

Prace OSW / CES Studies

**Kłopotliwe bogactwo –
sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu
na obszarze byłego ZSRR**

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich

Redaktor serii

Anna Łabuszewska

Opracowanie graficzne

Dorota Nowacka

Wydawca

Ośrodek Studiów Wschodnich

ul. Koszykowa 6 a

Warszawa

tel. + 48 /22/ 525 80 00

fax: +48 /22/ 629 87 99

Seria „Prace OSW” zawiera materiały analityczne
przygotowane w Ośrodku Studiów Wschodnich

Materiały analityczne OSW można przeczytać
na stronie www.osw.waw.pl

Tam również znaleźć można więcej informacji
o Ośrodku Studiów Wschodnich

ISSN 1642-4484

Spis treści

Wstęp / 5

Agata Łoskot

Tezy / 7

Agata Łoskot

Rozdział 1. Potencjał eksportowy obszaru postradzieckiego – jego znaczenie i podstawowe problemy związane z pełnym wykorzystaniem / 8

Agata Łoskot

Rozdział 2. Polityka energetyczna Rosji / 18

Ewa Paszyc

Rozdział 3. Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR. Polityka energetyczna państw regionu / 31

Arkadiusz Sarna

Rozdział 4. Inwestycje zagraniczne w sektor naftowo-gazowy państw producentów na obszarze WNP / 41

Iwona Wiśniewska

Rozdział 5. Bogactwo naftowe – wpływ na perspektywy rozwoju krajów WNP / 51

Wojciech Paczyński

Załącznik / 61

Tabele, mapy / 62

Kłopotliwe bogactwo – sytuacja i perspektywy sektorów ropy i gazu na obszarze byłego ZSRR

Ropa daje złudzenie życia zupełnie odmiennego, życia bez wysiłku, życia za darmo. (...) Myśl o nafcie doskonale wyraża odwieczne ludzkie marzenie o bogactwie osiągniętym przez szczęśliwy przypadek, przez łut szczęścia. (...) W tym sensie ropa jest bajką i jak każda bajka – jest kłamstwem.

Ryszard Kapuściński, *Szachinszach*

Wstęp

Obszar byłego ZSRR odgrywa dużą rolę na międzynarodowym rynku naftowym i gazowym. Prawdziwą potęgą gazową jest Rosja. Znajdują się tu największe na świecie złoża tego surowca. Rosja jest też głównym eksporterem błękitnego paliwa do wielu krajów europejskich. Utrzymanie silnej pozycji na tym rynku jest jednym z priorytetów polityki gospodarczej Federacji Rosyjskiej. Europa jest bardzo atrakcyjnym rynkiem zbytu ze względu na oczekiwany stabilny wzrost zapotrzebowania na gaz i malejącą własną produkcję. Perspektywicznie ważny dla rosyjskiego surowca jest też rynek dalekowschodni, którego zapotrzebowanie, według szacunków ekspertów, ma rosnać w jeszcze szybszym tempie niż w Europie. Kaspijscy producenci błękitnego paliwa nie stanowią w chwili obecnej realnej konkurencji dla Rosji i taka sytuacja najpewniej utrzyma się w najbliższych latach.

Kraje postradzieckie posiadają również znaczne zasoby ropy naftowej. Największe rezerwy tego surowca wśród państw WNP ma Rosja, znaczne potwierdzone złoża ma także Kazachstan. Surowce z obszaru b. ZSRR stanowią najważniejszą na rynku eurazjatyckim alternatywę dla ropy produkowanej przez kraje zrzeszone w OPEC. Rosja nie należy do kartelu i w ciągu ostatnich dwóch lat – przy utrzymywaniu się wysokich światowych cen ropy – znacząco zwiększała zarówno wydobyte, jak i eksport swojego surowca. Głównym odbiorcą rosyjskiej ropy są kraje europejskie, jednak perspektywicznie surowiec może zacząć odgrywać ważniejszą niż dotychczas rolę także na rynkach Stanów Zjednoczonych, Japonii i innych krajów starających się zmniejszyć swoje uzależnienie od ropy arabskiej. W ciągu najbliższych pięciu lat należy też oczekiwać skokowego zwiększenia produkcji i eksportu przez kraje basenu Morza Kaspijskiego – Kazachstan i Azerbejdżan. Rola tego regionu na międzynarodowym rynku wzrośnie, gdy powstaną nowe, niezależne od Rosji szlaki transportu surowca (zob. rozdział 1 „Potencjał eksportowy obszaru postradzieckiego – jego znaczenie i podstawowe problemy związane z pełnym wykorzystaniem”).

Prezentowany zeszyt próbuje przedstawić uporządkowany i czytelny opis podstawowych charakterystyk oraz najważniejszych problemów związanych z sektorami naftowym i gazowym w krajach b. ZSRR. Celem jest pokazanie z jednej strony bogactwa i możliwości produkcyjno-eksportowych, z drugiej zaś naświetlenie szeregu problemów ograniczających obecnie i mogących hamować w przyszłości rozwój handlu surowcami energetycznymi z tego regionu. Kwestie te wydają się nam szczególnie ważne w kontekście dylematów polskiej i europejskiej polityki, zmierzającej do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Na zeszyt składa się pięć opracowań omawiających: potencjał surowcowy i eksportowy krajów Wspólnoty Niepodległych Państw, politykę Rosji wobec całego sektora naftowo-gazowego na obszarze b. ZSRR i w państwach dawnego bloku wschodniego oraz rolę, jaką potencjał surowcowy odgrywa w polityce zagranicznej Federacji Rosyjskiej. Materiały zaprezentowane w niniejszym zeszycie przedstawiają również sytuację krajów, przez które przebiegają ważne szlaki transportu rosyjskiej ropy i gazu, rolę inwestycji zagranicznych dla sektora naftowo-gazowego państw regionu, a także szanse i zagrożenia, jakie dla rozwoju krajów WNP stanowi fakt posiadania bogactw surowcowych. Przedmiotem analizy jest sytuacja w najważniejszych krajach produkujących ropę lub gaz (Rosji, Kazachstanie, Azerbejdżanie i Turkmenistanie) oraz w państwach tranzytowych dla surowców energetycznych z krajów WNP (na Ukrainie, Białorusi, Litwie, Łotwie i Estonii).

Przy opracowaniu zeszytu korzystaliśmy z ogólnie dostępnej literatury przedmiotu, roczników statystycznych, prasy fachowej, serwisów agencyjnych i internetowych. Cenne okazały się też opinie specjalistów z krajów WNP zajmujących się problematyką naftowo-gazową, z którymi przeprowadziliśmy szereg spotkań w trakcie prac nad projektem.

Agata Łoskot

Tezy

1. Sektory naftowy i gazowy stanowią nie tylko podstawę egzystencji gospodarki, ale także ważne narzędzie polityki wewnętrznej i zagranicznej Federacji Rosyjskiej. Konsekwentne działania Moskwy, zmierzające do odbudowy postradzieckiej przestrzeni energetycznej umocniły kontrolę rosyjską nad sektorami energetycznymi krajów WNP, a przede wszystkim nad ich zasobami i infrastrukturą transportową. Rosja utrzymała także dominację rosyjskich surowców energetycznych na rynkach b. bloku wschodniego i zapewniła sobie kontrolę nad najważniejszymi szlakami tranzytu na tym obszarze. Europa Środkowa staje się dla kompanii rosyjskich „przyczółkiem” do ekspansji na rynek Unii Europejskiej, na którym Rosja zamierza wzmocnić swoją obecność (zob. rozdział 2 „Polityka energetyczna Rosji”).

2. Europejskie kraje b. ZSRR (przedmiotem szczególnej analizy są: Białoruś, Ukraina, Litwa, Łotwa, Estonia) pozostają w znacznej mierze zależne od dostaw rosyjskich surowców energetycznych. Bardzo różny jest jednak stopień tej zależności i jej konsekwencje polityczne i ekonomiczne. Atutem krajów bałtyckich są zaawansowane reformy rynkowe. Białoruś i Ukraina prowadzą z Rosją grę, w której główną stawką jest kontrola nad szlakami transportu rosyjskiej ropy i gazu na zachód i południe Europy (zob. rozdział 3 „Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR. Polityka energetyczna państw regionu”).

3. Bogate w surowce energetyczne państwa WNP stały się głównymi beneficjentami inwestycji zagranicznych w regionie. Jednak relatywnie skromny napływ obcego kapitału nie pozwolił w pełni na zaspokojenie potrzeb sektora naftowo-gazowego. Dość otwarta na inwestycje zagraniczne polityka władz Kazachstanu i Azerbejdżanu przyczyniła się do rozwoju branży naftowej tych państw. Ograniczony dostęp inwestorów zagranicznych do Rosji zdecydował natomiast o niewielkim znaczeniu obcego kapitału w rosyjskim sektorze surowcowym. Poważnym hamulcem napływu inwestycji jest zachowanie monopolu transportowego na obszarze WNP

w rękach rosyjskich władz (zob. rozdział 4 „Inwestycje zagraniczne w sektor naftowo-gazowy państw producentów na obszarze WNP”).

4. Bogactwo surowcowe krajów b. ZSRR stwarza szansę szybszego rozwoju i ograniczenia ubóstwa, ale jego posiadanie komplikuje politykę gospodarczą i społeczną. Aktualna kondycja instytucji państwowych oraz sytuacja polityczna w krajach WNP nie pozwala formułować zbyt optymistycznych prognoz dla rozwoju społecznego i gospodarczego na tym obszarze. Mimo dobrych rokowań na najbliższe lata, pozostaje ryzyko, że niektóre bogate w surowce kraje nie będą potrafiły dobrze wykorzystać swoich bogactw naturalnych (zob. rozdział 5 „Bogactwo naftowe – wpływ na perspektywy rozwoju krajów WNP”).

Agata Łoskot

Rozdział 1.

Potencjał eksportowy obszaru postradzieckiego – jego znaczenie i podstawowe problemy związane z pełnym wykorzystaniem

Agata Łoskot

1. Zasoby

Na obszarze postradzieckim znajdują się duże złoża ropy naftowej i największe na świecie zasoby gazu ziemnego¹. Najbogatszą bazą surowcową dysponuje Federacja Rosyjska. Ma ponad 30% światowych rezerw błękitnego paliwa i znaczne złoża ropy. Drugim ważnym obszarem bogatym w węglowodory, który wyłonił się po rozpadzie ZSRR, jest region Morza Kaspijskiego. Kazachstan i Azerbejdżan to kaspijscy potentaci naftowi, Turkmenistan i Uzbekistan mają pokaźne złoża gazu ziemnego. Mimo że wielkość zasobów tych krajów jest znacznie mniejsza od zasobów rosyjskich, stanowią one potencjalnie istotne dodatkowe źródło nośników energii dla odbiorców europejskich i azjatyckich.

1.1. Ropa naftowa

1.1.1. Rosja

Rosja zajmuje siódme miejsce na świecie (po państwach Zatoki Perskiej i Wenezueli) pod względem wielkości zasobów ropy naftowej. Zasoby potwierdzone szacuje się na ponad 8 mld ton ropy² (Tabela IV). W sumie do początku 2002 r. odkryto w Federacji Rosyjskiej przeszło 2 tys. złóż naftowych i naftowo-gazowych. 85% z nich przypada na Syberię Zachodnią, która jest obecnie główną bazą surowcową kraju. Zasoby te weszły już w fazę spadającego wydobywania³. Wzrost produkcji ropy w tym regionie, odnotowany w ostatnich latach, uzyskano dzięki zastosowaniu przez kompanie naftowe nowoczesnych urządzeń i technik wydobywczych. Pozostała część eksploatowanych zasobów naftowych znajduje się na Uralu i Powołżu oraz na Kaukazie Północnym – najstarszych rosyjskich prowincjach naftowych, gdzie poziom wyeksploatowania złóż sięga 70–90%. Od 2000 r. konsorcja zachodnie rozpoczęły wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego na szelfie sachalińskim. Na rosyjski potencjał naftowo-gazowy składają się ponadto stosunkowo niedawno odkryte⁴, mało zbadane i jeszcze nieeksploatowane złoża w Syberii Wschodniej (w Jakucji, Kraju Krasnojarskim i obwodzie irkuckim) oraz na szelfie arktycznym (morza Barentsa i Karские). Obecnie w Rosji nie prowadzi się żadnych prac na ok. 900 zbadanych złóż.

Rosyjski sektor naftowy, który podupadł po rozpadzie ZSRR, dzięki utrzymującym się od kilku

lat wysokim cenom ropy szybko nadrabia straty. Wielkość produkcji i eksportu w ostatnich latach rośnie. W 2002 r. Federacja Rosyjska zwiększyła wydobycie do ok. 380 mln ton⁵ i awansowała na drugie – po Arabii Saudyjskiej – miejsce wśród światowych eksporterów ropy naftowej⁶. Największymi producentami krajowymi były kolejno kompanie: ŁUKoil, Jukos, Surgutnieftgaz i TNK, na które przypadło ponad 50% ubiegłorocznej produkcji ropy naftowej⁷. Rząd rosyjski przewiduje utrzymanie w najbliższym okresie tendencji wzrostu wydobycia⁸.

1.1.2. Region Morza Kaspijskiego

Największe złoża ropy naftowej w regionie ma Kazachstan. Potwierdzone zasoby tego surowca wynoszą 1,2 mld ton⁹, czyli są ponad sześciokrotnie mniejsze niż rosyjskie. Najważniejsze złoża naftowe Kazachstanu to znajdujące się na lądzie Tengiz, Karaczaganak i Uzen oraz na szelfie kaspijskim Kaszagan. Azerskie zasoby ropy naftowej szacuje się na prawie miliard ton (Tabela IV)¹⁰. Podstawowymi eksploatowanymi złożami są Azeri, Czirag, Guneszli. Uważa się, że całkiem duże, jeszcze niepotwierdzone zasoby ropy może posiadać Turkmenistan.

Produkcja i eksport zarówno w Kazachstanie, jak i w Azerbejdżanie, rosną w szybkim tempie (skokowo – szczególnie w przypadku Azerbejdżanu) wraz z rozwojem infrastruktury wydobywczo-przesyłowej. W chwili obecnej kraje te produkują odpowiednio 47 i 15 mln ton ropy, a Kazachstan eksportuje ponad 30 mln ton (Tabela V). Przewiduje się, że trend rosnący wydobycia i sprzedaży surowca za granicę utrzyma się (Wy-

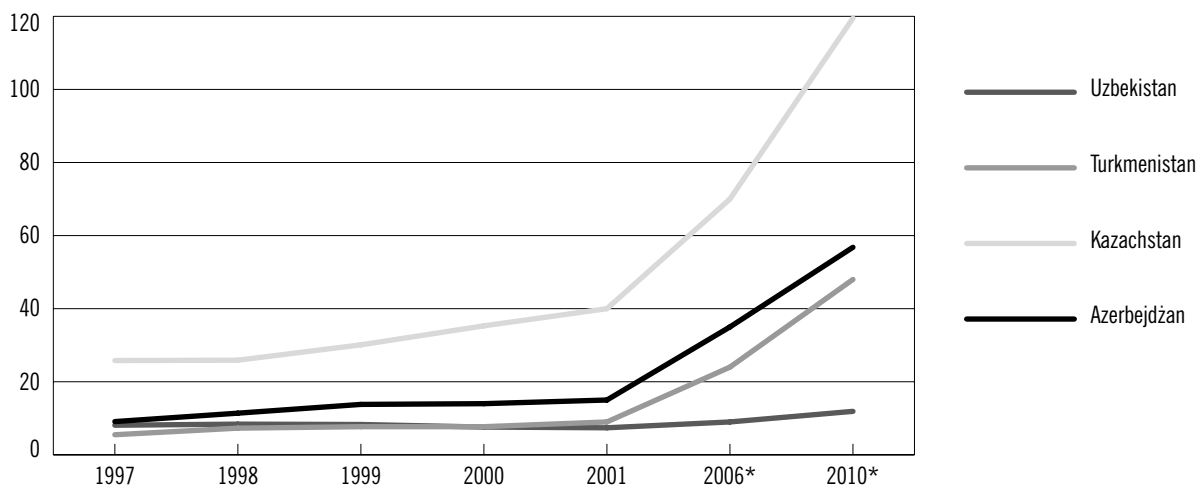
kres 1). Według prognoz do 2010 r. poziom produkcji ropy naftowej w Kazachstanie powinien wynieść 120 mln ton¹¹. Przewiduje się, że w następnej dekadzie kraje regionu kaspijskiego będą w stanie eksportować około 200 mln ton ropy¹², z czego najwięcej przypadnie na Kazachstan, Azerbejdżan i Turkmenistan.

1.2. Gaz ziemny

1.2.1. Rosja

Na obszarze Federacji Rosyjskiej znajdują się największe na świecie złoża gazu ziemnego. Udokumentowana ilość surowca to ponad 47,5 bln m³, co stanowi prawie 1/3 zasobów światowych (Tabela IV)¹³. Prawie 2/3 zasobów jest własnością rosyjskiego monopolisty, Gazpromu, jednak coraz znaczącymi złożami dysponują również inne rosyjskie kompanie. Główne potwierdzone złoża gazu rosyjskiego znajdują się w Syberii Zachodniej, w Chanty-Mansyjskim Okręgu Autonomicznym oraz w najbardziej obecnie eksploatowanym Jamalsko-Nienieckim Okręgu Autonomicznym (przeszło 80% rosyjskich zasobów tego surowca). Wśród odkrytych tu 190 złóż gazu znajdują się m.in. największe na świecie złoża: Jamburskie, Urengojskie i Miedwieżje. Eksploatacja tylko części z nich daje obecnie przeszło 90% rosyjskiego wydobycia. Wszystkie złoża zachodniosyberyjskie znajdują się w stadium spadającego wydobycia¹⁴. Gaz produkuje się też w najstarszych rosyjskich rejonach wydobycia – na Kaukazie i Powołżu. Jednak zasoby tych regionów są wyeksploatowane średnio w ok. 90%. Perspektywiczny potencjał gazo-

Wykres 1. Produkcja ropy naftowej w regionie Morza Kaspijskiego (mln t)



Dane za: IEA, www.eia.doe.gov, * – dane szacunkowe

wy Federacji Rosyjskiej znajduje się na szelfie arktycznym – morze Barentsa i Karskiego (m.in. złoża Sztokmanowskie), na Syberii Wschodniej (m.in. złoża Kowytynskie) oraz na szelfie sachalińskim. Wydobycie gazu ziemnego w roku 2002 po raz pierwszy od kilku lat wzrosło i wyniosło 595 mld m³ (Tabela VII)¹⁵. Przy olbrzymiej konsumpcji wewnętrznej tego surowca na eksport przeznaczają się obecnie ok. 33% rocznego wydobycia.

Według danych paryskiej International Energy Agency (IEA) do 2001 r. spadała również wielkość eksportu (Tabela VII). Według rosyjskich danych udaje się utrzymywać eksport na względnie stałym poziomie dzięki m.in. ograniczaniu spożycia wewnętrznego gazu. Zakładany w Strategii Energetycznej FR do roku 2020¹⁶ wzrost wydobycia surowca w najbliższych latach nie będzie możliwy bez podjęcia przez Moskwę zasadniczych reform. Przewidywany wzrost konsumpcji wewnętrznej może powodować utrzymanie się tego negatywnego trendu.

1.2.2. Region Morza Kaspijskiego

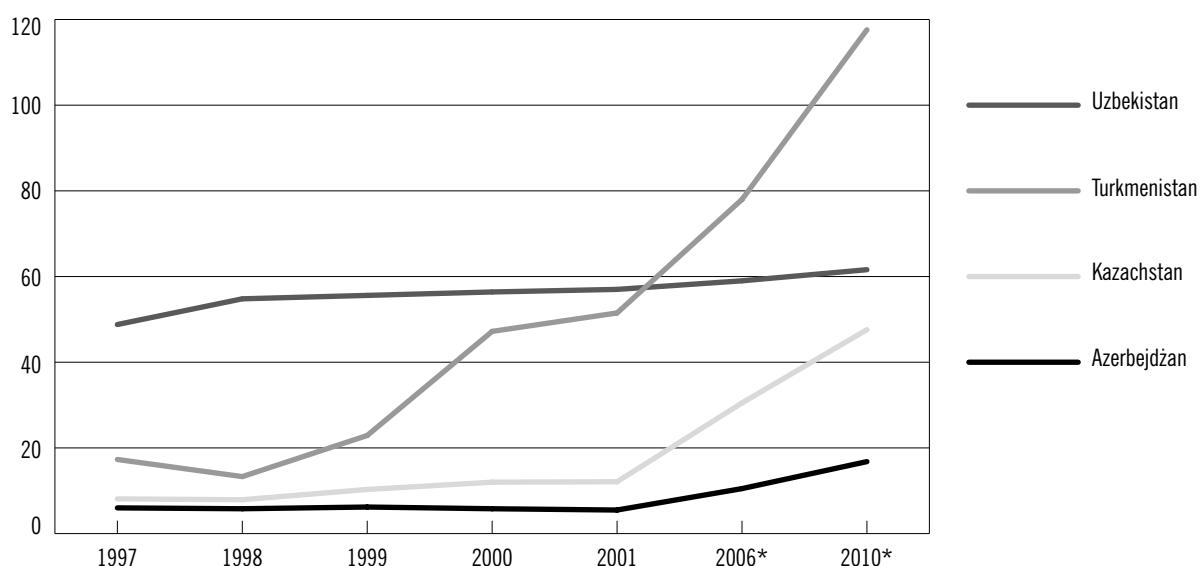
Największe kaspijskie złoża gazu ziemnego należą do Turkmenistanu. Ta była republika radziecka posiada ponad 2 bln m³ błękitnego paliwa, co stanowi ok. 1,3% zasobów światowych (Tabela IV)¹⁷. Największym odkrytym i eksploatowanym złożem gazu jest olbrzymi Dauletabad w południowym Turkmenistanie. Państwo to jest pierwszym w Azji Centralnej i szóstym na

świecie eksporterem gazu. Drugie co do wielkości zasoby surowca w regionie Morza Kaspijskiego ma Uzbekistan (1,9 bln m³), jednak ze względu na znaczną konsumpcję wewnętrzną na eksport przeznaczane są niewielkie ilości surowca. Ważnym regionalnym eksporterem gazu ziemnego może w najbliższych latach stać się Azerbejdżan, który – mimo relatywnie niewielkich zasobów (największe złoża Szah Deniz) – postawił na sprzedaż surowca na Zachód. W przyszłej dekadzie region kaspijski może eksportować ok. 150 mld m³ gazu rocznie¹⁸. Ważnym producentem i eksporterem może okazać się Kazachstan, który, jak się szacuje, posiada znaczne zasoby gazu (Wykres 2).

1.3. Europa Wschodnia – ropa, gaz

Ukraina, Białoruś, Litwa, Łotwa i Estonia w decydującej mierze pozostają zależne od importu surowców energetycznych z Rosji. Kraje te mają nieznaczne własne zasoby ropy i gazu ziemnego, które niemal w całości przeznaczają na użytek wewnętrzny. Ukraińskie zasoby gazu pozwalają zaspokoić ok. 1/4 krajowego zapotrzebowania na ten surowiec. Z krajów bałtyckich jedynie Litwa wydobywa śladowe ilości ropy ze swoich złóż na Morzu Bałtyckim. Estonia wytwarza produkty naftowe z łupków bitumicznych. W 2001 r. wyprodukowano w ten sposób 75% energii zużywanej w kraju¹⁹.

Wykres 2. Produkcja gazu ziemnego, region Morza Kaspijskiego (mld m³)



Dane za: IEA, www.eia.doe.gov, *- dane szacunkowe

2. Podstawowe (obecne i planowane) szlaki eksportowe

Rozbudowany i sprawny system rurociągów i portów przeładunkowych stanowi warunek konieczny eksportu surowców energetycznych z terenu b. ZSRR. Istniejąca dziś sieć ropo- i gazociągów na tym obszarze została odziedziczona po czasach radzieckich. Trasy eksportowe z krajów Azji Centralnej biegną w głąb Rosji; główne rosyjskie magistrale przebiegają przez Ukrainę i Białoruś. System ten nie zaspokaja obecnie potrzeb eksportowych ani Federacji Rosyjskiej, ani innych państw producentów z obszaru WNP. Obydwie strony w swoich projektach rurociągowych starają się zdywersyfikować drogi transportu i rynki zbytu swoich surowców oraz zmniejszyć uzależnienie tranzytowe od państw ościennych.

2.1. Ropa

2.1.1. Szlaki rosyjskie

Na rosyjskim rynku ropy funkcjonuje kilkanaście dużych przedsiębiorstw wydobywczych (Załącznik 1). Sieć rosyjskich ropociągów należy jednak niemal w całości do państwowego monopolu Transneft’.

Głównym szlakiem eksportu rosyjskiego surowca do Europy jest system rurociągów Družba. Rurociągi ze złóż zachodniosyberyjskich biegną przez centralną Rosję, Europę Wschodnią, Środkową na zachód i południe Starego Kontynentu (odgałęzienie do krajów bałtyckich; szlak przez Białoruś, Polskę do Niemiec i dalej; trasa przez Białoruś i Ukrainę rozgałęziająca się tuż przed granicą ze Słowacją na odcinek biegnący przez Słowację i Czechy do Austrii, oraz na odcinek na Węgry i na Bałkany) (Mapa 1). Systemem Družba w 2002 roku Federacja Rosyjska przesłała ok. 57 mln ton ropy, co stanowiło 44% całości eksportu tego surowca²⁰.

By usprawnić system Družba i zwiększyć jego przepustowość, planuje się całkowite zintegrowanie z nim chorwackiego rurociągu Adria, co zwiększyłoby dostawy rosyjskich surowców na Bałkany i umożliwiło dalszy eksport ropy z adriatyckiego portu Omisalj (m.in. do USA). Pojawiają się też informacje o ewentualności wykorzystania do transportu rosyjskiej ropy nowo

wybudowanego rurociągu na Ukrainie: trasy Odessa–Brody, która w założeniu autorów projektu powinna dotrzeć do Płocka i Gdańska²¹. W miarę prognozowanego spadku wydobycia ze złóż Syberii Zachodniej będzie wzrastało znaczenie innych, mniej obecnie wykorzystywanych zasobów, m.in. rosyjskiej części szelfu kaspijskiego. Ropa z tamtych terenów będzie eksportowana wraz z kazaskim surowcem uruchomioną pod koniec roku 2001 trasą Konsorcjum Rurociągu Kaspijskiego (Caspian Pipeline Consortium – CPC) Tengiz–Noworosyjsk.

Rosja wysyła także swój surowiec na zachodnie rynki drogą morską – przez Bałtyk (ponad 24 mln ton, czyli 19%) i Morze Czarne (47 mln ton, co stanowi 36% całości eksportu ropy)²². Ostatnio widoczna jest tendencja do zmniejszania roli terminali byłych republik radzieckich w eksporcie rosyjskiej ropy, a tym samym ograniczenia zależności FR od tranzytu przez państwa sąsiedzkie. Wewnątrzrosyjskie rurociągi (Bałtycki System Rurociągów) dostarczają ropę do bałtyckich portów – Primorska i Petersburga oraz do łotewskiej Windawy²³ i in. Z portów tych rosyjski surowiec jest wysyłany do Europy Północnej. Z czarnomorskich terminali rosyjskich (Noworosyjsk, Tuapse) i ukraińskiej Odessy ropa płynie do Bułgarii, Rumunii, Turcji i dalej na południe kontynentu (Mapa 1).

Niewielkie ilości ropy wywożone są z Rosji kolejną²⁴, warto jednak zwrócić uwagę na ten środek transportu z dwóch powodów. Po pierwsze, możliwe jest zwiększenie ilości przesyłanego w taki sposób surowca²⁵. Po drugie, ropa eksportowana w ten sposób nie jest zazwyczaj odnotowywana w ogólnokrajowych zestawieniach statystycznych. Istnieje więc teoretycznie możliwość omięcia przyjętych limitów czy zobowiązań.

W najbliższej perspektywie priorytetem w kwestii transportu rosyjskich surowców energetycznych jest zwiększenie ilości i modernizacja tras wiodących na rynki europejskie. Jednak coraz większej wagi nabierają nowe rynki. Z jednej strony rozbudowuje się więc i zwiększa przepustowość terminalu w Primorsku wraz z całą infrastrukturą (rurociągi, którymi dopływa do Primorska ropa i zbiorniki surowca); konkretyzują się plany włączenia do rosyjskiego systemu szlaków ukraińskich (Odessa–Brody) czy bałkańskich

(Adria). Z drugiej, coraz więcej mówi się o projektach budowy nowych tras eksportowych, przede wszystkim na rynki azjatyckie (do Chin i Japonii – odpowiednio Angarsk–Dacin i Angarsk–Nachodka, zob. Mapa 1) oraz nowych terminali (m.in. w Murmańsku nad Morzem Barentsa).

2.1.2. Szlaki kaspijskie

Kaspijskie złoża ropy naftowej znajdują się daleko od atrakcyjnych rynków zbytu, a ich eksport pozostaje wciąż zależny od istniejących, niewspółmiernych z potencjałem regionu systemów transportowych państw ościennych, przede wszystkim Rosji. Głównym odbiorcą kaspijskiego surowca pozostaje Rosja oraz inne kraje WNP. Pewne ilości kazaskiej ropy trafiają też na rynki europejskie. Praktycznie wszystkie trasy eksportu ropy naftowej z republik Azji Centralnej bieżą przez terytorium FR, znaczną ich część stanowią szlaki postradzieckie. Mimo trwającej już 12 lat rywalizacji mocarstw i koncernów zaangażowanych w regionie o poprowadzenie alternatywnych szlaków transportu, jedynym dużym zrealizowanym projektem jest trasa CPC Tengiz–Noworosyjsk o przepustowości 30 mln ton – współfinansowana przez FR i przebiegająca przez rosyjskie terytorium. Drugą ważną dla Kazachstanu magistralą eksportową jest biegnąca w głąb Rosji rurociąg Atyrau–Samara (przepustowość 15 mln t).

Istniejące azerskie ropociągi są znacznie mniejsze od kazaskich. Najważniejsze z nich to: zbudowana przez zachodnie konsorcjum pod przewodnictwem BP i omijająca Rosję trasa Baku–Supsa (7 mln ton) oraz prowadzący do rosyjskiego terminalu rurociąg Baku–Noworosyjsk (5 mln ton). Powstawanie nowych szlaków eksportowych jest ściśle związane ze wzrostem wydobycia ropy naftowej. Z projektów rozbudowy kaspijskiej infrastruktury eksportowej najbardziej bliskim realizacji jest rurociąg z azerskiego Baku przez Gruzję do tureckiego portu Ceyhan nad Morzem Śródziemnym (BTC). Rurociąg o przepustowości 50 mln ton rocznie, który ma być uruchomiony w roku 2004, będzie pierwszą dużą trasą z regionu Morza Kaspijskiego omijającą terytorium FR. Budowana przez międzynarodowe konsorcjum przy poparciu administracji USA, ma transportować ropę azerską na rynki europejskie, a w przyszłości może stać się również trasą przesyłu ropy kazaskiej (dzięki dobudowaniu podmorskiego

odcinka Aktau–Baku). Istnieje także kilka równoległych planów zbudowania nowego rurociągu dla ropy kazaskiej. Rozważa się projekty tras do Chin, Iranu i Indii. Obecnie wiadomo, że Kazachstan będzie poszerzał istniejący postradziecki szlak Atyrau–Samara, by podwoić jego przepustowość.

2.2. Gaz

2.2.1. Szlaki rosyjskie

Eksport błękitnego paliwa z terytorium Rosji jest całkowicie kontrolowany przez rosyjski koncern gazowy. Gazprom jest wyłącznym dysponentem całej sieci rosyjskich gazociągów. Gazowe magistrale eksportowe zazwyczaj rozpoczynają się w obwodzie tiumeńskim. Planowana eksploatacja złóż i poprowadzenie nowych tras z Półwyspu Jamalskiego są na razie systematycznie odraczane. Do Europy błękitne paliwo dociera trzema podstawowymi trasami. Główna, którą rocznie przepływa ponad 100 mld m³ surowca, to system magistrali gazowych (Braterstwo i in.) prowadzących przez Ukrainę, Słowację i dalej rozgałęziających się na Węgry i do Austrii oraz Czech i Niemiec. Druga trasa Jamał–Europa Zachodnia (gazociąg jamalski) biegnie z Syberii Zachodniej przez Białoruś do Polski i dalej do Niemiec i ma obecnie przepustowość 20 mld m³. Trzeci szlak prowadzi przez Ukrainę, Rumunię i Bułgarię na Bałkany i do Turcji, i ma przepustowość podobną do rurociągu jamalskiego. W celu odciążenia tej trasy i zmniejszenia zależności od krajów tranzytowych Gazprom wspólnie z włoską firmą ENI zbudował gazociąg Błękitny Potok, przebiegający pod Morzem Czarnym i łączący bezpośrednio południową Rosję z Turcją. Ważne znaczenie mają również nitki biegnące do krajów bałtyckich i do Finlandii oraz szlak eksportu gazu do krajów Kaukazu Południowego.

Na uruchomionym w 2003 r. szlaku Błękitny Potok wzorowany jest priorytetowy obecnie nowy projekt Gazpromu – gazociąg transbałtycki – który miałby przebiegać po dnie Bałtyku i łączyć Rosję bezpośrednio z Niemcami, Wielką Brytanią i krajami skandynawskimi. Trasa ta zmniejszyłaby zależność FR od tranzytu gazu przez terytoria krajów trzecich – przede wszystkim Ukrainy – oraz odroczyła budowę drugiej nitki gazociągu jamalskiego przez Białoruś i Polskę. W chwili obecnej koszt realizacji tego projektu przekracza

możliwości finansowe Gazpromu. Rosyjski monopolista planuje ponadto zwiększenie przepustowości najważniejszych z istniejących połączeń oraz w dalszej perspektywie – budowę szlaków do Chin i Japonii.

2.2.2. Szlaki kaspijskie

W chwili obecnej podstawowymi szlakami sprzedaży kaspijskiego – w tym przede wszystkim turkmeńskiego – gazu pozostaje post-radziecki system rurociągów przebiegających przez Kazachstan i Uzbekistan i łączących się z magistralami na terytorium FR (gazociągi Azja Centralna–Centrum i Buchar–Ural). Trasy te mają obecnie przepustowość 50 mld m³ rocznie. Płynie nimi gaz turkmeński do Rosji i na Ukrainę. Jedynym nowym szlakiem eksportowym jest uruchomiony w drugiej połowie lat 90. niewielki gazociąg do Iranu (przepustowość docelowa 13 mld m³). Poza tym funkcjonuje sieć regionalna gazociągów centralnoazjatyckich, zaopatrujących obszary pozbawione surowca i łączących Uzbekistan z Tadżykistanem, Kirgistanem i południowym Kazachstanem.

Kaukaz Południowy połączony jest gazociągami z rosyjskim producentem, praktycznie brak tam obecnie rurociągów umożliwiających eksport kaukaskiego gazu. Istnieje niewielkie połączenie gazociągowe Azerbejdżanu z Iranem, ale od wielu lat jest ono nieaktywne.

Niezagospodarowane bogactwa gazowe regionu Morza Kaspijskiego, w tym przede wszystkim Turkmenistanu, budziły zainteresowanie zarówno euroazjatyckich importerów tego surowca – Europy, Pakistanu i Indii, Chin, jak i krajów tranzytowych – Iranu, Afganistanu i przede wszystkim Rosji. Realizacja podpisanej w kwietniu 2003 r. rosyjsko-turkmeńskiej umowy gazowej zakłada konieczność rozbudowy infrastruktury przesyłowej łączącej oba kraje. W niedługim czasie ma powstać kolejny gazociąg łączący Turkmenistan z FR, który w przyszłości, być może, będzie przedłużony na Ukrainę. Konkurencyjnym projektem jest promowany od jakiegoś czasu przez prezydenta Turkmenistanu plan poprowadzenia gazociągu transafgańskiego Turkmenistan–Afganistan–Pakistan. W projekt ten zaangażował się, poza państwami bezpośrednio zainteresowanymi, Azjatycki Bank Rozwoju. Najbardziej zaawansowane wydają się być prace nad szlakiem z Azerbejdżanu przez Gruzję do

Turcji (Baku–Tbilisi–Erzurum, BTE) budowanym, przy poparciu USA, przez konsorcjum pod przewodnictwem British Petroleum. BTE ma zostać uruchomiony w roku 2006.

3. Potencjał i ograniczenia eksportowe regionu

Olbrzymi potencjał eksportowy obszaru post-radzieckiego jest tylko częściowo wykorzystywany. Region ma możliwość zwiększenia wydobycia i eksportu zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej. Jest to szczególnie ważne dla odbiorców rosyjskich surowców energetycznych. Popyt na ropę i gaz w regionach sąsiadujących z b. ZSRR rośnie. Tendencja ta jest widoczna nie tylko na tradycyjnych rosyjskich rynkach zbytu, ale także w Azji Wschodniej i Południowo-Wschodniej. Stosunkowo niewielkie zasoby Starego Kontynentu – podstawowego importera rosyjskich surowców energetycznych – stopniowo się wyczerpują. Gaz ziemny, którego Rosja jest największym światowym producentem, staje się coraz ważniejszy i bardziej poszukiwany na świecie, zwłaszcza w państwach rozwiniętych, redukujących spożycie ropy naftowej i węgla z przyczyn ekologicznych.

Na zbyt niskie w stosunku do możliwości wykorzystanie potencjału eksportowego obszaru postradzieckiego składa się wiele przyczyn. Po rozpadzie ZSRR rosyjski sektor naftowo-gazowy pogrążył się w kryzysie. Z jednej strony dezintegracja radzieckiego systemu produkcji, dystrybucji, przetwórstwa i sprzedaży surowców spowodowała spadek wydobycia. Z drugiej, odziedziczony po ZSRR system powiązań gospodarczych, infrastrukturalnych i in. jest na tyle silny, że w większości przypadków wciąż ogranicza i determinuje kierunek zmian w sektorach naftowych i gazowych nowo powstałych krajów. Dopiero od 1999 r., po 10 latach spadku, poziom wydobycia rosyjskiej ropy zaczął wzrastać i w 2002 r. wyniósł 380 mln ton²⁶. Wydobycie gazu ziemnego spadło stosunkowo nieznacznie. Zmniejszyła się natomiast wielkość eksportu tego surowca. Wywiązywanie się z kontraktów gazowych zawartych z państwami europejskimi odbywało się (i odbywa) kosztem dostaw do krajów WNP²⁷. Po roku 1990 zmniejszył się również

poziom wykorzystania rosyjskich rafinerii. Według Ministerstwa Energetyki wynosi on obecnie w skali kraju poniżej 70%. Inną przyczyną spadku tych wskaźników jest degradacja i zły stan techniczny infrastruktury naftowej i gazowej.

3.1. Złóża

3.1.1. Rosja

Pogarszanie się stanu bazy surowcowej, zarówno w sensie ilościowym, jak jakościowym (wzrost udziału zasobów drogich w eksploatacji i trudno dostępnych)²⁸, jest jednym z poważniejszych problemów rosyjskiego sektora naftowo-gazowego. Po przeszło 40 latach rabunkowej eksploatacji zasobów Syberii Zachodniej nastąpiła degradacja tamtejszych złóż. Stosowanie prymitywnych technologii, wydobywanie jedynie surowca znajdującego się blisko powierzchni, zamykanie częściowo tylko wyeksploatowanych szybów doprowadziło do katastrofy ekologicznej i utraty blisko 40% zasobów. Na postępujący spadek wydobywania nałożyła się w ostatniej dekadzie ub. wieku znaczna redukcja nakładów na badania geologiczne i głębokie wiercenia. Przygotowanie do eksploatacji nowych złóż w niezagospodarowanych jeszcze i niedostatecznie zbadanych regionach Syberii Wschodniej oraz na szelfie arktycznym wymaga ogromnych nakładów. Bez napływu zagranicznych inwestycji Federacja Rosyjska zdoła utrzymać obecny poziom wydobywania ropy przez maksimum 10 lat. Później nastąpi gwałtowny spadek²⁹. Dopiero w ubiegłym roku, po czterech latach spadku, odnotowano wzrost wydobywania gazu w Rosji³⁰. Relatywnie niewielki spadek poziomu eksportu tego surowca (do 2001 r.³¹) uzyskuje się dzięki zmniejszaniu dostaw na rynek wewnętrzny (i rynki państw WNP) (Tabela VII). Od 1999 r. notowany jest deficyt gazu na rynku rosyjskim³².

3.1.2. Złóża kaspijskie

Region kaspijski obejmuje jedne z najstarszych odkrytych na świecie złóż węglowodorów, obecnie w znacznej mierze wyeksploatowanych (Azerbejdżan, rosyjska część szelfu Morza Kaspijskiego). Z drugiej strony są tam obszary nie do końca zbadane pod względem zasobności ich bazy surowcowej (Kazachstan, Turkmenistan). Na szelfie kaspijskim znajdują się największe odkryte w ostatnich dziesięcioleciach złoża ropy

(jak np. olbrzymie pole naftowe Kaszagan w Kazachstanie) i potencjalnie znaczne złoża gazu – w Turkmenistanie.

Większość z eksploatowanych jeszcze przez Związek Radziecki złóż Kaukazu i Azji Centralnej – w związku z degradacją infrastruktury i rozluźnieniem więzi gospodarczo-transportowych regionu z dawną metropolią – jest dzisiaj niedostatecznie wykorzystywana. Poziom wydobywania i eksportu jest zazwyczaj niższy niż za czasów radzieckich. Nowo odkryte złoża nie osiągnęły jeszcze szczytu wydajności (Tengiz), niektóre nie są w ogóle eksploatowane lub są wykorzystywane tylko do celów lokalnych (Karaczaganak) ze względu na brak odpowiedniej infrastruktury wydobywczej i szlaków eksportowych, a często także niekorzystny klimat inwestycyjny. W niektórych przypadkach, jak w Turkmenistanie, istnieją formalne przeszkody w poszukiwaniu i badaniu nowych złóż³³.

3.2. Infrastruktura

Postradziecka infrastruktura wydobywczo-przesyłowa, łącząca wcześniej cały obszar ZSRR w jeden system, nie może w pełni sprostać obecnym wymaganiom eksportowym regionu. Nowe granice i wynikający z tego podział infrastruktury pomiędzy różne państwa, spadek intensywności bądź zmiana charakteru kontaktów gospodarczych i politycznych byłych republik z Moskwą; kryzys i transformacja gospodarcza w większości krajów WNP – wszystko to sprawia, że postradziecki system ropociągów i gazociągów wymaga modernizacji i przebudowy. Tymczasem niedostateczne nakłady na inwestycje (brak wystarczających środków krajowych, odpowiednich inwestycji zagranicznych oraz brak sprzyjającego klimatu inwestycyjnego) są przyczyną pogłębiającej się degradacji i spadku mocy przesyłowych magistrali na całym terenie b. ZSRR. Rosyjski system rurociągów zaczęto budować na przełomie lat 60. i 70. Obecnie zmniejszyła się całkowita przepustowość systemu w stosunku do jego pierwotnych możliwości, zmienił się też sposób jego wykorzystania (przed rozpadem ZSRR więcej przesyłano do republik związkowych niż obecnie do krajów WNP). W czasach radzieckich rurociągi Transnefti transportowały ok. 600 mln ton rocznie, obecnie o ponad 1/3 mniej³⁴. Największy jest spadek zapotrzebowania

nia (i transportu) wewnętrznego, jednak magistrale eksportowe są przeciążone. W 2002 r. możliwości przesyłowe systemu (poza obszar WNP) wykorzystano w ok. 85%, w 2003 r. planuje się jeszcze wyższy stopień wykorzystania³⁵. W sumie systemem Transniefti – zarówno do odbiorców wewnętrznych, jak do WNP i państw europejskich – transportuje się ok. 99% rosyjskiego wydobycia. Z usług Transniefti, oprócz krajowych producentów korzysta też Kazachstan i Azerbejdżan, potrzeby transportowe tych państw także będą wzrastać. Stąd konieczność zwiększenia przepustowości systemu. Tymczasem stopień wyeksploatowania sieci Transniefti przekracza 70%³⁶. Poza degradacją techniczną, spowodowaną przekroczeniem dopuszczalnych terminów eksploatacji, główną przyczyną zużycia rurociągów jest niewłaściwa technologia budowy i zła jakość samych rur. Zdaniem rosyjskich ekspertów, żeby utrzymać system rosyjskich rurociągów w stanie umożliwiającym ich eksploatację, potrzeba 120–130 mln USD inwestycji rocznie przez najbliższych kilka lat³⁷.

Spadają również moce przesyłowe sieci gazociągów. Szlaki Centralna Azja–Centrum i Buchara–Ural, łączące kraje Azji Centralnej z Rosją, mogły kiedyś eksportować ponad 100 mld m³ gazu, dzisiaj ok. 50 mld m³. Zdaniem wiceprezesa Gazpromu Aleksandra Riazanowa, deficyt mocy przesyłowych rosyjskiej sieci gazociągowej może sięgnąć 100 mld m³ już w 2010 roku. Aby je zwiększyć konieczne są nakłady w wysokości 15–20 mld USD. Według Riazanowa istnieje potrzeba zwiększenia prywatnych (pozagazpromowskich) inwestycji w infrastrukturę gazową. Jednak utrzymujący się monopol własnościowy Gazpromu na sieć transportową nie stymuluje niezależnych producentów gazu do takich inwestycji.

3.3. Uwarunkowania polityczne

Na spadek znaczenia starych, postradzieckich tras przesyłu surowców i pojawienie się planów budowy nowych niebagatelny wpływ mają także zmiany, jakie zachodzą na regionalnej i światowej scenie politycznej. Powstanie nowych państw na obszarze b. ZSRR, w tym bogatych w węglowodory państw Azji Centralnej, przyciągnęło uwagę światowych mocarstw i stworzyło szansę otwarcia regionu na nowe rynki zbytu –

zachodnie (Turcja i in.), wschodnie (Chiny, Japonia) i południowe (Indie, Afganistan). Aby tę szansę wykorzystać, konieczna jest budowa nowych tras eksportowych i właśnie o to od 12 lat toczy się „Wielka gra” w regionie kaspijskim. Rosja pozostaje do dziś głównym obszarem tranzytu kaspijskich surowców energetycznych; od rozpadu ZSRR poza jej terytorium powstały jedynie niewielkie, mało znaczące rurociągi eksportowe. Polityka Moskwy w regionie do tej pory skutecznie hamowała realizację alternatywnych projektów. Eksport rosyjskimi sieciami jest regulowany według nieprzejrzystych kryteriów, podporządkowanych państwowej strategii utrzymania monopolu transportowo-eksportowego. Może to stanowić przeszkodę w dostępie do systemu Transniefti zarówno dla producentów krajowych, jak zagranicznych. Aby kraj trzeci mógł transportować swoje surowce energetyczne przez terytorium FR, konieczne są specjalne porozumienia międzyrządowe. Rosja nie ratyfikowała do tej pory Umowy o Karcie Energetycznej³⁸, zachowała zatem dość skuteczne narzędzie w postaci opcji zablokowania możliwości eksportu/tranzytu w przypadku nieporozumień³⁹. Komplikuje to szczególnie sytuację centralnoazjatyckich producentów, uzależnionych prawie w 100% od rosyjskiego systemu rurociągów eksportowych.

Do niewystarczającego wykorzystania potencjału eksportowego obszaru postradzieckiego przyczynia się także nie najlepszy klimat inwestycyjny w regionie⁴⁰, związany na ogół z sytuacją wewnętrzną – gospodarczą i polityczną – poszczególnych krajów. Hamulcem dla planów eksportowych FR jest sytuacja na rynku wewnętrznym. Sektor naftowo-gazowy dotuje inne gałęzie gospodarki i sektory nieprodukcyjne, umożliwia egzystencję energochłonnego przemysłu rosyjskiego. Rosnące spożycie gazu na rynku rosyjskim, brak koniecznych reform, niskie ceny nośników energii oraz malejące wydobycie surowca stanowią poważne zagrożenie i jednocześnie wyzwanie dla Kremla. Zmiany konieczne do transformacji gospodarki oraz zwiększenia eksportu wymagają gruntownych reform, które mogłyby spowodować poważne problemy społeczne w kraju. Z tego względu nie należy się ich spodziewać przed wyborami prezydenckimi w 2004 r.⁴¹

Również w Azerbejdżanie walka o sukcesję po Gejdarze Alijewie może zachwiać obecnie relatywnie spokojną sytuację wewnętrzną. Potencjalnie możliwe, chociaż mało prawdopodobne przejęcie władzy przez kogoś spoza obecnej elity rządzącej zachwiałyby całym systemem (wszystkie ważniejsze funkcje w kraju, a także w sektorze naftowo-gazowym pełnione są przez osoby z klanu Alijewów lub z nim powiązane).

W efekcie tych uwarunkowań na obszarze b. ZSRR następuje:

- utrwalanie odziedziczonych po ZSRR, nieefektywnych powiązań (gospodarczych), hamowanie wewnętrznych reform gospodarczych (w Rosji);
- redukcja możliwości dywersyfikacji dostaw przez państwa WNP importujące surowce energetyczne;
- ograniczenie dostępu krajom WNP – producentom ropy i gazu – do rynków zachodnich;
- wzrost/utrzymywanie się wysokiego ryzyka związanego z dostawami surowców z tego regionu oraz z inwestowaniem na obszarze WNP.

Negatywne skutki tych tendencji w sektorze naftowo-gazowym na obszarze postradzieckim odczuwają zarówno producenci surowców energetycznych, jak ich odbiorcy. Pierwsi napotykają bariery w zwiększaniu swojego wydobycia i eksportu; drudzy mogą się obawiać o stabilność i bezpieczeństwo dostaw gazu i ropy w dłuższym okresie.

Obu stronom zależy jednak na przezwyciężeniu przeszkód oraz stworzeniu stabilnych ram współpracy. Rząd Federacji Rosyjskiej postuluje od kilku lat – na razie bezskutecznie – reformę sektora gazowego. Jednak reforma ta musiałaby być skoordynowana z całą rosyjską strategią gospodarczą, która zmierzałaby do modernizacji rosyjskiej gospodarki. Także kraje europejskie postulują, by Rosja zreformowała swój sektor energetyczny. Propozycje Europy dotyczą przede wszystkim stworzenia przejrzystych ram formalno-prawnych dla projektów inwestycyjnych oraz ratyfikowania międzynarodowych porozumień regulujących kwestie związane z tranzytem nośników energii. W 2000 roku Rosja i Unia Europejska rozpoczęły Dialog Energetyczny, który, na razie, nie wykroczył poza fazę formułowania listy często sprzecznych interesów stron⁴².

Agata Łoskot

Prace nad tekstem zakończono we wrześniu 2003 r.

¹ Odpowiednio 7,5% światowych zasobów ropy i 35,4% zasobów gazu – zob. Tabela IV.

² W rosyjskich źródłach mówi się o 15 mld ton (a czasem nawet 60) – Renaissance Capital, Russia Oil & Gas Yearbook, lipiec 2003, s. 29. Rosjanie wliczają zasoby typu A i B – potwierdzone i produkujące oraz nieprodukujące złoża, oraz typu C1 – na których prowadzono mało prób i które według zachodnich klasyfikacji zaliczane byłyby do kategorii złóż prawdopodobnych (wg IEA ok 30% złóż typu C1 uznano by na Zachodzie za złoża potwierdzone, a 70% za prawdopodobne). Takie różnice w sposobie klasyfikacji złóż, a także metodologii pomiaru są częstym źródłem nieporozumień i pomyłek zarówno w przypadku szacunkowej oceny zasobów zarówno ropy naftowej, jak gazu.

³ Zasoby Syberii Zachodniej eksploatowane są od lat 60.–70., szczyt ich wydajności przypadł na koniec lat 80.

⁴ Początek lat 90.

⁵ Dla porównania: w 2001 roku Federacja Rosyjska produkowała ok. 347 mln ton ropy.

⁶ Według Renaissance Capital (jw.) Rosja sprzedała 186,7 mln ton, o ponad 14% więcej niż w roku poprzednim, z czego ok. 82% poza WNP.

⁷ Ibidem, s. 15; obliczenia własne.

⁸ Wg <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html> Rosja planuje do roku 2010 podnieść wydobycie do 390 mln ton. W programie rządowym „Gospodarka energoefektywna” mówi się też o poziomie 420 mln ton do 2010 r.

⁹ Wg amerykańskich prognoz może ich być nawet 15 mld ton. Za <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/kazak.html>

¹⁰ Przewidywania co do potencjalnie znacznie większych złóż w Azerbejdżanie zostały mocno zredukowane.

¹¹ Za: www.eia.doe.gov/emeu/cabs/kazak.html; prognozy zawarte w przyjętym pod koniec marca br. programie rozwoju kazaskiej części złóż Morza Kaspijskiego mówią o osiągnięciu poziomu 150 mln t do 2015 r.

¹² Za: <http://www.eia.doe.gov>

¹³ Rosyjscy eksperci szacują, że jego zasoby mogą sięgać nawet 212 bln m³. W związku z różnymi parametrami technicznymi wy- i przepompowywanego gazu możliwe są (i występują) różnice w rosyjskim i zachodnim sposobie pomiaru objętości gazu.

¹⁴ Np. największe z nich, Jamburskie, jest wyczerpane w 46%, Urengojskie w 76%, Miedwieżje – w 78% (dane z raportu Ministerstwa Energetyki FR za 2002 r.).

¹⁵ Dla porównania: w 1991 r. Rosja wyprodukowała 643 mld m³ gazu – za: Russia Oil & Gas Yearbook, Renaissance Capital 2003, s. 9.

¹⁶ Por. <http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>

¹⁷ Perspektywicznie 7,4 bln m³ (<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/turkmen.html>), a według prezydenta kraju Saparmurada Nijazowa nawet 22 mld m³.

¹⁸ Za: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/turkmen.html>

¹⁹ Za: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/baltics.html>. Szerzej w rozdziale „Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR”.

²⁰ Za: FSU Energy, Petroleum Argus, wydanie z 2002 r., obliczenia własne.

²¹ Szerzej w rozdziałach „Polityka energetyczna FR” i „Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR”.

²² *Ibidem*.

²³ Windawa – do niedawna główny bałtycki terminal eksportujący ropę rosyjską – jest obecnie decyzją Moskwy poddana blokadzie i traci swą pozycję. Szerzej w rozdziałach „Polityka energetyczna FR” i „Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR”.

²⁴ W 2001 roku było to 8,4 mln ton; za FSU Energy z 25.01.2002, s. 7.

²⁵ Transport ropy koleją kosztuje ok. 3 razy więcej niż rurociągami. Jednak przy znacznym wzroście produkcji przez rosyjskie kompanie oraz wysokich cenach ropy w ostatnim czasie wyższe koszty nie są aż tak istotne. Wg FSU Energy z 5 września 2003, tylko w sierpniu br. przewóz ropy koleją (jego część kontrolowana przez Transneft) wzrósł o ponad 50% w stosunku do lipca i prawie dwukrotnie w stosunku do sierpnia 2002 r.

²⁶ Dla porównania: w „szczytowym” 1987 roku wydobyć się udało 570 mln t.

²⁷ Na obszarze WNP popyt na gaz ziemny zmniejsza się od czasu rozpadu ZSRR.

²⁸ Największe z eksploatowanych obecnie złóż Syberii Zachodniej, zapewniające ponad 60% rosyjskiego wydobycia ropy naftowej, są wyczerpane w ok. 50%; starsze w ok. 60–80%. Zawartość wody w wydobywanej ropie przekracza 70%. Udział zasobów trudno dostępnych wśród eksploatowanych obecnie ekspertyzy szacują na 55–60% (Federalny Informator Ministerstwa Energetyki Kompleks Paliwowo-Energetyczny FR 1999–2000, www.rusoil.ru).

²⁹ Tymczasem prognozy zawarte w rządowym programie „Gospodarka energoefektywna” zakładają osiągnięcie do 2010 r.: wzrostu wydobycia ropy naftowej do 420 mln t, wzrostu eksportu do 200–250 mln t, oraz zagospodarowanie ok. 130 nowych złóż. Za: <http://www.mte.gov.ru/files/103/1354.strategy.pdf>

³⁰ Spadek wydobycia surowca w latach 1992–2000 wyniósł ok. 9% (raport Izby Obrachunkowej FR, 25.01.2001).

³¹ W 2002 r. także po raz pierwszy od kilku lat odnotowano wzrost eksportu rosyjskiego gazu.

³² W listopadzie 2001 r. Gazprom po raz pierwszy w swej historii uruchomił nowe złożo w Syberii Zachodniej (Zapolarnie), które za kilka lat (po osiągnięciu maksimum wydajności, szacowanej na 100 mld m³ rocznie) może zrekompensować spadek wydobycia na obecnie eksploatowanych złożach w tym samym regionie.

³³ Szerzej na ten temat w rozdziale „Inwestycje zagraniczne w sektor naftowo-gazowy państw producentów na obszarze WNP”.

³⁴ W 2002 roku przesłano rosyjskimi rurociągami 374 mln ton, kompanie rosyjskie mogłyby dostarczyć znacznie więcej.

³⁵ Poza obszar WNP w 2002 roku można było wysłać 174 mln ton ropy systemem Transnefti; w 2003 przewidywany stopień wykorzystania rosyjskich rurociągów naftowych do eksportu poza obszar WNP – 87,5%. Za: Transneft: Oil for Pipelines, Renaissance Capital, czerwiec 2003, s. 6.

³⁶ Za: www.rusenergy.com

³⁷ Za: www.rusenergy.com

³⁸ Za: www.encharter.org

³⁹ Np. w 1998 r., kiedy na skutek nieporozumienia co do ceny sprzedaży turkmeńskiego surowca Moskwa zablokowała Aszchabadowi dostęp do swoich gazociągów.

⁴⁰ Inaczej sytuacja wygląda w Rosji, inaczej w autorytarnym Turkmenistanie, a inaczej w Kazachstanie czy Azerbejdżanie. W tych dwóch ostatnich krajach zagraniczni inwestorzy i instytucje międzynarodowe mają dosyć znaczną siłę w inicjowaniu/przyspieszaniu niektórych zmian prawnych. Szerzej w rozdziale „Inwestycje zagraniczne w sektor naftowo-gazowy państw producentów na obszarze WNP”.

⁴¹ Szerzej w rozdziale „Bogactwo naftowe – wpływ na perspektywy rozwoju krajów WNP”.

⁴² Szerzej w rozdziale „Polityka energetyczna Rosji”.

Rozdział 2.

Polityka energetyczna Rosji

Ewa Paszyc

1. Cele polityki naftowej i gazowej

Polityka eksportowa Federacji Rosyjskiej stanowi ważny element strategii państwa, wyrażnie sformułowanej przez prezydenta Władimira Putina. Strategicznym celem Kremla jest budowa potęgi ekonomicznej kraju, która pozwoliłaby odzyskać należne Rosji miejsce na arenie międzynarodowej, a zarazem utrwalić lub umocnić wpływy Moskwy¹. Najpotężniejszym i zarazem najbardziej dochodowym środkiem oddziaływania ekonomicznego, jaki posiada Rosja, są jej zasoby surowcowe i przemysł paliwowy. Zagraniczna ekspansja rosyjskich firm, która – z punktu widzenia biznesu – służy przede wszystkim maksymalizacji zysków, wpisuje się jednocześnie w scenariusz strategii państwowej. Kierunki ekspansji kapitału rosyjskiego obejmują przede wszystkim przestrzeń, którą Moskwa uważa za obszar swoich żywotnych interesów gospodarczych i politycznych, zaś jej poziom i zakres zależą w znacznej mierze od rodzaju powiązań poszczególnych regionów i krajów z Rosją i z jej przemysłem paliwowym.

1.1. Relacje naftowo-gazowe Rosja – obszar b. ZSRR. Monopol na transport węglowodorów oraz kontrola nad zasobami surowców energetycznych

Terenem najaktywniejszej ekspansji rosyjskich spółek paliwowych pozostają wciąż b. republiki radzieckie – państwa WNP i kraje bałtyckie. Na terenie Wspólnoty Niepodległych Państw Rosja jest nie tylko największym producentem ropy naftowej i gazu ziemnego, ale także, przynajmniej na razie, monopolistą w dziedzinie transportu węglowodorów wydobywanych przez byłe republiki oraz praktycznie jedynym źródłem dostaw surowców energetycznych dla tych, które nie posiadają własnych zasobów.

Odziedziczona po ZSRR sieć rurociągów naftowych i gazociągów zapewnia obecnie Rosji wyłączność na tranzyt węglowodorów wydobywanych przez Turkmenistan, Uzbekistan, Azerbejdżan i Kazachstan. Sytuacja ta jest dla Moskwy korzystna co najmniej z trzech powodów. Po pierwsze, umożliwia kontrolę nad sektorami

naftowymi i gazowymi tych państw (przede wszystkim nad eksportem surowców); po drugie, pozwala uzupełniać niedobory gazu niezbędnego Gazpromowi do wywiązania się z kontraktów zagranicznych i dostaw na rynek krajowy; po trzecie, przynosi dochody z usług transportowych.

Monopol transportowy jest również skutecznym narzędziem utrzymywania WNP w ścisłej strefie rosyjskich wpływów. O determinacji Moskwy, by zachować ten stan rzeczy, świadczy np. reakcja rządu na protest wpływowych spółek naftowych w sprawie tranzytu ropy kazaskiej. Premier Rosji Michaił Kasjanow skwitował go następującym stwierdzeniem: „sprawa tranzytu to kwestia strategii państwa, która nie podlega dyskusji”². Z tego również powodu Rosja w miarę swoich możliwości stara się torpedować projekty rurociągów omijających terytorium FR³.

Znacznie mniej korzystne w sensie finansowym są relacje z b. republikami uzależnionymi od dostaw rosyjskiej ropy i gazu. Prawie całkowite uzależnienie energetyczne przynosi Rosji określone dywidendy, m.in. w postaci wpływu na politykę tych państw. Stanowi też podstawę dążeń do przejęcia kontroli nad ich magistralami naftowymi i gazowymi (przede wszystkim Białorusi i Ukrainy), którymi Rosja eksportuje swoje surowce do Europy Środkowej i Zachodniej. Nie bez znaczenia jest też możliwość wykorzystywania chronicznego zadłużenia energetycznego niektórych z państw WNP m.in. do przejmowania tanim kosztem (za długi) przedsiębiorstw, przede wszystkim operatorów lokalnej infrastruktury gazowej lub naftowej oraz zakładów przetwórczych (rafinerii), elektrowni itd.

1.2. Europa Środkowa i Bałkany. Utrzymanie zależności państw regionu od dostaw rosyjskich surowców oraz uzyskanie bezpośredniego dostępu do rynku unijnego

Państwa Europy Środkowo-Wschodniej do niedawna były niemal całkowicie uzależnione od importu ropy i gazu z Rosji. Zależność ta ukształtowała się jeszcze w czasach ZSRR, a decydowały o niej dwa podstawowe czynniki – system ropociągów Družba i gazociągów, wiążący te kraje z jednym, radzieckim dostawcą, a także preferencyjne dla ówczesnych państw satelickich ce-

ny. Zmiany polityczne w regionie po rozpadzie ZSRR w nieznacznym tylko stopniu zmieniły tę sytuację.

Głównym celem polityki naftowo-gazowej FR w b. krajach socjalistycznych jest obecnie zachowanie kontroli nad najważniejszymi dla rosyjskiego eksportu trasami tranzytowymi w regionie (przede wszystkim rurociągami na terenie Słowacji, Bułgarii i Rumunii) oraz utrzymanie się na rynkach tych państw w dotychczasowej roli największego (lub wyłącznego) dostawcy ropy, produktów naftowych i gazu.

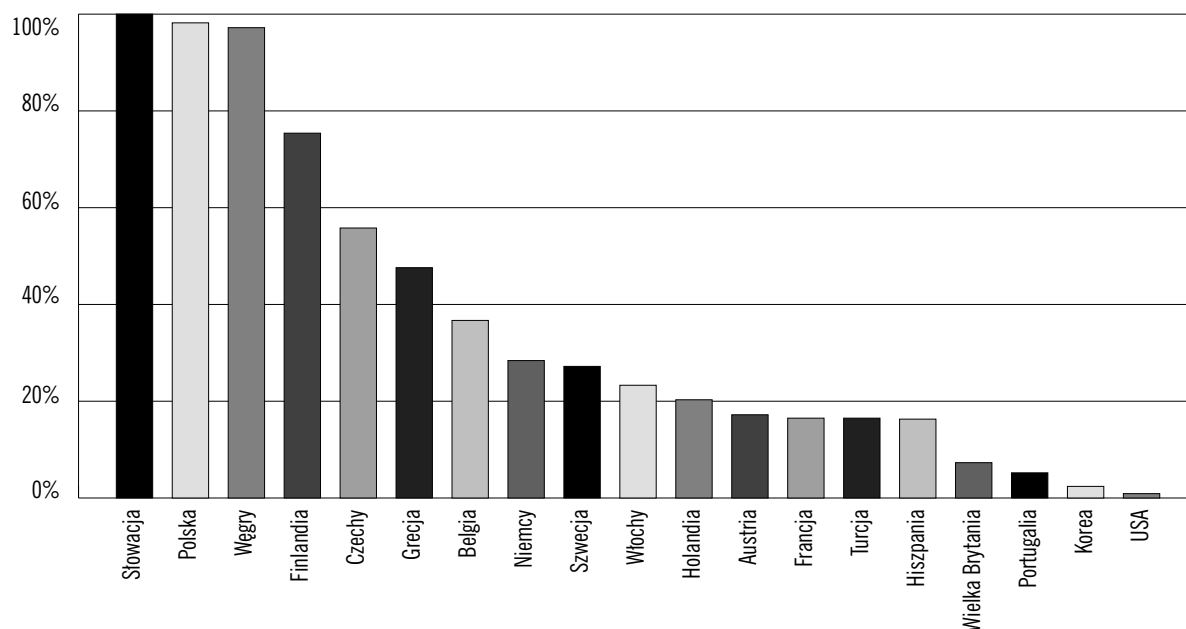
Potencjalnie największemu rozluźnieniu mogły ulec „więzy naftowe”. Większość krajów Europy Środkowej może sobie teoretycznie pozwolić na sprowadzanie surowca z innych źródeł. Ograniczeniem mogą być uwarunkowania transportowe (np. brak morskich terminali naftowych i „przywiązanie” do systemu postradzieckich rurociągów) lub technologiczne (przystosowanie rafinerii do ciężkiej ropy rosyjskiej). W praktyce na rynkach większości tych krajów z różnych powodów dominuje wciąż ropa rosyjska (Wykres 1).

Na rynku gazowym państw środkowoeuropejskich utrzymała się dawna zależność od importu z Rosji⁴. Wpłynęło na to kilka czynników. Przede wszystkim specyfika rynku gazu ziemnego polega na „sztywnym” połączeniu odbiorców z producentami siecią gazociągów. W przypadku państw Europy Środkowej brak jest takich połączeń z innymi niż Gazprom eksporterami. Po drugie, gaz rosyjski jest tańszy od surowca innych producentów, np. od gazu norweskiego o przeszło 15%. Po trzecie, system wieloletnich kontraktów gwarantuje rosyjskiemu monopolowi wyłączność na dostawy do dawnych krajów satelickich. Po czwarte, obecność w tych państwach wciąż wpływowych *lobbies* gazpromowskich skutecznie torpeduje projekty alternatywnych dostaw błękitnego paliwa z innych źródeł. Tymczasem taka alternatywa – a co za tym idzie, pojawienie się chociażby potencjalnej konkurencji, mogłaby złagodzić negatywne skutki monopolistycznego statusu Gazpromu na rynkach gazowych krajów środkowoeuropejskich, dając m.in. możliwość skuteczniejszego negocjowania narzucanych przez monopolistę cen surowca i tranzytu czy niekorzystnych warunków kontraktów.

Z punktu widzenia państwa i biznesu rosyjskiego Europa Środkowa i Bałkany są z wielu powodów naturalnym i interesującym obszarem ekspansji. Przede wszystkim leżą blisko Rosji i na bezpośredniej trasie eksportu surowców energetycznych do Europy Zachodniej i Południowej. Mają spore i rozwijające się rynki paliwowe. Dominująca obecność na tych rynkach stanowi swego rodzaju rękojmię zysków, tym bardziej że ceny paliw są tu wyższe od cen rosyjskich i na obszarze WNP.

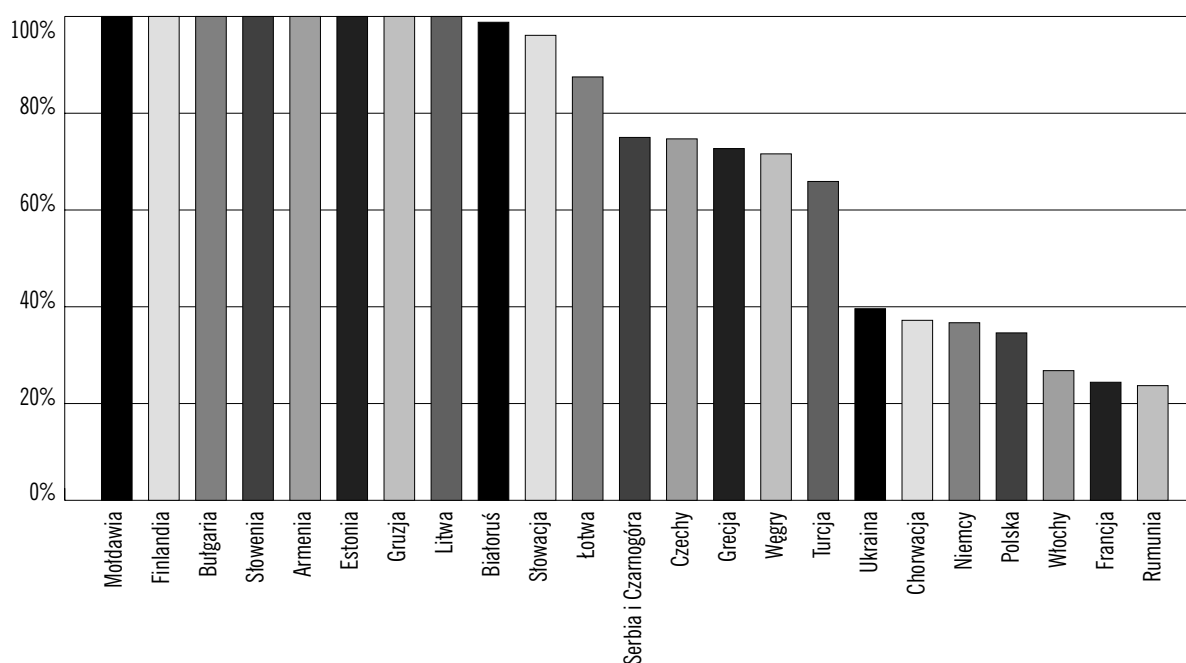
Atutem państw środkowoeuropejskich jest także ich bliska perspektywa przystąpienia do Unii Europejskiej. Plany inwestycyjne firm rosyjskich w tym regionie obejmują udział w prywatyzacji zakładów przetwarzających surowce. Ulokowanie produkcji paliw i petrochemii na terenie nowych państw członkowskich UE, w pobliżu docelowych odbiorców zachodnich i wewnątrz obszaru celnego Unii Europejskiej, może zwielokrotnić zyski rosyjskich kompanii.

Wykres 1. Zależność państw OECD od importu ropy naftowej z obszaru b. ZSRR



Dane za: Oil Information 2003, IEA

Wykres 2. Zależność państw europejskich od importu gazu ziemnego z Rosji



Dane za: Natural Gas Information 2003, IEA

1.3. Europa Zachodnia. Bezpośrednia obecność oraz zwiększenie udziału rosyjskich surowców w rynku UE

Najważniejszym celem polityki naftowo-gazowej Rosji jest bezpośrednia i silna obecność na jej największym i najbardziej dochodowym rynku Unii Europejskiej. Sytuacja rosyjskich koncernów naftowych na unijnym rynku jest o tyle trudna, że rynek ten jest zdywersyfikowany i w zasadzie podzielony między zachodnie koncerny, sprowadzające ropę z różnych źródeł. System sprzedaży surowca, oparty na krótkoterminowych transakcjach i kontraktach, daje odbiorcom ropy możliwość wyboru i zmiany dostawcy. Praktycznie niedostępny dla Rosji jest zachodni sektor przetwórstwa ropy.

Zupełnie inna jest sytuacja na zachodnioeuropejskim rynku gazowym, na którym gaz rosyjski ma mocną pozycję, mimo konkurencji innych producentów błękitnego paliwa – przede wszystkim Norwegii i Algierii. Udział rosyjskiego gazu w zachodnioeuropejskim rynku wynosił w 2001 r. przeszło 20% i będzie systematycznie wzrastał w miarę wyczerpywania się zasobów własnych państw europejskich (przede wszystkim Wielkiej Brytanii, Danii, Holandii, a w dalszej perspektywie również Norwegii). Nadzieje Gazpromu na zwiększenie eksportu do Europy wynikają także z prognozowanego wzrostu spożycia tego surowca w państwach Unii. Zgodnie z deklaracjami komisarzy UE, Unia jest nawet gotowa podwoić import gazu z Rosji⁵. Zdaniem ekspertów, do roku 2020 państwa rozszerzonej UE będą importowały ok. 70% zużywanego przez nie gazu (w 2002 r. – 40%). Z raportów samego Gazpromu wynika, że kontrakty koncernu pozwalają zwiększyć do 2010 r. eksport do Europy Zachodniej o 60%⁶. Dla wzrostu rosyjskich dostaw na rynek europejski jest tylko jedno autentyczne, choć obecnie raczej teoretyczne ograniczenie – deficyt surowca w Gazpromie w przypadku gazowej „emancypacji” państw Azji Centralnej. Zagospodarowanie nowych złóż na szelfie arktycznym Federacji Rosyjskiej jest drogie i nieuchronnie podniesie cenę gazu.

Mocna pozycja Gazpromu na zachodnioeuropejskim rynku sprawia, że rosyjscy politycy, a także przedstawiciele monopolu gazowego w publicznych wypowiedziach nie unikają mniej lub bar-

dziej zawołanych ostrzeżeń pod adresem Unii, przypominając, że Rosja ma poza Europą również inne, nie mniej interesujące kierunki eksportu, przede wszystkim Chiny i region Azji Południowo-Wschodniej, a także USA⁷.

Mimo tej retoryki Gazprom czyni starania, by wejść na nowe dla niego rynki w Europie Zachodniej. Realizacji tego planu ma m.in. służyć wspierana przez prezydenta i rząd FR kampania monopolu na rzecz gazociągu transbałtyckiego, którym gaz rosyjski byłby dostarczany bezpośrednio do Niemiec, Wielkiej Brytanii, Holandii i państw skandynawskich. Budowa tej magistrali położyłaby kres wszystkim innym projektom gazociągów przez Bałtyk⁸.

1.4. Rozszerzenie obecności naftowej i gazowej na inne regiony świata (Azja). Poszukiwanie nowych rynków zbytu

Duża konkurencja producentów ropy na rynku europejskim stymuluje również kompanie rosyjskie do poszukiwania nowych rynków zbytu. Perspektywicznym kierunkiem ambicji eksportowych Rosji jest rynek azjatycki. Według prognoz długoterminowych chłonność rynku gazowego Chin ma być w roku 2020 porównywalna z chłonnością rynku europejskiego albo nawet ją przewyższyć. Stąd m.in. plany związane z rozszerzeniem eksportu na obszar Azji⁹.

Gwarantowanym i coraz bardziej rozwijającym się rynkiem zbytu nośników energii są przede wszystkim Chiny. Według szacunków analityków, do roku 2020 deficyt zasobów energetycznych może tam osiągnąć 200 mln t paliwa umownego¹⁰. Chłonne i dochodowe są także rynki innych państw Dalekiego Wschodu, zwłaszcza Japonii i Korei Południowej. Nic więc dziwnego, że w „Strategii energetycznej FR do 2020 r.” za jeden z priorytetów uznano budowę ropociągu z Rosji w kierunku azjatyckich rynków zbytu¹¹, tym bardziej że przyszli kontrahenci deklarują chęć współfinansowania tych inwestycji. Potencjalnie perspektywiczny jest także chiński rynek gazowy, jednak projekt Zachód–Wschód, w którym uczestniczy Gazprom, nie wyszedł jeszcze poza fazę porozumień wstępnych¹².

Dla Rosji rynek azjatycki jest ważny także z dwóch innych powodów. Po pierwsze, realizacja planów eksportowych zakłada rozpoczęcie

badania i zagospodarowanie dziewiczych jeszcze zasobów Syberii Wschodniej, co zaktywizowało by rozwój gospodarczy regionu. Po drugie, w rosyjskiej strategii zagranicznej region ten jest traktowany jako ewentualny partner w dziele tworzenia wielobiegunowego świata jako przeciwwagi jednobiegunowego *Pax Americana*.

2. Narzędzia polityki energetycznej Rosji w WNP i Europie

W swojej strategii eksportowej Moskwa stosuje różne środki i metody. Służą one tworzeniu trzech podstawowych narzędzi optymalizacji rosyjskiej polityki w tej dziedzinie:

- utrzymania monopolu transportowego (WNP) lub kontroli nad szlakami transportu/tranzytu surowców energetycznych (państwa bałtyckie, Europa Środkowa, Bałkany);
- utrzymania kontroli nad zasobami (wydobyciem i eksportem ropy i gazu) w swojej strefie wpływów (przede wszystkim w WNP);
- rozbudowy własnych mocy przetwórczych (WNP i b. kraje socjalistyczne) i tworzenie własnej sieci zbytu.

2.1. Kontrola transportu i tranzytu oraz zasobów surowców energetycznych

Fundamentalne znaczenie dla realizacji strategii eksportowej Moskwy ma kontrola dróg transportu i tranzytu surowców energetycznych. Monopol tranzytowy zapewnia jednocześnie Rosji kontrolę nad zasobami surowcowymi b. republik i ich eksportem. Obecnie FR prawie całkowicie kontroluje trasy tranzytu gazu na całym obszarze postradzieckim. Jednocześnie, będąc największym producentem ropy naftowej i głównym szlakiem tranzytowym dla tego surowca wydobywanego na terenie Wspólnoty, kontroluje również znaczną część eksportowej infrastruktury naftowej WNP. Aktywność rosyjskich koncernów w krajach bałtyckich i w tzw. dalszej zagranicy wyraźnie świadczy o tym, że jednym z celów ich ekspansji jest uzyskanie kontroli nad ważnymi w sensie tranzytowym odcinkami ropociągów europejskich oraz terminalami nafto-

wymi na obszarze b. ZSRR i niektórych państw Europy Środkowej¹³.

Najbardziej skuteczny w budowaniu systemu kontroli transportowej jest rosyjski monopol gazowy. Do niedawna w budowie tego systemu Gazprom nie przebiegał w środkach¹⁴. Do łagodniejszych metod należy np. zaliczyć odcinanie dostaw gazu (np. do Bułgarii, Gruzji, Armenii) czy powodowanie zadłużania się lokalnych spółek, a następnie próby ich przejmowania w rozliczeniu za długi¹⁵. Obecnie szantaż gazowy (wstrzymywanie dostaw) stosuje się prawie wyłącznie w stosunku do niewypłacalnych kontrahentów w WNP. Na pozostałym obszarze dawnych radzieckich wpływów Gazprom stosuje bardziej cywilizowane metody i wypróbowany schemat działań. Koncern tworzy z miejscowym operatorem gazociągów spółkę – monopolistę w dziedzinie tranzytu (a także najczęściej również importu) rosyjskiego gazu i stopniowo – za pomocą działań formalnych (odpowiednie zapisy w statutach spółek, warunki kontraktów gazowych etc.) i nieformalnych (powiązania personalne, progazpromowskie lobby) – uzyskuje w niej decydujący głos.

Strategicznej dla Rosji optymalizacji transportu błękitnego paliwa na rynki zachodnie służą także planowane i realizowane przez monopol projekty nowych, bezpośrednich magistrali eksportowych, pozwalających wyeliminować tranzyt przez państwa trzecie (gazociąg transbałtycki i Błękitny Potok).

Specyfika rynku naftowego, wyższy poziom jego liberalizacji i ostra konkurencja silnych koncernów zachodnich sprawia, że osiągnięcia Rosji w dziedzinie kontroli nad tranzytem ropy są znacznie skromniejsze niż w przypadku tranzytu gazu. Nie oznacza to jednak, że państwo i kompanie rosyjskie nie podejmują działań w tym kierunku. Celem tych działań jest uzyskanie udziałów w spółkach – operatorach lokalnej infrastruktury naftowej, a poprzez nie kontroli nad ważnymi odcinkami europejskich magistrali naftowych. Determinacja strony rosyjskiej i metody działania zależą w tym przypadku od znaczenia, jakie ma dla rodzimego eksportu konkretna firma, oraz od rodzaju powiązań z poszczególnymi państwami.

2.1.1. WNP i państwa bałtyckie

Na terenie WNP większość rurociągów, którymi płynie ropa i gaz, jest spadkiem po ZSRR. Po jego rozpadzie Federacji Rosyjskiej przypadła tylko część infrastruktury. Pozostała, lecz istotna jej część, w tym przede wszystkim ważne dla Rosji terminale bałtyckie i główne trasy eksportowe gazu i ropy (na Ukrainie i Białorusi), znalazły się poza granicami FR. W tej sytuacji zadaniem rosyjskiej polityki pierwszorzędnej wagi stało się już w latach 90. odtworzenie jednolitego systemu transportowego w ramach Wspólnoty Niepodległych Państw. W tym celu niezbędne było porozumienie z byłymi republikami, na których terytorium znalazły się rurociągi i terminale. Zadanie to było o tyle łatwiejsze, że prawie wszystkie drogi eksportu węglowodorów wydobywanych na terenie Wspólnoty prowadzą przez Rosję, zaś państwa te, ich gospodarki i elity są nadal mocno powiązane z byłą metropolią. Proces odbudowy postradzieckiej sieci transportowej jest zaawansowany, ale jeszcze nie zakończony. Dzięki zawartym w latach 2002–2003 długoterminowym umowom z państwami producentami błękitnego paliwa (Kazachstanem, Uzbekistanem i Turkmenistanem) Gazprom kontroluje obecnie transport gazu z regionu Azji Centralnej. Mniej zaawansowane są prace nad utworzeniem konsorcjów gazowych z najważniejszymi państwami tranzytowymi – przede wszystkim z Ukrainą. Kłopoty z utworzeniem spółki zarządzającej infrastrukturą gazową ma także rosyjski monopolista na Białorusi, jednak niemal całkowite uzależnienie tego państwa od dostaw rosyjskiego gazu, a także ogromne zadłużenie gazowe republiki powinno w efekcie zmusić Mińsk do utworzenia konsorcjum.

W relacjach naftowych z państwami b. ZSRR kapitalne znaczenie tranzytowe dla Rosji miały porty państw bałtyckich, przede wszystkim największy z nich – łotewska Windawa. Próby odkupienia pakietu kontrolnego tego terminalu przez rosyjską Transneft' zakończyły się na razie niepowodzeniem. Rosja ma nadzieję rozwiązać ten problem z korzystnym dla siebie wynikiem za pomocą blokady naftowej. Do takich drastycznych metod ucieka się jednak Rosja tylko w przypadku, gdy pożądaný obiekt ma dla państwa lub dla rosyjskich kompanii strategiczne znaczenie, a plan jego prywatyzacji jest sprzeczny z interesami Moskwy.

2.1.2. Europa Środkowa i Bałkany

Ważnym zadaniem było także zapewnienie kontroli nad bardzo istotnymi dla rosyjskiego eksportu drogami tranzytu w byłych krajach socjalistycznych. Obecnie Rosja sprawuje faktyczną kontrolę nad wszystkimi trasami transportu gazu na tym obszarze. Operatorami gazociągów w państwach Europy Środkowej i Bałkanów są wprawdzie spółki, w których Gazprom posiada mniejszościowe (lub maksimum 50-procentowe) udziały (Tabela I), ale dzięki odpowiednio sformułowanym statutom tych spółek i „przychylności” lokalnych *lobbies*, których przedstawiciele zasiadają w ich zarządach, decydujący głos należy do rosyjskiego monopolu. Taki stan rzeczy pozwala Gazpromowi dyktować warunki i ceny tranzytu, a także zachować monopolistyczny status na rynkach tych państw¹⁶.

W Europie Środkowej sprawa kontroli nad systemem transportu ropy naftowej jest bardziej skomplikowana. Wiele krajów regionu posiada infrastrukturę, która pozwala na uniezależnienie się od rosyjskich dostaw¹⁷. Rosja, której celem jest utrzymanie dominacji na rynku naftowym państw środkowoeuropejskich i maksymalny wzrost eksportu, dąży do uzyskania kontroli nad tymi elementami infrastruktury, które umożliwiłyby dywersyfikację dostaw, a zarazem zwiększyły możliwości eksportowe rodzimych koncernów. Rosyjskie spółki naftowe w Europie Środkowej startują więc w przetargach prywatyzacyjnych na pakiety akcji ważnych (z punktu widzenia dywersyfikacji dostaw) firm-operatorów lub udziałowców lokalnej infrastruktury naftowej. Często wygrana w tych przetargach oznaczałaby również szansę kontroli nad dodatkowym kanałem eksportowym¹⁸.

2.1.3. Europa Zachodnia

Kontrola nad głównymi zachodnioeuropejskimi szlakami transportu gazu i ropy, prowadzącymi do największych odbiorców tych surowców, jest poza zasięgiem Rosji. Moskwa nie stawia sobie zresztą takich celów. Obowiązujące obecnie ustawodawstwo Francji i Włoch – poważnych kontrahentów Gazpromu – praktycznie uniemożliwia przeniknięcie jakiegokolwiek konkurencji na ich rynek wewnętrzny. Jedną z nielicznych luk w obecnym, dobrze chronionym systemie zachodnioeuropejskiej infrastruktury gazowej

stwarza niemieckie ustawodawstwo antymonopolowe.

W przyszłości liberalizacja unijnego rynku gazowego powinna jednak zapewnić wszystkim producentom wolny dostęp do sieci transportowych. Celem rosyjskiego monopolu jest więc utrwalenie swojej pozycji jako głównego dostawcy do Europy Zachodniej i jak najskuteczniejsza obrona własnych interesów w negocjacjach dotyczących liberalizacji rynku UE. Oczekiwania Kremla wobec Gazpromu dotyczą przede wszystkim maksymalizacji zysków eksportowych poprzez bezpośrednie wejście na rynki gazowe największych odbiorców rosyjskiego gazu. Postulat ten udało się częściowo zrealizować również tylko w Niemczech. Utworzona tam spółka Wingas (Gazprom 35%, Wintershall 65%), zajmująca się transportem i dystrybucją błękitnego paliwa na rynku niemieckim, zaopatruje obecnie ok. 15% tego rynku. Wingas zamierza wykorzystać liberalizację europejskiego rynku gazowego do rozszerzenia działalności poza granice Niemiec¹⁹.

2.2. Rozbudowa mocy przetwórczych i tworzenie sieci zbytu za granicą

Drugim ważnym narzędziem polityki naftowo-gazowej FR jest rozbudowa mocy przetwórczych kompanii rosyjskich i tworzenie własnych sieci zbytu za granicą. W tej dziedzinie od pewnego czasu szczególnie aktywne są spółki naftowe. W Europie ich szersza ekspansja jest znacznie łatwiejsza na terenie b. republik radzieckich (przede wszystkim państw bałtyckich, Ukrainy i Białorusi) oraz w Europie Środkowej i Południowej. Zachodnioeuropejskie koncerny chętnie kupują tańszą ropę z Rosji, ale starają się utrzymać we własnych rękach rafinerie, zakłady petrochemiczne i chemiczne oraz zbyt ich produkcji. Pewną możliwość wejścia na rynek energetyczny obecnej UE stwarza jednak unijne prawo antymonopolowe, zobowiązujące kompanie mające zbyt duży udział w rynku do sprzedaży części swoich aktywów²⁰, lub prywatyzacja spółek energetycznych.

Ograniczony dostęp do zachodniego rynku przetwórstwa węglowodorów i sprzedaży produktów naftowych skłonił rosyjskie spółki naftowe do wyboru taktyki stopniowego zwiększania

swojej europejskiej obecności poprzez tworzenie „przyczółków” w państwach bałtyckich, Europie Środkowej i na Bałkanach. Taka taktyka opiera się na dwóch przesłankach: po pierwsze, rafinerie w dawnym RWPG znajdują się stosunkowo blisko rynku zachodnioeuropejskiego, co częściowo rozwiązuje problem transportu produktów naftowych i zmniejsza jego koszty²¹; po drugie, po przystąpieniu państw tego regionu do UE obrona zachodnioeuropejskiego rynku przed rosyjskimi paliwami za pomocą narzędzi celnych będzie niemożliwa²². Skutecznymi instrumentami rosyjskich koncernów w konkrowaniu o firmy w Europie Środkowej, Wschodniej, Południowej i w krajach bałtyckich, decydującymi o powodzeniu ich ekspansji, są m.in.:

- znaczna lub całkowita zależność od dostaw rosyjskich nośników energii, dostarczanych w ramach wieloletnich kontraktów (dotyczy to w zasadzie wszystkich państw postradzieckiej strefy wpływów);

- istotny udział wpływów z opłat tranzytowych w budżetach niektórych z nich: za transport rosyjskiej ropy, produktów naftowych (Litwa, Łotwa, Białoruś, Ukraina); gazu (Ukraina, Słowacja, Bułgaria);

- nieformalne, sięgające czasów ZSRR, lub nowsze, oparte na obopólnych korzyściach powiązania personalne i biznesowe kierownictwa firm sektora energetycznego w tych krajach z rosyjskimi spółkami oraz obecność w nich prorosyjskich *lobbies*, decydujących m.in. o wynikach prywatyzacji i przebiegu innych kluczowych przedsięwzięć (w mniejszym lub większym stopniu dotyczy to wszystkich państw tej strefy).

Najbardziej ugruntowaną pozycję w regionie ma Gazprom. Koncern jest obecny we wszystkich państwach regionu nie tylko jako wspomniany już udziałowiec lokalnych spółek gazociągowych, ale także przedsiębiorstw dystrybutorów błękitnego paliwa. Stając do przetargów na akcje tych firm, monopolista często wchodzi w koalicję ze swymi najważniejszymi partnerami z Europy Zachodniej: Ruhrgasem, Gaz de France i ENI.

Z rosyjskich spółek naftowych najaktywniejsze na rynku b. ZSRR i państw dawnego bloku

wschodniego są ŁUKoil, Jukos; w mniejszym stopniu Tiumeńska Kompania Naftowa (TNK). Cel ich dość konsekwentnych działań jest oczywisty. Wszystkie zmierzają do uzyskania jeśli nie kontroli, to przynajmniej znacznych udziałów w lokalnej infrastrukturze transportu oraz przetworu ropy, a także bezpośredniego dostępu do lokalnych rynków produktów naftowych.

W inwestycyjnej polityce zagranicznej dwóch największych rosyjskich koncernów daje się zauważyć swego rodzaju podział stref wpływów. Np. ŁUKoil gromadzi aktywa zagraniczne w Europie Wschodniej (Ukraina) i na Bałkanach (kraje b. Jugosławii, Bułgaria, Rumunia) oraz w regionie kaspijskim; Jukos wybrał kierunek zachodni (Słowacja, Węgry, Litwa, a także Morze Śródziemne). Spółki naftowe (przede wszystkim ŁUKoil i Jukos) interesują się szczególnie możliwością kupna rafinerii i stacji benzynowych na rynkach, które zaopatrują się poprzez Družbę²³.

Obecnie rosyjskie koncerny naftowe kontrolują znaczną część zakładów przetwórstwa węglowodorów i sieci dystrybucji paliw na Ukrainie, w państwach bałtyckich, w Rumunii i Bułgarii. W ich planach jest także udział w prywatyzacji zakładów tego sektora w Polsce (Rafineria Gdańska), na Słowacji, w państwach b. Jugosławii, a także w Europie Południowej (Tabela II).

3. Efekty rosyjskiej polityki energetycznej

3.1. Sukcesy

3.1.1. WNP – postępy w odbudowie postradzieckiej przestrzeni energetycznej

Niewątpliwym sukcesem rosyjskiej polityki naftowo-gazowej na obszarze WNP jest utrzymanie i konsekwentne umacnianie pozycji w sektorach energetycznych większości byłych republik radzieckich. Rosja zawarła szereg kontraktów i porozumień zarówno międzyrządowych, jak z państwowymi przedsiębiorstwami naftowo-gazowymi krajów Wspólnoty, które zapewniają jej kontrolę nad większością zasobów b. republik i (na razie) monopol tranzytowy.

Najważniejszym sukcesem rosyjskim na obszarze WNP wydaje się być doprowadzenie po kilkuletnich negocjacjach do zawarcia w kwietniu br. 25-letniego kontraktu na dostawę gazu

z Turkmenistanem²⁴. Zapewnia on Moskwie wieloletnie dostawy relatywnie taniego gazu od największego (poza Rosją) producenta tego surowca w WNP, co rozwiązuje jednocześnie problemy Gazpromu związane z deficytem gazu²⁵. Rosja podpisała też umowy tranzytowe z pozostałymi krajami Azji Centralnej (Kazachstanem, Kirgistanem i Uzbekistanem). Ze wszystkimi b. republikami tego regionu zawarto strategiczne porozumienia dotyczące współpracy w sektorze gazowym²⁶.

Moskwa wzmacnia też swoją pozycję w sektorze naftowym krajów Azji Centralnej. Latem 2002 r. podpisano 15-letnią umowę na tranzyt kazaskiej ropy przez terytorium FR²⁷, obserwuje się umacnianie pozycji rosyjskich kompanii (przede wszystkim ŁUKoilu) w Kazachstanie, który posiada największe (poza Rosją) zasoby tego surowca w WNP²⁸.

Za ważne osiągnięcie Federacji Rosyjskiej w Azji Centralnej można uznać utrzymanie przez 12 lat, które upłynęły od rozpadu ZSRR, monopolu tranzytowego. Jedyny nowy duży szlak, który powstał w tym czasie w regionie kaspijskim – ropociąg CPC (Caspian Pipeline Consortium – Konsorcjum Rurociągu Kaspijskiego), również prowadzi przez terytorium FR.

Rosja stara się także umocnić swoją pozycję i strefy wpływów w b. republikach radzieckich, które są importerami ropy i gazu i jednocześnie ważnymi szlakami tranzytu tych surowców do Europy Środkowej i Zachodniej. W latach 2002–2003 podpisano wstępne porozumienia ze stroną ukraińską i białoruską w sprawie powołania konsorcjów Gazpromu z krajowymi spółkami – właścicielami i operatorami infrastruktury gazowej (Biełtransgazem i Naftohazem Ukrainy), jednak obydwa projekty wbrew dążeniom strony rosyjskiej są jeszcze dalekie od realizacji²⁹. Utworzenie tych konsorcjów zapewniłoby Moskwie kontrolę nad najważniejszymi obecnie szlakami tranzytu rosyjskich surowców energetycznych do Europy.

Rosja wzmacnia też swoją obecność na rynkach wewnętrznych b. republik radzieckich. Spółki rosyjskie są udziałowcami zakładów petrochemicznych, hutniczych, przedsiębiorstw wytwarzających rury i wyposażenie dla przemysłu naftowego i gazowego, firm transportowych oraz sieci stacji benzynowych. Np. na Ukrainie rosyjskie kompanie są udziałowcami większości

rafinerii, w tym akcjonariuszami strategicznymi w trzech największych (Tabela II).

3.1.2. Państwa bałtyckie – utrzymanie monopolu transportowego

W polityce energetycznej wobec krajów bałtyckich (Litwy, Łotwy, Estonii) Rosja pomyślnie realizuje dwa główne cele: utrzymanie dominującej roli w ich sektorach naftowo-gazowych, a jednocześnie zmniejszenie zależności tranzytowej od tych państw. Gazprom oraz koncerny rosyjskie są monopolistami w zakresie dostaw surowców energetycznych i paliw, a także poważnymi udziałowcami bałtyckich przedsiębiorstw zajmujących się handlem i dystrybucją gazu ziemnego oraz produktów naftowych (Tabele I, II). W sierpniu 2002 r. rosyjska kompania naftowa Jukos przejęła kontrolę nad litewskim koncernem Mažeikiu Nafta wraz z wchodzącą w jego skład jedyną w krajach bałtyckich rafinerią w Możejkach, częścią systemu litewskich ropociągów i terminalem naftowym Butinge³⁰.

Z kolei sposobem na uniezależnienie się od tranzytu ropy przez te kraje, a przede wszystkim przez największy terminal w regionie – łotewską Windawę, było uruchomienie rosyjskiego terminalu nad Bałtykiem – w Primorsku. Mimo to Rosja, dla której ograniczona przepustowość własnej infrastruktury i niedostatek terminali stanowi poważny hamulec wzrostu eksportu, raczej nie zrezygnuje z prób przejęcia kontroli nad Windawą.

3.1.3. Europa Środkowa, Bałkany – dominacja na rynku

Jednym z istotniejszych „sukcesów energetycznych” Moskwy w tym regionie Europy wydaje się być utrzymanie dawnej zależności krajów byłego bloku socjalistycznego od rosyjskiej ropy i gazu. Rosja pozostaje wciąż głównym dostawcą surowców energetycznych do państw regionu i z powodzeniem blokuje większość projektów dostaw alternatywnych. Podpisane np. przez Polskę w 2000 r. kontrakty na dostawy gazu z Danii i Norwegii do tej pory nie zostały ratyfikowane i mają raczej niewielkie szanse na wejście w życie. Za istotne osiągnięcie polityki energetycznej Rosji można również uznać związanie Polski przez Gazprom długoterminowym kontraktem na odbiór gazu z wciąż nie istniejącej drugiej nitki gazociągu Jamał–Europa³¹.

Moskwie udało się doprowadzić do podpisania porozumień o rewersie – odwróceniu kierunku przepływu ropy w naftociągu Adria (dotychczas surowiec ten był dostarczany tankowcami do terminalu chorwackiego Omisalj, a stamtąd na Bałkany) i zintegrowania go z rosyjskim systemem eksportowym Drużba. W projekt aktywnie zaangażowana jest kompania Jukos³². Tym samym Rosjanie zyskują kolejną trasę eksportową – wyjście na Adriatyk, oraz możliwość blokowania alternatywnych dostaw (przez port Omisalj). Podobne działania rosyjskie można obserwować w przypadku relatywnie nowego rurociągu – ukraińskiego szlaku Odessa–Brody. Trasa według pierwotnych zamierzeń miała służyć do eksportu kaspijskiej ropy do Europy. Wspierane przez rząd rosyjskie koncerny podejmują starania, by wykorzystywać ją do transportu rosyjskiej ropy w kierunku odwrotnym: Brody – Odessa, łącząc nowy rurociąg ukraiński z systemem Drużba.

Rosja stara się też wchodzić na lokalne rynki naftowo-gazowe, kupując udziały w przedsiębiorstwach zajmujących się sprzedażą, tranzytem, dystrybucją czy przetwórstwem surowców. Najaktywniejszy jest Gazprom, który posiada znaczne udziały w firmach zajmujących się tranzytem i dystrybucją gazu (Tabela I). Również rosyjskie koncerny naftowe kupują akcje w ważnych lokalnych przedsiębiorstwach. ŁUKoil posiada m.in. większościowe pakiety w rafineriach – w bułgarskim Burgas i rumuńskim Petrotelu, Jukos udziały w słowackim systemie rurociągów (Transpetrol) i in. (Tabela II).

3.1.4. Europa Zachodnia/USA

Na znacznie mniejszą skalę (przede wszystkim z braku odpowiednich środków, a także z powodu barier prawnych) inwestują rosyjskie firmy naftowo-gazowe na zachodzie Europy. Gazprom jest współudziałowcem przedsiębiorstw sektora gazowego Austrii, Finlandii, Grecji, Holandii, Niemiec, Turcji, Włoch. Jukos inwestował m.in. w Norwegii i Wielkiej Brytanii (Tabele I, II).

Za istotne z rosyjskiego punktu widzenia osiągnięcie można uważać partnerstwo i współpracę przy wielu projektach Gazpromu z zachodnimi koncernami (Ruhrgasem, Gas de France, ENI). Na taką współpracę liczy rosyjski monopol przy ostatnio bardzo nagłośnionym, priorytetowym dla Rosji projekcie gazociągu transbałtyckiego. Sukcesem Rosji było zainteresowanie tym pro-

jektem strony europejskiej – m.in. niemieckiego Ruhrgasu i rządu brytyjskiego.

Ważnym osiągnięciem ostatnich lat jest także wejście rosyjskich kompanii naftowych na rynek amerykański. Latem 2002 r. TNK i Jukos dostarczyły do USA pierwsze partie ropy. Rosja może stanowić dla Waszyngtonu, szukającego alternatywy dla dostaw z Bliskiego Wschodu, ważne dodatkowe źródło tego surowca.

3.2. Porażki i problemy

Rosyjskie plany naftowo-gazowe nie zawsze udaje się zrealizować. Zdarza się też, że starania Moskwy zmierzające do storpedowania projektów konkurencyjnych okazują się nieskuteczne. Za klęskę rosyjskiej polityki energetycznej, której fundamentem jest utrzymanie monopolu tranzytowego, można uznać rozpoczęcie budowy ropociągu (Baku–Tbilisi–Ceyhan) i gazociągu (Baku–Tbilisi–Erzurum), którym kaspijska ropa i gaz popłyną do Turcji. Trasy te, budowane przez konsorcja zachodnich koncernów przy poparciu administracji amerykańskiej, będą pierwszymi dużymi szlakami eksportu kaspijskich węglowodorów omijającymi terytorium FR.

Wydaje się, że Rosji nie uda się też utrzymać dotychczasowej pozycji na rynku gazowym Turcji – jednego z większych odbiorców rosyjskich surowców. Ankara podpisała również kontrakty na dostawę gazu z Azerbejdżanem, Iranem, Algierią i Nigerią. Poza tym przez kilka miesięcy Turcja kwestionowała warunki kontraktu podpisanego z Gazpromem na dostawę surowca gazociągiem Błękitny Potok, co stawiało pod znakiem zapytania rentowność kilkumiliardowej inwestycji w podwodny szlak eksportowy i doprowadziło do renegotjacji warunków umowy³³.

Uczestniczące w przetargach na akcje przedsiębiorstw energetycznych w Europie rosyjskie firmy nie zawsze wygrywają, mimo często silnej pozycji wyjściowej i zaawansowanych negocjacji. Gazpromowi nie udało się np. uzyskać udziałów w czeskiej firmie zajmującej się importem, dystrybucją i tranzytem gazu – Transgas³⁴. Podobnym przykładem są niepowodzenia ŁUKoilu przy prywatyzacji polskiej Rafinerii Gdańskiej³⁵ czy greckiego państwowego holdingu paliwowego Hellenic Petroleum³⁶.

Za niepowodzenie Rosji (najprawdopodobniej tymczasowe) można także uznać zwłokę w two-

zeniu konsorcjów gazowych rosyjsko-ukraińskiego i rosyjsko-białoruskiego, które byłyby dla Gazpromu narzędziem kontroli tranzytu gazu przez Białoruś i Ukrainę.

To, że Białoruś i Ukraina są w stanie zahamować tak ważne dla Moskwy przedsięwzięcia, dowodzi, że polityka naftowo-gazowa Rosji może napotkać także poważniejsze problemy.

4. Dialog energetyczny Rosja–UE

W roku 2000 Rosja i UE rozpoczęły dialog energetyczny mający służyć wypracowaniu czytelnych relacji między podstawowym dostawcą surowców energetycznych na rynek europejski, jakim jest Rosja i największym odbiorcą rosyjskich węglowodorów – Unią Europejską. Od kształtu i stabilności tych relacji zależy w dużej mierze zarówno bezpieczeństwo energetyczne Europy, jak i sytuacja gospodarcza FR. Do chwili obecnej nie udało się jednak przezwyciężyć podstawowych rozbieżności między stronami dialogu.

W intencji UE partnerstwo energetyczne ma poprawiać dwustronne stosunki w sferze związanej z handlem i tranzytem nośników energii (ropy naftowej, gazu ziemnego i elektryczności) w sytuacji, kiedy Unia otwiera i integruje swój rynek energetyczny.

Główne cele partnerstwa³⁷ to:

- poprawa klimatu inwestycyjnego w rosyjskim sektorze naftowo-gazowym, a zwłaszcza bazy legislacyjnej dotyczącej produkcji i transportu surowców energetycznych w FR (m.in. PSA), zapewnienie bezpieczeństwa długookresowych dostaw oraz bezpieczeństwa systemów przesyłowych;
- promowanie energoefektywnych i przyjaznych środowisku technologii (sprawa ratyfikacji przez Rosję protokołu z Kioto);
- stymulowanie racjonalnej gospodarki zasobami i promowanie w Rosji technologii energooszczędnych.

Unia zmierza do tego, by Rosja, uczestnicząc w programie partnerstwa energetycznego, zreformowała i zmodernizowała swój sektor energetyczny oraz stworzyła przejrzyste warunki formalno-prawne umożliwiające realizowanie

projektów inwestycyjnych. Ważną kwestią dla UE pozostaje też sprawa dostępu do rosyjskiej infrastruktury przesyłowej. Jej uregulowaniu mogłoby pomóc ratyfikowanie przez FR Umowy o Karcie Energetycznej (UKE), a przede wszystkim Protokołu Tranzytowego UKE.

Dla Rosji dialog energetyczny z Unią wydaje się być również istotny. Zgodnie z unijnymi szacunkami sprostanie długookresowym zobowiązaniom eksportowym (w tym wobec UE) wymagać będzie w ciągu najbliższych 20 lat 460–600 mld USD inwestycji w rosyjski sektor naftowo-gazowy. Bez wsparcia finansowego inwestorów zagranicznych Rosja nie będzie w stanie nie tylko zwiększyć, ale nawet utrzymać wielkości eksportu na obecnym poziomie.

Istnieje jednak wiele nieporozumień i sprzecznych interesów, które utrudniają efektywną i owocną dla obu stron współpracę, a także sam dialog.

Jednym z podstawowych warunków strony unijnej stawianych Rosji w ramach dialogu energetycznego było ratyfikowanie UKE (Umowę ratyfikowały wszystkie kraje Azji Centralnej i Kaukazu Południowego)³⁹. Tymczasem Rosja, a przede wszystkim Gazprom, obawia się ratyfikacji Karty. Moskwa zapewnia, że celem nie jest odwołanie ratyfikacji UKE, ale zmuszenie jej autorów do zmiany niektórych założeń tego dokumentu tak, by uwzględniały one rosyjskie interesy.

Największe zastrzeżenia strony rosyjskiej dotyczą Protokołu Tranzytowego UKE. Dokument ten otwiera rynek energetyczny dla wszystkich producentów, co stwarza szanse eksportowe nowym dostawcom, a zwłaszcza kontrolowanym obecnie przez Gazprom niezależnym producentom w samej Rosji i państwach Azji Centralnej. Grozi to Gazpromowi utratą monopolu eksportowego, decydującego o jego sile, pozycji i dochodach. Gazprom nie chce też udostępnić swojej sieci rurociągów konkurencyjnym producentom błękitnego paliwa (przede wszystkim Turkmenistanowi), obawia się bowiem utraty monopolu transportowego na terenie WNP. Podpisane w kwietniu 2003 r. porozumienie z Aszchabadem, gwarantujące Moskwie kupno lwiej części turkmeńskiego wydobycia w ciągu 25 lat, powinno zredukować te obawy, ponieważ ograniczyło do minimum możliwość konkurowania turkmeńskiego gazu z rosyjskim. Ponadto Karta Energetyczna nie nakazuje otwarcia rurociągów

dla krajów trzecich, natomiast zabrania wstrzymywania zakontraktowanych dostaw bez poprzedzającego postępowania rozjemczego. Ten warunek może godzić w niektóre typy działań praktykowanych przez Federację Rosyjską i w jakiś sposób ogranicza (i reguluje) jej sposób zarządzania systemem transportowym. Ratyfikowanie przez Rosję Karty Energetycznej sprawdziłoby negocjacje na temat kupna/sprzedaży gazu z innymi krajami (w tym WNP) na płaszczyźnie ekonomiczno-prawną i uniemożliwiło wiele posunięć motywowanych wyłącznie względami politycznymi.

Strona rosyjska obawia się też zatwierdzonej w 2002 r. liberalizacji rynku gazowego UE oraz wzbrania się przed otwarciem swojego. Reguły tworzącego się europejskiego rynku gazowego – otwartego, przejrzystego, konkurencyjnego – są z wielu powodów trudne do zaakceptowania dla Gazpromu. Przede wszystkim znacznie utrudniają dominację na tym rynku jakimkolwiek podmiotowi; po drugie, wymagają przejrzystości prowadzenia biznesu (nawet w Rosji koncern jest pod tym względem oceniany bardzo nisko). Rosyjski monopolista nie zgadza się z zasadami liberalizacji rynku unijnego, które zmierzają do odchodzenia od długoterminowych kontraktów, zniesienia klauzuli „bierz lub płać” i wyeliminowania z kontraktów zapisów ograniczających prawo swobodnego reeksportu surowców³⁹. Unia uważa, że formuła gazpromowskich kontraktów przeczy zasadom konkurencji i zapobiega obniżce cen surowca. Koncern z kolei twierdzi, że formuła ta gwarantuje mu możliwość wywiązania się z długookresowych zobowiązań wobec odbiorców europejskich i wiarygodność kredytową. Rosja obawia się również wprowadzenia przez UE ograniczenia ilości surowców energetycznych sprowadzanych z jednego źródła i utraty swojej pozycji na tym rynku. Już w 1997 r. Komisja Europejska postanowiła, że udział jednego eksportera gazu nie powinien przekraczać 30% w bilansie gazowym poszczególnych członków Unii, jednak z różnych względów ograniczenia te nie zaczęły jeszcze obowiązywać.

Wydaje się, że w chwili obecnej dialog energetyczny między stronami utknął w martwym punkcie. Federacja Rosyjska i Unia Europejska odmiennie rozumieją istotę dialogu energetycz-

nego. Unia chce zainicjować współpracę i doprowadzić do wypracowania mechanizmów umożliwiających konkretne działania i inwestycje prywatnym firmom. Moskwa natomiast liczy na bardziej polityczny (czy raczej geopolityczny) charakter tej współpracy i na wzmocnienie pozycji Gazpromu na rynku europejskim.

Ewa Paszyc

Prace nad tekstem zakończono we wrześniu 2003 r.

¹ M.in. rosyjska doktryna polityki zagranicznej oddaje priorytet gospodarczym metodom oddziaływania.

² W 15-letniej umowie rosyjsko-kazaskiej (z czerwca 2002 r.) Moskwa gwarantuje Kazachstanowi transport minimum 17,5 mln t rocznie z możliwością zwiększania tej ilości w miarę wzrostu kazaskiego wydobycia. Zdaniem rosyjskich koncernów, przy rosnącym w Rosji wydobyciu i niedostatecznej przepustowości magistrali eksportowych Transnefti taka polityka pogarsza warunki działania rodzimych eksporterów.

³ Przede wszystkim z regionu kaspijskiego. Kampania Moskwy przeciwko budowie ropociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan i gazociągu Baku–Tbilisi–Erzurum nie zapobiegła wprowadzeniu realizacji BTC, ale znacznie ją opóźniła.

⁴ Jednym z nielicznych wyjątków w regionie są Czechy, które od 2000 r. sprowadzają gaz norweski w ramach 20-letniego kontraktu zawartego w 1997 r.

⁵ M.in. oświadczenie komisarza UE ds. energetyki Loyoli de Palacio (06.10.2000 r.).

⁶ Nie musi to oznaczać znacznego zwiększenia rosyjskiego udziału w rynku gazowym Europy, bowiem będzie również wzrastać spożycie tego surowca.

⁷ M.in. prezydent Putin na naradzie rosyjsko-niemieckiego forum biznesu (Weimar, kwiecień 2002 r.).

⁸ Np. magistrali, którą miałby popłynąć do Polski gaz norweski. Prawo międzynarodowe wyklucza możliwość budowy krzyżujących się rurociągów podmorskich ze względów bezpieczeństwa.

⁹ Najaktywniejszą „politykę wschodnią” prowadzi koncern Jukos, który eksportuje do Chin niewielkie na razie ilości ropy i produktów naftowych. Koncern prowadzi też z Chinami pertraktacje na temat budowy ropociągu do Chin („Nowe rynki zbytu”, *Nieft’ Rossii*, grudzień 2001 r.).

¹⁰ Dane z raportu agencji Bloomberg (www.bloomberg.com/markets; 15.12.2002).

¹¹ Pod koniec br. rząd FR zapowiedział podjęcie decyzji, czy będzie to rurociąg do jednego odbiorcy Angarsk–Dacin (Chiny), czy znacznie dłuższy i droższy rurociąg Angarsk–Nachodka z odgałęzieniem do Dacin. Problemem pozostaje ponadto możliwość zapewnienia odpowiedniej dla drugiego rozwiązania ilości surowca (minimum 50 mln t rocznie; w przypadku trasy do Dacin – 30 mln t).

¹² Projekt Zachód–Wschód przewiduje wprowadzenie do eksploatacji złóż zagłębia Tarimskiego (Chiny), budowę i eksploatację gazociągu o długości 4 tys. km i przepustowości (w pierwszym etapie) 12 mld m³ oraz sprzedaż gazu we wschodnich regionach Chin.

¹³ Np. wstrzymanie od początku 2002 r. transportu rosyjskiej ropy przez Windawę w celu przejęcia tego ważnego terminalu przez Transneft’.

¹⁴ Inspiracji Gazpromu przypisuje się m.in. zabójstwa w 1996 r. Andrieja Łukanowa (prezesa bułgarskiej Topenergy) i w 1999 r. Jana Duckiego (prezesa słowackiego SPP). Obie kompanie były związane z Gazpromem i w owym czasie podejmowały próby rozluźnienia tych związków.

¹⁵ W umowie z 1998 r. Gazprom, w zamian za umorzenie części bułgarskiego zadłużenia, przejął od państwowego Bułgargazu jego udziały w zajmującej się komercyjną dystrybucją gazu wewnątrz Bułgarii spółce Topenergy, stając

się tym samym jej 100-procentowym udziałowcem. Konflikt między państwowym Bulgargazem a kontrolowaną przez Gazprom spółką Topenenergy dotyczył m.in. taryf za tranzyt gazu.

¹⁶ Przykładem skutków takiej polityki może być sytuacja spółki Europolgaz, polskiego operatora gazociągu Jarmal–Europa Zachodnia. Wpływ Gazpromu na skład organów zarządzających spółki i utrzymanie wyłączności na dostawę gazu do Polski umożliwiły monopolowi rosyjskiemu uzyskanie stosunkowo niskich cen tranzytu i przeniesienie znacznej części kosztów rozbudowy systemu przesyłowego na lokalnych partnerów. W efekcie Europolgaz jest zadłużony na przeszło 1,5 mld USD (*Puls Biznesu*, 02.08.2002; www.pb.pl).

¹⁷ Np. Czechy mogą sprowadzać ropę rurociągiem Trans Alpine, a Polska przez terminal w Gdańsku i dalej rurociągiem Pomorskim.

¹⁸ Przykładem są m.in. starania Łukoilu o udział w prywatyzacji Rafinerii Gdańskiej, która jest udziałowcem terminalu w Gdańsku.

¹⁹ Ostatnia (30.07.2003) oferta kupna przez Wingas udziałów Ruhrgasu (32%) w Verbundnetz Gas (VNG) – dystrybutorze gazu, który kontroluje 80% rynku gazowego Niemiec Wschodnich (16% rynku ogólnoniemieckiego) w przypadku wygranej dałaby gazpromowskiej spółce pakiet kontrolny systemu dystrybucji gazu we wschodnich Niemczech. Liberalizację europejskiego rynku gazu zamierza Wingas wykorzystać dla rozszerzenia działalności poza granice Niemiec. W tym celu Wingas i Gazexport zawarły porozumienie o zbycie rosyjskiego gazu na giełdach w Belgii i Wielkiej Brytanii.

²⁰ Np. Łukoil zakupił, od łączących się BP i Aral, sieć stacji benzynowych na południu Niemiec.

²¹ Rafineria traci przewagę cenową, jeśli odbiorca finalny znajduje się powyżej 250 km od rafinerii. Koszty można zmniejszyć, przesyłając paliwo rurociągami, jednak przepustowość rosyjskich rurociągów do przesyłu produktów naftowych jest niewielka, zaś odległość rosyjskich rafinerii od klientów w Europie Zachodniej zbyt duża. („Środkowo-europejski rynek paliwowy” oprac. Ośrodka Studiów i Analiz Gospodarczych Instytutu III Rzeczypospolitej, Gdańsk/Warszawa, październik 2002).

²² M.in. na te motywy aktywności inwestycyjnej rosyjskich koncernów w Europie Środkowej zwracają uwagę autorzy opracowania „Środkowoeuropejski rynek paliwowy” (jw.).

²³ M.in. z tego powodu przedmiotem zainteresowania rosyjskich spółek naftowych jest Rafineria Gdańska czy kompania Transpetrol (operator słowackiego odcinka Družby). W 2002 r. Jukos kupił 49% Transpetrolu.

²⁴ Zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 17.04.2003, „Rosyjsko-turkmeńskie porozumienie gazowe”.

²⁵ Przy obecnym i planowanym na najbliższe lata poziomie wydobycia Gazpromu sam monopol rosyjski miałby już wkrótce kłopoty z realizacją kontraktów zagranicznych i zaspokojeniem potrzeb rynku wewnętrznego. Obecnie koncern nie posiada też środków na realizację wielomiliardowych projektów wprowadzenia do eksploatacji nowych złóż.

²⁶ Porozumienia gazowe z Kirgistanem, Tadżykistanem, Turkmenistanem i Uzbekistanem są wieloletnie.

²⁷ Zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 13.06.2002, „Kazachstan i Rosja zacieśniają współpracę w sektorze surowców energetycznych”.

²⁸ Zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 13.02.2003, „Łukoil silniejszy w Kazachstanie”.

²⁹ Szerzej w rozdziale „Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR...”

³⁰ Zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 05.09.2002, „Jukos przejmuje litewski koncern naftowy”.

³¹ Rząd polski w 2003 r. renegocjował niektóre warunki tego kontraktu.

³² Zob. także Tydzień na Wschodzie, OSW, 19.12.2002, „Rosyjska ropa popłynie przez Adriatyk”.

³³ Jeśli jej się to uda, będzie można mówić o precedensie, który byłby podstawą renegocjacji warunków kontraktów dla innych odbiorców europejskich. Szerzej w: Tydzień na Wschodzie, OSW, 10.07.2003, „Turecko-rosyjski konflikt o Błękitny Potok zaostrza się”.

³⁴ Zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 20.12.2001, „Prywatyzacja czeskiej energetyki”.

³⁵ Pisała o tym m.in. *Rzeczpospolita*, 03.10.2002, „Ostateczny rozpad konsorcjum Rotcha i Łukoila”. Jak wynika z ostatnich deklaracji szefa koncernu, Łukoil nie zrezygnował z zamiaru uczestniczenia w prywatyzacji RG. Zainteresowanie kupnem polskiej rafinerii wielokrotnie deklarował także Jukos.

³⁶ Zob. M.in. RIA RosBusinessConsulting, 05.02.2003, „Greeks don't give in to Lukoil”.

³⁷ Za: europa.eu.int

³⁸ por. <http://www.encharter.org/index.jsp?psk=0602&ptp=tDetail.jsp&pci=24&pti=21>

³⁹ W tej kwestii Gazprom zadeklarował już skłonność do ustępstw.

Rozdział 3.

Sektor naftowo-gazowy w „krajach tranzytowych” b. ZSRR.

Polityka energetyczna państw regionu

Arkadiusz Sarna

1. Znaczenie sektora naftowo- -gazowego regionu. Informacje podstawowe. Kluczowe obiekty infrastruktury

1.1. Zróżnicowane znaczenie sektora dla państw regionu

Występujące zasoby ropy i gazu, jak również wydobycie tych surowców w „krajach tranzytowych” b. ZSRR – Ukrainie, Białorusi, Litwie, Łotwie i Estonii – mają znikome znaczenie w skali globalnej. Niewielki jest też udział węglowodórów rodzimego pochodzenia w zaspokajaniu własnych potrzeb i bilansach energii pierwotnej poszczególnych państw.

Mimo kilkunastu już lat transformacji gospodarczej i znacznego po 1991 r. spadku zużycia surowców energetycznych, utrzymuje się wysoki poziom energochłonności gospodarek (zwłaszcza Białorusi i Ukrainy) i związane z tym silne uzależnienie od importu ropy i gazu – głównych źródeł energii w większości państw regionu.

Import gazu i ropy w regionie niemal w całości pochodzi z Rosji; tylko Ukraina sprowadza znaczącą ilość surowców z krajów Azji Centralnej. Jednak dostawy azjatyckich surowców są możliwe jedynie przez terytorium Rosji, która kontroluje główne szlaki transportu ropy i gazu na terytorium WNP. Uzależnienie od importu surowców energetycznych dla nowych niepodległych państw okazało się nie tylko istotną kwestią natury ekonomicznej, ale i jednym z pierwszoplanowych problemów rzutujących na – kluczowe z punktu widzenia państw regionu – relacje z Rosją.

Do najważniejszych obiektów sektora naftowo-gazowego w regionie należy infrastruktura tranzytowa. Dochody z usług tranzytowych świadczonych na rzecz Rosji stanowią istotne źródło wpływów eksportowych Ukrainy, Białorusi i państw bałtyckich. Jako że przez region biegną główne szlaki transportu rosyjskiej ropy i gazu do Europy, kontrola nad tą infrastrukturą stanowi jeden z najpoważniejszych atutów państw regionu w ich relacjach ze wschodnim sąsiadem. Z drugiej strony, eksport ropy i gazu jest głównym źródłem dochodów FR, dlatego Rosja stara się zachować wpływ na funkcjonowanie infrastruktury tranzytowej i przejmować kontrolę

nad kluczowymi obiektami sektora naftowo-gazowego na omawianym obszarze. Uzależnienie państw regionu od importu surowców energetycznych jest najważniejszym atutem w realizacji przez Rosję strategii przejmowania głównych miejscowych obiektów sektora naftowo-gazowego.

Uzależnienie od importu surowców energetycznych z Rosji dotyczy wszystkich krajów regionu. Zróżnicowana jest już jednak głębokość tego uzależnienia i jego wpływ na bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych państw. Wiąże się to, z jednej strony, z różną „wagą” importowanych surowców w bilansach energetycznych i specyfiką infrastrukturalnych powiązań sektorów energetycznych poszczególnych państw z Rosją, z drugiej – ze zróżnicowanym poziomem zaawansowania reform, odmiennymi strategiami polityczno-gospodarczymi i wynikającymi z tego odmiennymi geopolitycznymi perspektywami państw regionu. Odmienna sytuacja i perspektywy rzutują też na zróżnicowane szanse krajów regionu na włączenie się – w charakterze podmiotu – do współpracy energetycznej między Unią Europejską a Rosją.

Jedynym liczącym się producentem ropy i gazu jest Ukraina, która dysponuje największymi zasobami tych surowców w omawianym regionie. W wyniku kryzysu, spotęgowanego po rozpadzie ZSRR, w pierwszej połowie lat 90. nastąpił znaczny spadek wydobycia tych surowców. W drugiej połowie lat 90. wydobycie gazu na Ukrainie ustabilizowało się na poziomie około 18 mld m³, ropy – na poziomie około 4 mln ton (Tabele IV, V i VII)¹. Gaz i ropa mają dominujący udział w bilansie energii pierwotnej Ukrainy (ok. 61%); sam gaz ok. 45%)². Mimo dwunastu już lat transformacji i postępującego spadku zużycia Ukraina nadal zużywa ogromne ilości gazu i znaczące – ropy (Tabele V i VII), co wiąże się z utrzymującą się dominacją energochłonnego przemysłu ciężkiego w gospodarce. W rezultacie Ukraina pozostaje jednym z większych w świecie i największym w regionie importerem błękitnego paliwa³. Ukraina jest głównym krajem tranzytowym w systemie eksportu rosyjskiego gazu i znaczącym – ropy⁴. Na mocy porozumień z Gazpromem Ukraina eksportuje też jednak coraz większe ilości gazu do krajów Europy Środkowej⁵.

Prawie 100% zużywanego na Białorusi gazu pochodzi z Rosji. Większy, bo ok. 25-procentowy, jest udział krajowego wydobycia ropy w zaspokojeniu popytu na ten surowiec⁶. Import ropy również w pełni pochodzi z Rosji (Tabele V i VII). Udział gazu w bilansie energii pierwotnej Białorusi jest najwyższy spośród wszystkich krajów regionu i sięga 70%⁷. Nieco upraszczając, można pokusić się o stwierdzenie, że filarem, na którym opiera się dziś funkcjonowanie białoruskiej gospodarki, jest tani rosyjski „gaz polityczny”, którego cena jest skorelowana z kursem polityki realizowanym przez prezydenta Alaksandra Łukaszewkę.

Spośród trzech krajów bałtyckich jedynie Litwa dysponuje minimalnymi złożami gazu, jednak żadna z republik nie produkuje gazu i wszystkie są w pełni uzależnione w tym zakresie od importu z Rosji (Tabele V, VII i VIII). Ograniczona eksploatacja złóż ropy w strefie przybrzeżnej Litwy w małym stopniu zaspokaja zapotrzebowanie kraju; eksploatacja złóż ropy zalegających szelf w strefie łotewskiej wciąż pozostaje kwestią przyszłości. Istotną rolę w przypadku Estonii odgrywają zasoby łupków bitumicznych, surowca zalegającego północno-wschodnie tereny republiki i będącego źródłem aż 75% zużywanej w tym kraju energii. Wytwarzane z łupków paliwa płynne zaspokajają już jednak niespełna 20% krajowego popytu na te produkty. Gaz ma dominujący, ok. 35-procentowy udział w bilansie energii pierwotnej na Łotwie i znaczący, 31-procentowy, na Litwie, gdzie podstawowym źródłem energii (ok. 35%) jest ropa naftowa, importowana głównie z Rosji⁸.

1.2. Kluczowe obiekty infrastruktury

Wpływ uzależnienia importowego na bezpieczeństwo energetyczne krajów regionu jest częściowo równoważony koniecznością korzystania przez Rosję z miejscowej infrastruktury naftowo-gazowej, przede wszystkim w zakresie usług tranzytowych.

Przez Białoruś i Ukrainę biegnie główny szlak transportu rosyjskiej ropy na Zachód – system rurociągów Drużba; przez ten drugi kraj – główna trasa eksportu rosyjskiego gazu do Europy. Ważnym ogniwem w systemie eksportu rosyjskiej ropy w regionie są ukraińskie oraz – do niedawna – bałtyckie terminale naftowe (porty ode-

skie i krymskie oraz w Windawie na Łotwie, Butinge na Litwie i w Tallinie). Do obiektów, odziedziczonych przez byłe republiki związkowe po rozpadzie ZSRR, bez których niemożliwe jest stabilne funkcjonowanie systemu eksportu rosyjskiego gazu – należą wielkie podziemne magazyny gazu na Ukrainie, przede wszystkim największy w Europie magazyn Bilcze-Wołycki na zachodniej Ukrainie o zdolności przechowywania 19 mld m³ gazu (łącznie pojemność przechowywania gazu w ukraińskich magazynach sięga ponad 30 mld m³), a także w Incukalna⁹ na Łotwie, o pojemności ok. 4 mld m³. Istotnymi obiektami sektora są też rafinerie¹⁰. Obiekty te powstawały w czasach – i z myślą o potrzebach – ZSRR; potrzebach nie tylko eksportowych, ale i wewnętrznych. Oprócz magistrali tranzytowych biegnących ze wschodu na zachód, do Europy, istotne znaczenie mają więc do dziś także byłe wewnętrzne magistrale b. ZSRR, takie jak przecinające wschodnią Ukrainę i prowadzące do południowo-zachodnich terytoriów FR rurociągi wschodnioukraińskie, które zapewniały dostawę rosyjskiej ropy do największego rosyjskiego czarnomorskiego terminalu, w Noworosijsku¹¹.

1.3. Znaczenie sektora dla Rosji

Sektor naftowo-gazowy regionu – zwłaszcza infrastruktura tranzytowa – ma dla Rosji znaczenie fundamentalne. Wraz z przejmowaniem miejscowych zakładów petrochemicznych¹², a także wobec postępu reform w regionie rośnie też znaczenie dla firm rosyjskich potencjału rynkowego poszczególnych krajów regionu, stanowiącego znaczący rynek zbytu gazu i coraz ważniejszy – ropy i produktów naftowych¹³.

Dla Rosji, „skazanej” na eksport ropy i gazu i jednocześnie w długoterminowej perspektywie zależnej od „europejskiego kierunku” tego eksportu, podtrzymanie zachodniego kierunku ekspansji gospodarczej oznacza konieczność zapewnienia sobie jak najlepszych warunków dla tego eksportu. Najlepsze warunki eksportu i ekspansji gospodarczej w kierunku zachodnim oznaczają dla Moskwy konieczność zapewnienia sobie maksymalnego wpływu na funkcjonowanie strategicznych obiektów sektora w regionie, przede wszystkim infrastruktury tranzytowej. To z kolei jest elementem szerszej strategii zmie-

rzającej do utrzymania regionu – kanonicznego terytorium Gazpromu, jak to ujął jeden z komentatorów – w rosyjskiej strefie wpływów. Wykorzystywanie powiązań infrastrukturalnych sektorów energetycznych byłych republik radzieckich, ich zależności od importu surowców energetycznych oraz torpedowanie wszelkich prób energetycznego uniezależniania się nowych niepodległych państw od Rosji – należą do elementarnych narzędzi realizacji strategii Moskwy wobec regionu.

1.4. Znaczenie sektora dla Zachodu

Priorytet dla krajów Zachodu w tej części świata mają relacje z Rosją, jedynym realnie liczącym się partnerem politycznym i gospodarczym. Znaczenie krajów regionu dla Zachodu będzie jednak rosło w miarę postępu reform, wzrostu potencjału gospodarczego oraz – przede wszystkim – w przypadku sprawdzenia się prognoz co do wzrostu importu rosyjskich surowców energetycznych przez UE. Powodzenie i kierunek reform w krajach bałtyckich, których zwieńczeniem będzie ich przystąpienie do UE w 2004 r., przełożyło się na pojawienie się inwestorów zachodnich w miejscowym sektorze energetycznym. Specyfika powiązań miejscowego sektora energetycznego z FR powoduje jednak, że zachodni inwestorzy zmuszani są do uwzględnienia dominującego w regionie czynnika rosyjskiego. W rezultacie strategiczne obiekty sektora energetycznego, zarówno w krajach bałtyckich (mimo preferencji dla kapitału zachodniego), jak i – zwłaszcza – na Białorusi i Ukrainie przechodzą stopniowo pod kontrolę firm rosyjskich.

Przez region biegnie najkrótsza droga transportu rosyjskich surowców do Europy. Realizacja prognoz wzrostu importu rosyjskich surowców energetycznych oznaczać może konieczność zwiększenia zaangażowania Zachodu w zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i konstrukcję stabilnego pomostu energetycznego między Rosją, źródłem surowców, a krajami europejskimi, konsumentami tych surowców. Dla Ukrainy czy zwłaszcza Białorusi – pozbawionych w przewidywalnej perspektywie szans na zbliżenie do struktur europejskich – atut pomostu energetycznego wydaje się nie tylko najpoważniejszą dziś ubezpieczeniową polisą dla ekonomicznej suwerenności, ale i istotnym aktywem dla po-

tencjonalnego włączenia się w charakterze podmiotu do współpracy energetycznej pomiędzy Europą a Rosją. Charakter uczestnictwa w tej współpracy będzie istotnym elementem, określającym międzynarodowy status Białorusi czy Ukrainy.

2. Polityka energetyczna państw regionu

2.1. Białoruś: gra o zachowanie *status quo*

Uwzględniając ogromną rolę gazu i ropy dla energochłonnej białoruskiej gospodarki, w oficjalnych dokumentach do priorytetów polityki energetycznej państwa zalicza się wdrażanie programów energooszczędnościowych¹⁴ oraz rozwój krajowego potencjału surowcowego. Pojawiają się również wnioski o konieczności dywersyfikacji źródeł dostaw surowców energetycznych. Program rozwoju społeczno-gospodarczego Białorusi na lata 2001–2005 konstatuje „prawie pełną zależność” republiki od importu nośników energetycznych z Rosji, co ze względu na bezpieczeństwo energetyczne Białorusi „wymaga opracowania alternatywnych wariantów dostaw energii”¹⁵. Także prezydent Alaksandr Łukaszenka, którego słowa na Białorusi często znaczą więcej od treści oficjalnych dokumentów, wielokrotnie głosił konieczność uwzględnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i ropy przy opracowywaniu rządowych planów zaopatrzenia kraju w surowce energetyczne¹⁶. W rzeczywistości sygnały te są najczęściej emocjonalną reakcją na politykę Moskwy i zarazem próbą wywierania presji na Rosję w konkretnych sprawach, związanych ze współpracą energetyczną obu państw¹⁷. A wnioski zawarte w treści oficjalnych strategii, choć słuszne, nie stają się podstawą realnych działań ze strony władz Białorusi. Te realne działania, wpływające na funkcjonowanie sektora energetycznego, wynikają z całości kształtu strategii polityczno-gospodarczej Mińska i sprowadzają się do prób zachowania „energetycznego *status quo*” w relacjach z Rosją: utrzymania stabilnych dostaw tanich rosyjskich surowców dla energochłonnej białoruskiej gospodarki w zamian za tranzyt po niskich kosztach rosyjskiego surowca na Zachód (stawka za

transport gazu przez Białoruś jest 2,5-krotnie niższa od ukraińskiej i 4-krotnie niższa od przeciętnej w Europie¹⁸).

Władze w Mińsku odwołują jednak zasadnicze rozstrzygnięcia, nie tylko w sferze politycznej, ale i gospodarczej, związanej z realnym wymiarem integracji. Przejawia się to np. w zaniechaniach prywatyzacyjnych. Dobrą ilustracją owej „strategii uników” w energetycznej współpracy z Rosją jest proces prywatyzacji koncernu Biełtransgaz i białoruskiej petrochemii.

Rosja od dawna zabiega o przejęcie kontroli nad państwowym monopolistą gazowym. Presja ze strony Moskwy, wykorzystującej m.in. uzależnienie energetyczne Białorusi od Rosji i problem permanentnej niewypłacalności Mińska za dostawy surowców, skłoniła w końcu stronę białoruską do rozpoczęcia procesu prywatyzacji strategicznych przedsiębiorstw. W kwietniu 2002 r. władze w Mińsku podpisały z Rosją porozumienie o współpracy w sektorze gazowym, przewidujące wprowadzenie od maja 2002 r. wewnętrzrosyjskich cen na gaz dostarczany Białorusi oraz stworzenie do 1 lipca 2003 r. konsorcjum na bazie Biełtransgazu, z udziałem Gazpromu. Zgodnie z harmonogramem, do 1 kwietnia 2003 r. białoruski koncern został skorporatyzowany, a 30 kwietnia Komisja Papierów Wartościowych w Mińsku zarejestrowała spółkę Biełtransgaz, ze 100-procentowym udziałem skarbu państwa¹⁹. Na tym etapie proces prywatyzacji i tworzenia wspólnego konsorcjum został jednak zatrzymany.

16 lipca br. Mińsk przedstawił zaporowe dla Rosjan warunki prywatyzacji: otwarty przetarg na mniejszościowy pakiet akcji spółki, wyceniony przez białoruską stronę aż na 2,5 mld dolarów²⁰ (Gazprom oferował maksimum 1 mld USD za pakiet kontrolny). Nieustępliwość Mińska w sprawie Biełtransgazu oraz w kwestii prywatyzacji petrochemii²¹ przyczyniły się nie tylko do impasu procesów prywatyzacyjnych w sektorze energetycznym oraz realizacji projektu wspólnego konsorcjum, ale i do poważnego ochłodzenia w dwustronnych relacjach rosyjsko-białoruskich²². Niezależnie od losu kolejnych projektów reintegracji przestrzeni postradzieckiej, Białoruś, odizolowana od innych procesów geopolitycznych zachodzących w regionie, dryfuje w stronę peryferyjnego „przedmurza” Rosji.

Uzależnienie energetyczne jest jednym z kluczowych uwarunkowań, wyznaczających kierunek i tempo tego dryfu.

2.2. Ukraina: o podmiotowość w energetycznej rozgrywce

Kierunek i zaawansowanie procesu transformacji, rozpoczętego w 1991 r., atuty wynikające z potencjału gospodarczego, w tym tranzytowe – pozytywnie odróżniają sytuację Ukrainy od Białorusi. Przeprowadzone dotychczas reformy, choć często połowiczne, doprowadziły w ostatnich latach do bardziej racjonalnego funkcjonowania gospodarki. W rezultacie Ukraina przestała borykać się z chroniczną niewypłacalnością za importowany z Rosji i Turkmenistanu gaz. W odróżnieniu od Białorusi Ukraina dopuściła na swój rynek energetyczny inwestorów zagranicznych, co w rezultacie zakończyło się przejściem przez spółki rosyjskie największych miejscowych rafinerii, ale wiązało się też z pojawieniem się kapitału zachodniego²³. Kijów podjął również próby aktywniejszej polityki w celu dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne i częściowego uniezależnienia się od rosyjskiego monopolu w tej dziedzinie. Usiłuje ponadto włączyć się, w charakterze podmiotu, do dialogu energetycznego pomiędzy Rosją a Europą.

Najpoważniejsza ukraińska próba dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne wiąże się z projektem Euro-Azjatyckiego Korytarza Transportowego Ropy Naftowej (EAKTRN). Jeszcze w pierwszej połowie lat 90. Ukraina podjęła plany budowy rurociągu Odessa–Brody, który miałby stać się częścią EAKTRN i – dostarczając kaspijską ropę do krajów europejskich przez Ukrainę – zmniejszyć uzależnienie tego kraju od dostaw surowca rosyjskiego. Mimo problemów z finansowaniem²⁴ pierwsza nitka rurociągu oraz nowy terminal w Piwdennym – do którego tankowcami miałyby docierać kaspijska ropa – zostały oddane do eksploatacji już w 2002 r. 27 maja 2003 r. Komisja Europejska wyraziła poparcie dla tej trasy jako – wciąż jednak potencjalnego – szlaku transportu kaspijskiego surowca do Europy. Ze względu na szereg wątpliwości, związanych z licznymi nie wyjaśnionymi kwestiami natury biznesowo-technicznej²⁵ oraz rosnącą presją Rosji w celu „tymczasowego” wykorzystania rurociągu dla transportu własnej ro-

py (w odwrotnym kierunku: Brody–Odessa i dalej, morzem) – los najpoważniejszego przedsięwzięcia zmierzającego do dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Ukrainy w ropę naftową i częściowego uniezależnienia się od importu surowca z Rosji wciąż pozostaje nierozstrzygnięty.

Dla funkcjonowania energochłonnej ukraińskiej gospodarki dominujące znaczenie ma jednak – i w długoterminowej perspektywie będzie miał – gaz. Sektor gazowy, mimo nieśmiałych prób reform, poddany jest monopolowi państwa za pośrednictwem państwowego holdingu Naftohaz Ukrainy, kontrolującego wydobywanie, dystrybucję oraz tranzyt surowca²⁶. Monopol gazowy pełni, podobnie jak w przypadku Białorusi czy Rosji, istotną, ale kosztowną funkcję socjalną, przejawiającą się w utrzymywaniu niskich cen energii. Ograniczone przekształcenia strukturalne w sektorze, znikoma obecność inwestorów zachodnich, wpływy nieformalnych ugrupowań oligarchicznych na funkcjonowanie branży – z tych m.in. przyczyn wynikają niski poziom inwestycji i niepowodzenia planów wzrostu wydobywania krajowego. Sprzyja to utrzymywaniu się uzależnienia od importu gazu.

Brak w przewidywalnej perspektywie realnych szans na ograniczenie uzależnienia od importu gazu oznacza *de facto* nikłe szanse na ograniczenie w tej mierze uzależnienia od Rosji. Kijów stara się dywersyfikować źródła zaopatrzenia w gaz współpracą z Turkmenistanem, gaz z tego kraju trafia jednak na Ukrainę poprzez system rurociągów rosyjskich. W tej sytuacji Ukraina zmuszona jest do innych prób równoważenia realnego i potencjalnego wpływu tego uzależnienia na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Głównym atutem Ukrainy są w tym kontekście magistrale tranzytowe gazu – główna trasa eksportu błękitnego paliwa z Rosji do krajów europejskich.

Uwzględniając znaczenie tych magistrali dla Rosji i Unii Europejskiej i prognozy zwiększenia importu rosyjskiego gazu przez UE, Kijów podjął aktywne starania w celu włączenia się do unijno-rosyjskiego dialogu energetycznego. Te starania przejawiają się w projekcie utworzenia międzynarodowego konsorcjum, które, z udziałem Gazpromu i firm europejskich, miałyby zarządzać siecią magistrali tranzytowych Ukrainy, a tym samym, zgodnie z intencjami Kijowa, pozwoliłoby Ukrainie zachować dochody ekonomiczne i atuty państwa tranzytowego²⁷. Ukraina

podjęła rozmowy z Rosją i krajami zachodnimi w sprawie przyszłości swych gazociągów po wielu latach uprawiania polityki, przypominającej obecną strategię Białorusi i sprowadzającej się do prób zachowania gazowego *status quo*. Pozostaje jednak nieodparte wrażenie, że na poważne negocjacje Kijów zdecydował się dopiero w reakcji na rosyjskie projekty nowych szlaków transportu gazu do Europy, które omijałyby Ukrainę, i tym samym zagroziły ukraińskiemu monopolowi na tranzyt rosyjskiego gazu.

2.3. Kraje bałtyckie: fiasko strategii bezpieczeństwa energetycznego

Zaawansowanie reform oraz geopolityczne perspektywy państw bałtyckich zdecydowanie odróżniają ich sytuację od pozostałych państw byłego ZSRR, współpracujących w ramach Wspólnoty Niepodległych Państw. Litwa, Łotwa i Estonia jako jedyne republiki byłego ZSRR podjęły po 1991 r. konsekwentną i, co najważniejsze, skuteczną transformację systemową, która uwieńczona została w połowie 2004 roku przystąpieniem do Unii Europejskiej.

W ramach realizacji swych geopolitycznych strategii kraje bałtyckie podjęły działania zmierzające do poprawy swego bezpieczeństwa energetycznego. Już w pierwszych latach niepodległości Litwa zdecydowała o budowie terminalu naftowego w Butinge, który miał docelowo umożliwić import ropy drogą morską z Zachodu i w ten sposób ograniczyć zależność od importu ropy rosyjskiej dla jedynej w krajach bałtyckich rafinerii w Możejkach.

Ważną składową „euroatlantyckich strategii” państw bałtyckich była polityka przyciągania inwestycji zachodnich, której celem, oprócz korzyści gospodarczych, było równoważenie wpływów rosyjskich²⁸. Szerokie otwarcie miejscowych rynków – nieporównywalne z innymi krajami b. ZSRR, a w niektórych dziedzinach nawet głębsze od krajów Europy Środkowej – przełożyło się na duży napływ inwestycji zagranicznych, przede wszystkim z krajów skandynawskich. Inwestycje te stymulowały dalsze przekształcenia, rozwój ekonomiczny i dowodziły rosnącego zaufania do bałtyckich rynków i kierunku reform. Liberalizacja, konsekwentna prywatyzacja, szybki wzrost gospodarczy w latach 90. – były ważnymi przesłankami dla Brukseli, decydującej

w końcu XX wieku o zaproszeniu trzech republik do negocjacji w sprawie ich przystąpienia do Unii Europejskiej.

Przekształcenia podjęte w sektorze energetycznym zmierzały do restrukturyzacji, komercjalizacji i częściowej prywatyzacji strategicznych obiektów z udziałem preferowanego tutaj kapitału zachodniego. W ten sposób na Litwie i w Estonii pod kontrolę inwestorów zachodnich zaczęły przechodzić kluczowe obiekty sektora energetycznego. W 1999 r. w wyniku prywatyzacji kontrolę nad litewskim holdingiem naftowym Mazeikiu Nafta (obejmującym, oprócz jedynej w krajach bałtyckich rafinerii w Możejkach, m.in. również terminal w Butinge) została amerykańska spółka Williams International. W 2000 r. rząd w Tallinie podpisał wstępną umowę sprzedaży innej amerykańskiej firmie, NRG Energy, 49% udziałów w dwóch największych elektrowniach, wytwarzających 90% energii elektrycznej w kraju²⁹. Litwa i Łotwa, dysponujące porównywalnymi zasobami węglowodorów na szelfie bałtyckim, przyciągnęły zachodnich inwestorów do eksploracji swych złóż³⁰.

Zaangażowanie kapitału zachodniego w miejscowym sektorze energetycznym nie przyniosło jednak oczekiwanego rezultatu. Okazało się, że determinacja Wilna czy Tallina, potencjał inwestorów zachodnich i sprzyjająca międzynarodowa koniunktura polityczna to za mało, aby udało się zrealizować ambitne plany wybicia się na „energetyczną niezależność” od Rosji. W wyniku presji ze strony Rosji, która ograniczyła dostawy ropy, amerykański inwestor zmuszony był odsprzedać kontrolne udziały w Mazeikiu Nafta rosyjskiej spółce Jukos, co we wrześniu 2002 r. musiał zaakceptować litewski Sejm. Podobna presja wywierana jest wobec Łotwy. Wyłączenie przez rosyjską Transneft’ od stycznia 2003 r. Windawy z grafiku dostaw eksportowych i straty ponoszone w związku ze wstrzymaniem tranzytu (według Łotyszy rządu kilkunastu milionów dolarów miesięcznie), zdaniem komentatorów, ma m.in. na celu skłonienie Rygi do dopuszczenia przejścia przez Rosjan udziałów w głównym do niedawna bałtyckim terminalu eksportowym.

3. Przyczyny nieskuteczności polityki „energetycznego uniezależniania się” państw regionu od Rosji. Perspektywy sektora naftowo-gazowego „krajów tranzytowych” b. ZSRR

Główne przyczyny niepowodzeń poważniejszych przedsięwzięć w regionie, zmierzających do ograniczenia zależności energetycznej od Rosji, tkwią w sprzeczności tych przedsięwzięć z interesami Federacji Rosyjskiej. Ze względu na ogromną asymetrię potencjałów – i wynikającą z tego faktu różnicę w sile argumentów – państwa regionu zmuszone są zwykle uwzględniać interesy Rosji. Dotyczy to wszystkich bez wyjątku państw regionu, niezależnie od zaawansowania reform i perspektyw rozwoju. Zarówno Białoruś, dryfująca w stronę Rosji, Ukraina, próbująca lawirować pomiędzy Rosją a Zachodem i aktywizować własną politykę energetyczną, jak i państwa bałtyckie, szybko reformujące swe gospodarki i integrujące się z Unią Europejską – wszystkie te kraje zmuszone były w ostatnich latach do zrewidowania szeregu celów w polityce energetycznej pod wpływem presji ze strony Rosji.

Skuteczność polityki Rosji wobec regionu, oparta na ogromnej przewadze potencjału i konsekwentnej, długofalowej strategii, wiąże się również z bardzo szerokim wachlarzem narzędzi. Moskwa może pozwolić sobie na blokady ekonomiczne, przynoszące straty firmom rosyjskim zaangażowanym w regionie, ale niewspółmierne bardziej dotkliwe dla np. małych gospodarek bałtyckich. Stosuje skutecznie metodę „kija i marchewki” wobec poszczególnych państw, umiejętnie rozgrywając kwestię cen gazu³¹. Władze w Moskwie dysponują też potężnymi naturalnymi sojusznikami w postaci rosyjskich spółek naftowych czy Gazpromu. Rosyjskie firmy często angażują się w działania wpisujące się w długofalową strategię własnego państwa wobec regionu, ale wątpliwe z ekonomicznego punktu widzenia³².

Na słabość argumentów państw regionu w energetycznych relacjach z Rosją, oprócz opisywanej wcześniej zależności importowej oraz dysproporcji potencjałów i atutów, wpływają chwiej-

ność i niekonsekwencje realizowanych strategii polityczno-gospodarczych. Krajom bałtyckim – oprócz kilku niefrasobliwych i nie do końca przeemyślanych decyzji prywatyzacyjnych, realizowanych „pod inwestorów zachodnich” – można by tutaj zarzucić także brak koordynacji działań i wyniszczającą konkurencję o tranzyt rosyjskiej ropy, która tylko ułatwiała Rosji presję na poszczególne kraje. W przypadku Ukrainy mamy do czynienia z brakiem wewnętrznego konsensusu w elementarnych kwestiach dotyczących dalszego rozwoju własnej sieci gazo- i ropociągów, czego przejawem jest wielogłos w sprawie priorytetów wykorzystania rurociągu Odessa – Brody czy tworzenia konsorcjum gazowego. W przypadku Białorusi – z odwlekaniem zasadniczych reform gospodarczych, skazujących ten kraj na tańsze rosyjskie surowce w zamian za koncesje ekonomiczne i polityczne.

Na utrzymywane się gazowo-naftowego *status quo*, niepowodzenia prób dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne i szukania alternatywnych wobec projektów rosyjskich wpływają też silne, tradycyjne więzi gospodarcze wynikające z dziedzictwa po ZSRR oraz kształtujące się na tej bazie nowe – związane z silnymi w poszczególnych krajach branżowymi prorosyjskimi *lobbies*.

Z powyższych uwarunkowań – a w przypadku Ukrainy, czy zwłaszcza Białorusi, złego klimatu inwestycyjnego, związanego ze stopniem zaawansowania reform – wynika słabe zainteresowanie wielkich światowych koncernów. Kierując się przede wszystkim względami ekonomicznymi, nie dostrzegają w regionie poważnych partnerów w projektach energetycznych, ponieważ, jak w przypadku krajów bałtyckich, nie mają one odpowiedniego potencjału, wysyłają, jak Ukraina, sprzeczne bądź negatywne sygnały w kwestii możliwości inwestycyjnych³³, bądź, jak Białoruś, nie wysyłają ich w ogóle. Zachód postrzega region przez pryzmat swych relacji z Rosją – pozostającą wciąż jedynym, trudnym, lecz realnym partnerem, dyktującym warunki współpracy w tej części świata i niezainteresowaną pojawieniem się konkurencji w regionie, traktowanym jako własna strefa wpływów. Słabe zaangażowanie inwestorów zachodnich skazuje region na współpracę z Rosją – na warunkach rosyjskich – nie pozwalając na amortyzację wpływu jednostronnego uzależnienia od Rosji

na bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych państw.

Uzależnienie sektorów naftowo-gazowych regionu od Rosji wydaje się trwałe, niezależnie od postępu reform i perspektyw rozwoju poszczególnych państw w najbliższych latach. Zróżnicowane są jednak głębokość i charakter tego uzależnienia oraz wynikające z tego zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego i niezależności politycznej. Te zagrożenia są znacznie słabsze w krajach bałtyckich, mniej wrażliwych od Białorusi i Ukrainy na politykę cenową Rosji, bardziej stabilnych, zwłaszcza w kontekście rychłego przystąpienia do Unii Europejskiej. Dla powoli reformującej się Ukrainy, a zwłaszcza dla Białorusi nie ma dziś żadnej realnej alternatywy dla tanich rosyjskich surowców. Kraje te pozostaną pod presją ścisłych gospodarczych i infrastrukturalnych powiązań gospodarczych, ukształtowanych w czasach ZSRR. Energochłonne gospodarki Białorusi i Ukrainy są silnie związane z gospodarką rosyjską, stanowiącą, oprócz źródła taniej energii, także rynek zbytu dla niekonkurencyjnych na rynkach światowych wyrobów setek miejscowych zakładów (trwający od kilku lat wzrost gospodarczy, zwłaszcza w przypadku Białorusi i Ukrainy, w dużej mierze uwarunkowany był poprawą koniunktury i wzrostem popytu w Rosji).

Pewne możliwości dla Ukrainy (czysto teoretyczne dla Białorusi) na poprawę sytuacji i bezpieczeństwa energetycznego stwarza kształtowanie się dialogu energetycznego między Unią Europejską a Rosją. Rodzi to szanse na włączenie się Kijowa, jako ważnego ogniwa, do projektów tranzytu surowców energetycznych ze Wschodu – nie tylko Rosji – na Zachód.

Zależy to jednak od szeregu czynników: rozwoju zakładanej przez UE strategii energetycznej, ewolucji rosyjskiej polityki wobec regionu – niechętniej dziś włączaniu nowych podmiotów do dialogu z Zachodem – czy reform na samej Ukrainie. Wymaga to więc nie tylko zaangażowania UE, ale i woli oraz dużego wysiłku ze strony Ukrainy. Papierkiem lakmusowym mogą być w tym kontekście losy projektów gazowego konsorcjum z ewentualnym udziałem firm zachodnich oraz transportu kaspijskiej ropy do Europy za pośrednictwem rurociągu Odessa–Brody.

Wszystkie kraje regionu pozostają w istotnym – choć różnym – stopniu zależne od dochodów

z tytułu tranzytu rosyjskiej ropy i gazu. Niezależnie jednak od perspektyw realizacji nowych rosyjskich projektów eksportowych ropociągów i gazociągów, które omijają bądź miałyby omijać kraje omawianego regionu, pozostanie on w najbliższych latach głównym szlakiem przesyłu rosyjskich surowców energetycznych do Europy, co wpływa na znaczenie i jednocześnie zależność Rosji od tego szlaku. Stwarza to rozległą płaszczyznę do wypracowania, wraz z Unią Europejską, optymalnego, bardziej partnerskiego modelu współpracy między „krajami tranzytowymi” b. ZSRR, Zachodem i Rosją.

Arkadiusz Sarna

Prace nad tekstem zakończono we wrześniu 2003 r.

¹ Szczyt wydobycia gazu przypadł na rok 1975, kiedy wydobycie na Ukrainie 68,7 mld m³; ropy – w 1972 r. (14,4 mln ton) – za: Naftohaz Ukrainy (<http://www.naftogaz.com/ukr/about/history>).

² Za: www.bp.com

³ Z ok. 60 mld m³ importowanego gazu rocznie ok. połowy zaspokajają dostawy z Rosji, otrzymywane w rozliczeniu za usługi tranzytowe świadczone na rzecz Gazpromu (w drugiej połowie lat 90. Ukraina pozyskiwała w ten sposób ok. 30 mld m³ gazu, w 2002 r. – 26 mld m³, w 2003 r. ma to już być tylko 24 mld m³), a pozostała część z Turkmenistanu; pewne ilości gazu sprowadzane są z Uzbekistanu, planowany jest też import z Kazachstanu.

⁴ Tranzyt gazu i ropy realizowany jest przez państwowy monopol Naftohaz Ukrainy. W 2001 r. firmy wchodzące w skład holdingu zrealizowały tranzyt 122,8 mld m³ rosyjskiego gazu (do Europy 104,3 m³, a do krajów WNP 18,5 mld m³) i ok. 48,6 mln ton ropy. Za: Naftohaz Ukrainy, Sprawozdanie za rok 2001 (http://www.naftogaz.com/files/sm14_report2001.pdf).

⁵ W 2003 r. Naftohaz Ukrainy planuje eksport 7 mld m³ gazu. Do maja 2003 r. koncern sprzedał już 2 mld m³ gazu do Niemiec, 0,6 mld m³ na Węgry, 0,4 mld m³ do Rumunii i 0,3 mld m³ do Polski – za: *Kijewskie Wiedomosti*, 05.09.2003.

⁶ Pewne ilości gazu uzyskuje się na Białorusi jako produkt uboczny przy okazji wydobycia – również na niedużą skalę – ropy naftowej ze złóż poleskich. W ostatnich kilku latach na Białorusi wydobywano poniżej 2 mln ton ropy oraz 0,2–0,3 mld m³ gazu rocznie (Tabele V i VII).

⁷ Za: www.bp.com. Produkcja energii elektrycznej na Białorusi w 99% pochodzi z elektrowni opalanych ropą i gazem – Baltic Sea Region, Energy Information Agency (<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/baltics.html>).

⁸ Za: Baltic Sea Region..., *Latvijas Gaze* (http://www.lg.lv/uploads/LG_Fakts_ENG.pdf) oraz www.bp.com

⁹ Wybudowany, podobnie jak magazyny ukraińskie, w czasach ZSRR, zapewnia stabilność systemu dostaw gazu dla krajów bałtyckich. Na Białorusi eksploatowany jest magazyn osipowicki o aktywnej pojemności 0,36 mld m³ gazu. Po uruchomieniu magazynu Pribugskij o pojemności 0,48 mld m³ (rozważa się też budowę jeszcze jednego magazynu) zdolności przechowywania gazu osiągną poziom zaledwie ok. 8% rocznego zapotrzebowania gospodarki, znacznie poniżej 30-procentowej normy światowej, którą spełniają magazyny bałtycki i ukraiński. Na podstawie: *Latvijas Gaze* (http://www.lg.lv/uploads/LG_Fakts_ENG.pdf) oraz: Programma socjalno-ekonomicznego razwitijsa (<http://president.gov.by/rus/programm/pr1.html>).

¹⁰ Ukraińskie – w Krzemieńczugu, Łysyczańsku, Chersoniu, Odessie, Drohobyczu i Nadwirnej, białoruskie w Mozyrzu i Nowopołacku oraz jedyna w krajach bałtyckich rafineria Możejkach na Litwie.

¹¹ Z myślą o rynkach tych – przygranicznych dziś – południowo-zachodnich terytoriów Federacji Rosyjskiej powstawała w latach 80. wschodnioukraińska rafineria w Łysyczańsku, najnowocześniejsza i największa wówczas na Ukrainie. O problemach tej rafinerii po rozpadzie ZSRR zob.: Arkadiusz Sarna, Ukraina–Rosja: „Strategiczne partnerstwo”, strategiczne... uzależnienie?, *Analizy OSW*, 10.03.1999.

¹² Rosyjskie koncerny przejęły w ostatnich latach kontrolę nad najważniejszymi rafineriami regionu: w Łysyczańsku (TNK), Odessie (ŁUKoil), Możejkach (Jukos) bądź mają znaczący wpływ na działalność większości pozostałych – w Krzemieńczugu (Tatnieft'), Chersoniu (formalnie kontrolowana przez Kazachoil, zarządzana przez rosyjską grupę Alians), Mozyrz (Sławnieft').

¹³ Kraje regionu są znaczącym importerem gazu z Rosji, skąd w 2002 r. sprowadziły łącznie ponad 50 mld m³ surowca (dane za: IEA, 2003), oraz coraz większym importerem – rosyjskiej ropy (według danych rosyjskiego urzędu celnego, pięć krajów regionu sprowadziło w 2002 r. łącznie ponad 40 mln ton ropy o wartości ok. 5,2 mld USD, czyli ok. 18% wartości eksportu rosyjskiej ropy).

¹⁴ Zob. np.: Kabiniet Ministrow Rzespubliki Białoruś, Postanowienie ob osnownych naprawlenijach eniergeticeskoj politiki Rzespubliki Białoruś na pieriod do 2010 goda, 5 marata 1996 g. N168, Minsk (<http://pravo2000.by.ru/baza19/d18373.htm>).

¹⁵ Programma socjalno-ekonomicznego razwitijsa (<http://president.gov.by/rus/programm/pr1.html>).

¹⁶ Interfax, 21.04.2000.

¹⁷ Zob. np.: wystąpienie prezydenta Alaksandra Łukaszenki z 7 listopada 2002 r. (<http://www.president.gov.by/rus/president/news/archive/november2002/4-8/news0711-3.html>).

¹⁸ Interfax, 24.09.2003.

¹⁹ Za: Tydzień na Wschodzie, OSW, 24.07.2003, „Kolejne chłodne lato w stosunkach białorusko-rosyjskich”; Tydzień na Wschodzie, OSW, 10.04.2003, „Białoruś–Rosja: ciąg dalszy prywatyzacyjnej rozgrywki”.

²⁰ Swietłana Borozdina, Ni gaza, ni rubla (<http://www.gazeta.ru/2003/09/08/nigazanirubl.shtml>).

²¹ Przejęciem udziałów w białoruskiej petrochemii interesowały się rosyjskie koncerny ŁUKoil, Itera, Sibur, Surgutnieftgaz i Sławnieft'. Warunki prywatyzacji czterech czołowych przedsiębiorstw tego sektora na Białorusi – firm Naftan, Polimer, Azot i Chemiwołokno – przedstawione 3 czerwca 2003 r. przez resort gospodarki w Mińsku (do sprzedaży zaoferowano m.in. mniejszościowe, 43-procentowe pakiety akcji) uznane zostały przez Rosjan za niezadowalające; z udziału w przetargu zrezygnował Sibur – zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 10.04.2003, „Białoruś–Rosja: ciąg dalszy prywatyzacyjnej rozgrywki”.

²² Na początku września 2003 r. rosyjskie media doniosły o liście prezesa Gazpromu Aleksieja Millera do kierownictwa Białtransgaz, w którym szef rosyjskiego koncernu poinformował o rezygnacji z tworzenia wspólnego konsorcjum, oraz o zamiarze rewizji polityki cenowej koncernu wobec Białorusi od stycznia 2004 r. Zdaniem rosyjskich mediów, polityka Gazpromu była też reakcją na odrzucenie przez Mińsk rosyjskiego wariantu umowy o wprowadzeniu na Białorusi od stycznia 2005 r. wspólnej waluty, rosyjskiego rubla.

²³ Np. jeszcze w 1994 r. założona została spółka Połtawska Hazonaftowa Kompania – największy dziś niepaństwowy producent gazu i ropy na Ukrainie – w której inwestorem strategicznym została brytyjska firma JP Kenny Exploration&Production; w 2001 r., w wyniku konkursów prywatyzacyjnych, inwestorem strategicznym kilku obwodowych

przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej została amerykańska AES Corporation.

²⁴ Budowę realizowała Ukraina ze środków własnych.

²⁵ M.in. brak umów z dostawcami i odbiorcami ropy, odległa wciąż perspektywa przedłużenia rurociągu do Płocka, co zakładają lobbyści projektu EAKTRN.

²⁶ Koncern kontroluje też krajowy rynek ropy (m.in. poprzez udziały w głównej spółce wydobywczej kraju, Ukrnafta), w tym tranzyt ropy, zarządzając należącymi do państwa 100% akcji spółki Ukrtransnafta. Ukrtransnafta powstała w 2001 r. z połączenie państwowych przedsiębiorstw transportu ropy Družba (centrala we Lwowie) i Prydniprowski Mahistralni Naftoprowody (Krzemieńczug) i zarządza systemem ukraińskich ropociągów, w tym rurociągiem Odessa–Brody.

²⁷ Wśród potencjalnych partnerów zachodnich największe zainteresowanie projektem przejawiały dotąd Ruhrgas i Gaz de France; realne negocjacje w sprawie konsorcjum toczą się jednak głównie między Rosją a Ukrainą.

²⁸ Zob.: Joanna Hyndle, Miryna Kutysz, „Dążenia Litwy, Łotwy i Estonii do integracji z NATO i UE a stosunki tych krajów z Rosją”, Prace OSW, zeszyt 4, 01.05.2002.

²⁹ W styczniu 2002 roku Estonia anulowała umowę sprzedaży elektrowni, uznając, że polityczne motywy tej niedoszłej największej umowy prywatyzacyjnej nie mogą przesłonić związanych z nią wątpliwości natury ekonomicznej tej transakcji.

³⁰ Niewielkie, lecz rosnące wydobycie ropy na Litwie realizują litewsko-duńska spółka Minijos Nafta, litewsko-szwedzka Genciu Nafta oraz Geonafta, kontrolowana przez konsorcjum Naftos Gavyba (założone przez dwie firmy litewskie, szwajcarską Arada oraz polskie – Petrobaltic i Energopol Trade); licencję na poszukiwania ropy w pobliżu Kłajpedy zdobyła też firma Manifoldas, kontrolowana przez rosyjsko-litewską spółkę Stella-Vitae.

W kwietniu 2002 r. Łotwa przyznała norwesko-amerykańskiej spółce TGS-Nopec 5-letnią licencję na eksplorację ropy na szelfie bałtyckim; w maju 2002 r. Ministerstwo Gospodarki w Rydze ogłosiło przetarg na 30-letnią licencję na wyłączność eksploracji na całym przynależącym do Łotwy szelfie bałtyckim (zgłosił się tylko jeden zainteresowany, firma Odin Energy) – za: Baltic Sea Region, Energy Information Agency, oraz An Energy Overview of the Republic of Lithuania, US Departament of Energy.

³¹ Przejawia się to m.in. w stosowaniu przez Rosję najniższych cen gazu wobec Białorusi (obecnie ok. 30 USD za 1 tys. m³), wyższych wobec Ukrainy (50 USD) i najwyższych wobec krajów bałtyckich (ok. 80 USD). Interfax, 24.09.2003.

³² Tak można interpretować silną i zgodną w ostatnich miesiącach 2003 r. presję na Kijów ze strony czołowych rosyjskich spółek naftowych, kuszących Kijów wizją „tymczasowego” transportu rosyjskiej ropy rurociągiem Odessa–Brody pod warunkiem odwrócenia kierunku transportu, co, zdaniem komentatorów, oznaczałoby początek końca idei transportu ropy kaspijskiej do Europy i uruchomienia pierwszego istotnego na terenie WNP szlaku transportu surowców niezależnego od Rosji. Przy czym istnieją wątpliwości co do ekonomicznej opłacalności transportu rosyjskiej ropy wydłużoną o kilkaset kilometrów trasą z Brodów

do Odessy. Działania wbrew interesom własnych spółek, ale na rzecz długofalowej strategii Rosji w regionie można też doszukać się np. w decyzji Moskwy o wstrzymaniu eksportu ropy za pośrednictwem terminalu w Windawie. Zdaniem Aivarsa Lembergsa, jednego z głównych partnerów biznesowych Rosjan na Łotwie, przynosi to rosyjskim firmom naftowym straty rzędu milionów dolarów dziennie. Zdaniem komentatorów, jest też jednocześnie kosztem strategii mającej zapewnić zgodę Łotwy na prywatyzację terminalu przez rosyjskie spółki.

³³ Przykładem takiego sprzecznego sygnału jest np. niejednoznaczne stanowisko Kijowa w sprawie perspektyw wykorzystania rurociągu Odessa–Brody. Negatywnego – problemy brytyjskiej firmy JP Kenny, którą ze wspólnego interesu – stworzonego w 1994 r. największego prywatnego producenta gazu na Ukrainie – próbowali wyrugować miejscowi wspólnicy. W obronie interesów JP Kenny musiał w 2001 r. interweniować premier Tony Blair – zob. Tydzień na Wschodzie, OSW, 12.04.2001, „Sąd broni praw własności największego na Ukrainie inwestora brytyjskiego”.

Rozdział 4.

Inwestycje zagraniczne w sektor naftowo-gazowy państw producentów na obszarze WNP

Iwona Wiśniewska

Po rozpadzie ZSRR nowo powstałe państwa zaczęły otwierać się na zachodnich inwestorów. Jednak powolny proces transformacji oraz uwarunkowania wewnętrzne spowodowały, że kraje te nie stały się atrakcyjnym regionem dla inwestorów zagranicznych. Skumulowane bezpośrednie inwestycje zagraniczne w państwach WNP na koniec 2001 r. wyniosły ok. 50 mld USD (dla porównania w państwach Europy Środkowej ulokowano ok. 130 mld USD¹). Głównymi beneficjentami inwestycji na obszarze WNP były Rosja, Kazachstan i Azerbejdżan. O atrakcyjności tych państw zdecydowały ich bogactwa naturalne, zwłaszcza zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego. Z punktu widzenia inwestorów bogactwo energetyczne regionu stanowi istotne potencjalne ogniwo bezpieczeństwa energetycznego rynków zachodnich. Rozwój bazy surowcowej na terytorium WNP może zagwarantować utrzymanie stabilności dostaw ropy i gazu poprzez dywersyfikację źródeł wydobycia i ograniczenie znaczenia dla światowych rynków ropy niestabilnego regionu Zatoki Perskiej. Jednocześnie złoża WNP mogą zapewnić ciągłość dostaw wobec wyczerpujących się rezerw surowcowych w innych regionach świata (m.in. na Morzu Północnym), a bogate zasoby gazu w tym regionie dawały perspektywę realizacji unijnych planów redukcji zużycia „czarnej energii” (węgiel, ropa) i zastępowania jej gazem ziemnym.

W konsekwencji region WNP stał się terenem działania największych koncernów naftowo-gazowych świata oraz obszarem zainteresowania najważniejszych podmiotów stosunków międzynarodowych (USA, UE itp.). W wielu przypadkach interesy zaangażowanych stron były jednak ze sobą sprzeczne², a korzyści ekonomiczne przeplatały się z celami politycznymi. Miało to negatywny wpływ na rozwój projektów naftowo-gazowych w regionie.

1. Klimat inwestycyjny w państwach producentach surowców energetycznych

Realizacja planów znacznego zwiększenia³ wydobycia i eksportu surowców energetycznych w regionie WNP w dużej mierze zależy od napływu kapitału zagranicznego. Własne środki prze-

znaczane na inwestycje nie zaspokajają bowiem w pełni potrzeb tego sektora⁴.

Wszystkie kraje WNP mają za sobą 10 lat burzliwych przemian ekonomiczno-politycznych.

Zwłaszcza w ostatnich trzech latach dokonano dość znacznych przeobrażeń bazy prawnej, które miały na celu stworzenie bardziej przejrzystego i atrakcyjniejszego dla inwestorów ustawodawstwa. Przemiany te nie doprowadziły jednak do powstania jasnych i stabilnych reguł prowadzenia biznesu.

Poważnym ograniczeniem dla napływu inwestycji do tych państw są: niestabilna baza prawna, silne związki gospodarki z polityką, trudności z egzekwowaniem przepisów, sprzeczne ze sobą regulacje prawne, korupcja i przestępczość. Dodatkowymi przeszkodami są również: znaczne oddalenie od rynków zbytu (ropa i gaz), położenie geopolityczne, brak źródeł finansowania oraz obawy o długoterminową ekonomiczną i polityczną stabilność.

Przewidywalne zasady działalności biznesowej są podstawą dla napływu kapitału. Jest to szczególnie ważne w przypadku czasochłonnych (ok. pół wieku) i kapitałochłonnych inwestycji, jakimi są projekty w sektorze naftowo-gazowym, wymagające jasnych warunków realizacji inwestycji. Sposobem na ograniczenie ryzyka działania w regionie WNP miały być gwarantowane inwestorom przez państwa stałe warunki działalności zapisane w **umowach o rozdziale produkcji, tzw. PSA** (Production Sharing Agreement). Umowy tego rodzaju, dotyczące konkretnego złoża surowców naturalnych, zawierane są między rządem a inwestorami (zagranicznymi lub rodzimymi). Określają one stabilne warunki zagospodarowania, eksploatacji złóż oraz realizacji zysków. Umowy są długoterminowe (25–40 lat) i mają na celu zapewnienie przewidywalnych warunków realizacji projektu. Zasady opodatkowania są negocjowane indywidualnie dla każdego złoża⁵.

Wszyscy producenci ropy i gazu z obszaru WNP wprowadzili do swoich sektorów surowcowych tego typu umowy i określili podobne warunki ich funkcjonowania⁶. Jednak tylko kilka państw, przede wszystkim Azerbejdżan i Kazachstan, uznało PSA za korzystne dla siebie i zdecydowało się na powszechniejsze zawieranie tych umów. W efekcie państwa te odnotowały stosunkowo

większy napływ inwestycji w porównaniu z Rosją czy Turkmenistanem, które prowadzą mało zachęcającą (w przypadku Turkmenistanu skrajnie niechętną) politykę wobec inwestorów zagranicznych.

1.1. Sytuacja inwestorów zagranicznych w Rosji

Warunki inwestowania w Rosji określone w kolejnych ustawach dawały formalnie inwestorom dużą swobodę działania. Już w roku 1991, na mocy Kodeksu Inwestycyjnego kapitał zagraniczny uzyskał w Rosji takie same prawa, jakie posiadają inwestorzy rosyjscy. Ograniczenia dla zagranicznych inwestycji wprowadzono tylko w niektórych, ale ważnych i atrakcyjnych dla inwestorów sektorach gospodarki. Określono m.in. limit (11%) dla zagranicznej własności w Gazpromie⁷, zdecydowano, że właścicielem sieci eksportowej ropy z Federacji Rosyjskiej może być jedynie Transneft⁸. Dodatkowo uzyskanie uprzedniego pozwolenia niezbędne było m.in. przy zagranicznych inwestycjach w zagospodarowanie złóż oraz dla wszystkich inwestycji powyżej określonego pułapu⁸.

Przebieg prywatyzacji rosyjskiego sektora naftowo-gazowego w znacznej mierze spowodował ograniczenie dostępu zagranicznym inwestorom do tego procesu i zdecydował o zdominowaniu tego sektora przez rosyjskie podmioty lub firmy zarejestrowane w tzw. rajach podatkowych (w większości również własność rosyjska). W kolejnych latach zagraniczni inwestorzy wchodzili jednak na rosyjski rynek surowcowy, m.in. poprzez zakup udziałów w przedsiębiorstwach na rynku wtórnym lub też stając do kolejnych prywatyzacji w sektorze (w spółkach z Rosjanami). Jednakże pozycja zagranicznych koncernów była słaba, dodatkowo w wielu przypadkach jako udziałowcy mniejszościowi nie byli w stanie wyegzekwować swoich praw i wpływać na sposób zarządzania firmą⁹. Mimo złych doświadczeń w działalności na rynku rosyjskim zagraniczni inwestorzy nie stracili zainteresowania dla rosyjskiej ropy i gazu. Wraz ze stabilizowaniem się sytuacji w Rosji coraz odważniej angażowali się w ten rynek.

Obecnie prawie wszystkie inwestycje zagraniczne w rosyjskim sektorze naftowym funkcjonują na podstawie przyznanej licencji na zagospoda-

rowanie danego złoża i podlegają ogólnym zasadom podatkowo-prawnym obowiązującym w Rosji. Inwestorzy zagraniczni, podobnie jak krajowi, zmuszeni są m.in. do zabiegania o przyznanie kwot eksportowych i dostęp do rurociągów Transniefti, do płacenia ciał eksportowych od wywożonego surowca i produktów naftowych. Dodatkowo narażeni są oni na zmiany spowodowane perturbacjami na rosyjskiej scenie politycznej i częstymi innowacjami legislacyjnymi¹⁰. Rosyjski rynek gazowy zmonopolizowany przez Gazprom nie pozostawia wiele miejsca dla prywatnych kompanii wydobywczych. Gazprom niechętnie dzieli się dostępem do swojej sieci transportowej, a zasady, na których to się odbywa, są bardzo niejasne.

Koncepcja wprowadzenia umów o rozdziale produkcji w rosyjskim sektorze naftowo-gazowym powstała jeszcze w latach 70. Pierwsze negocjacje z inwestorami w sprawie PSA prowadzono mimo braku stosownych regulacji prawnych. Na podpisanie umów zezwolił dopiero dekret prezydencki z 1993 r. Ustawowo kwestia PSA uregulowana została dopiero w 1996 r. Od chwili przyjęcia ustawy trwają prace nad jej nowelizacją¹¹. Faktycznie jednak ustawa pozostaje martwym zapisem, ponieważ nie zdołano dostosować do niej prawa rosyjskiego. W konsekwencji od czasu powstania ustawy o PSA nie podpisano żadnej umowy¹². Jedyne trzy obecnie realizowane projekty PSA (Sachalin-1, Sachalin-2 oraz złoża Chariagińskie w Nienieckim Okręgu Autonomicznym) funkcjonują na podstawie dekretu z 1993 r. Realizacja tych projektów napotyka wiele trudności¹³.

Przedłużanie się prac nad PSA było m.in. efektem silnego lobbingu środowisk polityczno-biznesowych¹⁴ przeciwnych popularyzacji tego typu umów. W Rosji coraz powszechniejszy jest pogląd, iż na obecnym etapie rozwoju gospodarczego przyznawanie inwestorom specjalnych warunków nie jest już niezbędne do przyciągnięcia inwestycji. Jednocześnie władze rosyjskie dowodzą, że przykład obecnych PSA zniechęca państwo do podpisywania kolejnych kontraktów¹⁵.

Brak decyzji Moskwy co do losów PSA w Rosji jest czynnikiem hamującym napływ kapitału zagranicznego do sektora naftowo-gazowego¹⁶. Wielu inwestorów, którzy zakupili licencje w połowie lat 90. na rosyjskie złoża wymieniane

w ustawie o PSA, zwlekało z rozpoczęciem realizacji projektów do czasu ostatecznej decyzji władz. Poprawki¹⁷ do ustawy z 2003 r., *de facto* ograniczające do minimum możliwość zawierania umów PSA w Rosji, mogą się przyczynić do zmiany strategii działania zagranicznych koncernów i rozpoczęcia przez nich inwestycji na ogólnych zasadach. Istnieje jednak niebezpieczeństwo, że zbyt długo niewykorzystywane przez koncerny licencje na złoża mogą zostać im odebrane przez rosyjskie Ministerstwo Zasobów Naturalnych.

Główną przeszkodą dla działalności zagranicznych koncernów w Rosji jest utrzymywanie monopolu transportowego na terytorium FR w ręku państwa. Konieczność uzyskania zgody Transniefti czy Gazpromu na budowę alternatywnych sieci przesyłu (co w wielu przypadkach jest niemożliwe), przy niejasnych mechanizmach dostępu do obecnie istniejących rurociągów znacznie ogranicza inwestorom drogę do rynków międzynarodowych i stawia pod znakiem zapytania opłacalność ewentualnych nakładów.

1.2. Sytuacja inwestorów zagranicznych w Kazachstanie

Kazachstan już w połowie lat 90. starał się stworzyć dogodne warunki dla inwestorów zagranicznych, zwłaszcza w sektorze surowcowym. Obecnie regulująca prawo inwestycyjne ustawa z 2003 r. potwierdziła jednolite traktowanie inwestorów krajowych i zagranicznych, zachowała preferencje podatkowe oraz utrzymała zwolnienia celne na importowane urządzenia i towary, jeśli nie istnieją porównywalnej jakości kazaskie odpowiedniki. Nowe prawo zagwarantowało również inwestorom stabilność warunków zawartych kontraktów. Ustawa ograniczyła jednak dostęp do arbitrażu międzynarodowego¹⁸ i nie zagwarantowała respektowania takiego wyroku. Kazachstan ma stosunkowo liberalne prawo inwestycyjne, mimo to, podobnie jak Rosja, wprowadził ograniczenia wielkości zagranicznych udziałów w niektórych sektorach gospodarki, np. bankowym, telekomunikacji. Możliwa jest również odmowa przyznania traktowania narodowego w sektorze surowcowym. Dodatkowo inwestorzy, tak jak w Rosji, zobligowani zostali prawem do angażowania w projekty naftowo-gazowe krajowych kontrahentów, poprzez za-

kup u nich towarów i usług. Największe przedsięwzięcia z udziałem inwestorów zagranicznych monitorowane są przez urzędników państwowych. Ponieważ formuły prowadzenia nadzoru rządowego są zazwyczaj niejasne i czasochłonne, procedura ta powoduje spowolnienie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Zagraniczne koncerny otrzymały możliwość realizacji projektów w sektorze surowcowym na podstawie licencji na zagospodarowanie danego złoża (działalność ta podlega ogólnym zasadom podatkowo-prawnym) lub też umów o rozdziale produkcji (PSA), które wymagają akceptacji najwyższych władz. Dość liberalne podejście władz do zagranicznych inwestorów z połowy lat 90. ulega w ostatnich latach zaostrzeniu, doświadczając tego zwłaszcza konsorcja realizujące umowy o rozdziale produkcji. Rząd zdecydował, iż w nowych projektach państwowy koncern KazMunaiGaz powinien posiadać większościowy pakiet udziałów (51%). Władze planują również wprowadzenie zmian w prawie podatkowym, zwiększających obciążenia fiskalne kompanii naftowych.

Kazaskie władze, podobnie jak rosyjskie, coraz częściej dowodzą, że PSA nie jest najkorzystniejszym rozwiązaniem dla Kazachstanu, a zagospodarowanie złóż na zasadach ogólnych przyniosłoby znacznie lepsze rezultaty. Najprawdopodobniej w Kazachstanie nie będą zawierane kolejne PSA.

Jednym z głównych ograniczeń dla inwestycji jest położenie geopolityczne Kazachstanu utrudniające dostęp eksploatowanych surowców do odbiorców na świecie – brak bezpośredniego połączenia z konsumentami ropy (płacącymi za ropę po cenach światowych) i konieczność korzystania z tranzytu przez terytorium Rosji. Z punktu widzenia zachodnich inwestorów jednym z głównych ograniczeń dla opłacalności ewentualnych projektów inwestycyjnych w mało rozwinięty sektor gazowy (Kazachstan jest minimalnym eksporterem gazu netto) jest utrzymujący się monopol transportowy Gazpromu w tym regionie. W przypadku Kazachstanu jedyny szlak eksportowy wiedzie przez terytorium Rosji, dodatkowo przetwarzanie gazu kazaskiego możliwe jest tylko w orenburskim zakładzie oczyszczania gazu (Rosja).

1.3. Sytuacja inwestorów zagranicznych w Azerbejdżanie

Również Azerbejdżan już na początku lat 90. rozpoczął tworzenie dość liberalnego prawa inwestycyjnego. Ustawowo zrównano prawa inwestorów zagranicznych z krajowymi. Specyficzne zastrzeżenia dotyczące napływu FDI odnosiły się do wyjątkowo istotnych sektorów gospodarki zarezerwowanych dla działalności monopolu państwowych: sektor naftowy, energetyka itp. Inwestycje w tych branżach wymagały aprobaty rządu lub też samego prezydenta i mogły być realizowane w *joint venture* z partnerem krajowym¹⁹.

Do końca lat 90. większość przedsięwzięć w azerskim sektorze naftowo-gazowym przybierała formę spółek zagranicznych koncernów i państwowego monopolisty w sektorze naftowo-gazowym – SOCAR, podlegających ogólnym zasadom podatkowo-prawnym. Sytuacja ta zmieniła się w 2000 r., kiedy władze Azerbejdżanu zdecydowały o zniesieniu *joint ventures* w sektorze naftowo-gazowym i zamianie ich na umowy o rozdziale produkcji, uznając PSA za najkorzystniejszy, zarówno dla inwestorów, jak i państwa sposób inwestowania²⁰. W Azerbejdżanie nie ma ustawy regulującej kwestie umów o rozdziale produkcji, każda umowa negocjowana jest indywidualnie i następnie ratyfikowana przez parlament. Część przywilejów zapisanych w PSA (m.in. zwolnienia z ceł importowych) odnosi się również do podwykonawców i dostawców kompanii naftowych.

Władze Azerbejdżanu otworzyły swój sektor surowcowy dla zagranicznych inwestorów, oferując im dość dużą swobodę działania. Silnie popierały zarówno zagospodarowywanie złóż, jak rozwój kaukaskich szlaków tranzytowych. Poważnym utrudnieniem²¹ w dostępie do niektórych złóż na Morzu Kaspijskim jest jednak wciąż nieuregulowany status tego morza. W 2002 r. Azerbejdżan podpisał umowę delimitacyjną z Rosją, jednakże wciąż nie rozstrzygnięto istotnych kwestii z Iranem i Turkmenistanem, dotyczących podziału najbardziej spornej południowej części akwenu. Inwestorzy doświadczają również problemów związanych z położeniem geopolitycznym Azerbejdżanu, co ma ogromne znaczenie zwłaszcza w przypadku rozwoju kaukaskich szlaków transportowych. Mimo iż rządy

zaangażowanych państw nie stwarzają formalnych trudności inwestorom, to jednak zagrożenie dla planowanych rurociągów stanowią w tym regionie konflikty narodowościowe (np. konflikt karabaski, abchaski).

Obecnie dla rozwoju azerskiego sektora gazowego poważnym ograniczeniem jest też brak możliwości transportu gazu z Kaukazu Południowego. Istniejące szlaki rosyjskie zapewniają dostawy do regionu, a nie odbiór surowca.

1.4. Sytuacja inwestorów zagranicznych w Turkmenistanie

Turkmenistan w połowie lat 90. starał się zainteresować zagranicznych inwestorów swoimi zasobami, zwłaszcza gazu ziemnego, wprowadził nawet do swego prawa ustawy o rozdziale produkcji. Jednak restrykcje wobec inwestorów zagranicznych zdecydowały o ich małym zaangażowaniu w tym kraju. Inwestorzy nie mają w zasadzie prawa eksportu wydobywanego przez siebie surowca, nie posiadają bowiem dostępu do eksportowej sieci przesyłowej. Właścicielem wszystkich rurociągów są przedsiębiorstwa państwowe. Zagraniczne kompanie mogą sprzedawać surowiec na rynku wewnętrznym po cenach regulowanych przez władze (znacznie niższych od cen światowych)²².

W konsekwencji działań władz turkmeńskich do końca 2001 r. zgodnie z szacunkami²³ UNCTAD napłynęło do tego kraju zaledwie ok. 1 mld USD, z czego 90% trafiło do sektora naftowo-gazowego. Budowa gazociągu do Iranu (w 1998 r.) oraz wzrost wydobywania gazu w ostatnich latach były możliwe przede wszystkim dzięki nakładom państwa, a nie zagranicznemu kapitałowi. Dodatkowo Turkmenistan ma ograniczony dostęp do konsumentów gotowych płacić za gaz po cenach światowych. Limitowanie przesyłu gazu przez Gazprom oraz mała przepustowość gazo-

ciągu do Iranu – jedyne szlaki, alternatywne do rosyjskich – ograniczają rozwój turkmeńskiego sektora gazowego.

2. Inwestycje zagraniczne w regionie

2.1. Rosja

Utrzymujący się niezbyt korzystny klimat inwestycyjny w Rosji zdecydował o małym napływie inwestycji zagranicznych do FR. Do końca 2002 r. do Rosji napłynęło zaledwie 22 mld USD w formie bezpośrednich inwestycji zagranicznych (Tabela 1), co stanowi ok. 160 USD w przeliczeniu na jednego mieszkańca (dla porównania, dane dla Polski, odpowiednio: 45 mld USD i 1200 USD). Głównymi inwestorami w Rosji są firmy amerykańskie, które ułożyły w FR ponad 4 mld USD i cypryjskie²⁴ – 3,6 mld USD. Duże udziały w inwestycjach ma również kapitał holenderski, brytyjski i niemiecki.

Prawie połowa inwestycji zagranicznych (ok. 10 mld USD; stan na koniec 2002 r.) napłynęła do rosyjskiego sektora naftowo-gazowego²⁵. Ponad 3 mld USD²⁶ z tej sumy ulokowano w projektach sachalińskich, a ok. 2 mld USD pochłonęła budowa ropociągu kaspijskiego Tengiz–Noworosyjsk (CPC).

Na rosyjskim rynku obecne są wszystkie wielkie koncerny światowe. Zagraniczni inwestorzy uczestniczą przede wszystkim w najbardziej kapitałochłonnych projektach w zagospodarowanie nowych złóż w Rosji. Tego typu charakter mają inwestycje sachalińskie, a także potencjalna inwestycja BP w gazowe złoża Kowyktyńskie²⁷. Zachodnim koncernom zależy również na rozwoju własnej sieci dystrybucji produktów naftowych w Rosji, a także na sprzedaży technologii i urządzeń wykorzystywanych w zakładach

Tabela 1. Napływ zagranicznych inwestycji bezpośrednich (FDI) (w mld USD)

	na koniec 1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	na koniec 2002
Azerbejdżan	1,0	1,1	1,0	0,5	0,1	0,2	1,1	5,5
Kazachstan	4,0	1,3	1,2	1,5	1,3	2,8	2,6	15,4
Rosja	7,9	4,9	2,8	3,3	2,7	2,5	2,4	22,6

Źródło: UNCTAD 2003

przetwarzających surowce (rafineriach, petrochemii) czy przedsiębiorstwach produkujących sprzęt na potrzeby sektora.

Zachodni kapitał odegrał wprawdzie kluczową rolę przy realizacji większości nowych rosyjskich projektów (m.in. gazociągu Błękitny Potok czy ropociągu CPC), jednak na razie udział zagranicznych koncernów w rosyjskim sektorze naftowo-gazowym (wydobycie, eksport) pozostaje niewielki. Większość projektów, w których uczestniczą zagraniczne koncerny jest obecnie w początkowej fazie realizacji. Wraz z rozwojem projektów sachalińskich, napływem inwestycji BP w TNK²⁸ statystyki zaangażowania międzynarodowych konsorcjów w FR mogą się poprawić. Przełamanie rosyjskiej dominacji w tym sektorze wydaje się raczej niemożliwe. To rosyjskie koncerny realizują lwią część wydobycia i eksportu surowców, a dzięki utrzymującym się w ostatnich latach wysokim cenom ropy i gazu zgromadziły odpowiedni kapitał pozwalający im na wielomiliardowe inwestycje w sektorze naftowo-gazowym FR. W latach 2000–2002 rosyjskie kompanie naftowe przeznaczały na inwestycje ponad 5 mld USD rocznie, z czego większość trafiła na rynek rosyjski²⁹. Przeważającą część tych nakładów zainwestowano jednak w złoża już eksploatowane, a nie zagospodarowanie nowych.

W ostatnim czasie jednym z najaktywniejszych inwestorów na rynku rosyjskim jest British Petroleum (BP), który zdecydował się na wzmocnienie swojej pozycji w Rosji poprzez konsolidację z Tiumeńską Kompanią Naftową (TNK) – czwartą co do wielkości kompanią naftową w Rosji. Stosunkowo duży kapitał zainwestował w Federacji Rosyjskiej również Shell zaangażowany w projekt na Sachalinie i posiadający licencje na złoża Sałymskie (w Chanty-Mansyjskim Okręgu Autonomicznym).

2.2. Kazachstan

Zgodnie z danymi UNCTAD do końca 2002 r. do Kazachstanu napłynęło w formie bezpośrednich inwestycji zagranicznych (FDI) 15,4 mld USD, co w przeliczeniu na jednego mieszkańca wynosi ok. 900 USD. Głównym inwestorem były Stany Zjednoczone (ok. 6 mld USD) i Wielka Brytania (ponad 2 mld USD)³⁰. Tak relatywnie znaczny w porównaniu z Rosją napływ FDI Kazachstan

zawdzięcza przede wszystkim otwarciu sektora naftowo-gazowego na inwestorów zagranicznych i zaoferowaniu im dogodnych warunków prowadzenia biznesu. Większość zagranicznego kapitału, czyli ok. 10 mld USD, trafiło bowiem do kazaskiego sektora naftowo-gazowego³¹.

Głównym celem zagranicznych inwestorów jest zagospodarowanie kazaskich złóż ropy naftowej oraz rozbudowa rurociągów transportowych. Dzięki już zainwestowanemu kapitałowi możliwy był w ostatnich latach wzrost wydobycia. W 2001 r. prawie połowa wydobywanej w Kazachstanie ropy pochodziła ze złóż eksploatowanych przez międzynarodowe konsorcja (głównie Tengiz). Udział zagranicznych inwestorów w eksploatacji ropy w Kazachstanie będzie w kolejnych latach rósł wraz z wchodzeniem obecnie realizowanych projektów w fazę komercyjnej produkcji surowca (Tabela III).

Eksport ropy na światowe rynki i dalszy rozwój sektora zapewnić mają inwestycje w szlaki transportowe. Powstało już połączenie złoża Tengiz z Noworosyjskiem nad Morzem Czarnym (CPC) oraz ropociąg łączący Karaczaganak z tą trasą. Trwa również rozbudowa szlaków przesyłowych łączących kazaskie rurociągi z rosyjską siecią przesyłową (np. Atyrau–Samara).

Zachodnie koncerny zainteresowane są również inwestycjami w kazaski przemysł przetwórstwa ropy. Z trzech istniejących rafinerii jedna w Szymkencie została już wykupiona przez kanadyjski Hurrican Hydrocarbons, pozostałe dwie w Atyrau (modernizowana obecnie przez firmy z Japonii) i Pawłodarze nadal pozostają własnością państwa.

Największym inwestorem zagranicznym w Kazachstanie jest amerykański koncern naftowo-gazowy ChevronTexaco, który uczestniczy w głównych kazaskich projektach naftowych (Tengiz, Karaczaganak, CPC), dzięki czemu stał się największym prywatnym producentem ropy w tym kraju. Inwestycje tego koncernu w Kazachstanie przekroczyły 2 mld USD. W ostatnich latach na rynku kazaskim rośnie też znaczenie włoskiej ENI zaangażowanej w projekt Karaczaganak, w który łącznie powinna zainwestować 1,6 mld USD, oraz w bardzo perspektywicznych (zgodnie ze wstępnymi badaniami) pracach na złożu Kaszagan na Morzu Kaspijskim. ENI, podobnie jak większość koncernów naftowych obecnych w Kazachstanie, jest również udziałowcem kon-

sorcjum CPC (Tabela III). Na rynku kazaskim coraz aktywniej inwestują Chińczycy, którzy nie tylko angażują się w zagospodarowanie złóż, ale planują również wybudowanie rurociągu do swego kraju.

Co ciekawe, wśród głównych inwestorów zagranicznych znajduje się w zasadzie tylko jedna kompania rosyjska – ŁUKoil, która do końca 2002 r. za inwestowała na tym rynku ok. 1 mld USD³². Rosyjska kompania wraz z Hurrican-Kumkol eksploatuje złoża Kumkol, posiada 15% w Karaczaganaku, oraz wspólnie z amerykańskim Arco jest mniejszościowym (5%) udziałowcem w konsorcjum zagospodarującym Tengiz.

Mimo szacowanych dość znacznych zasobów gazu Kazachstan eksportuje niewielkie ilości tego surowca (Tabela VII). Dotychczasowe inwestycje w ten sektor spowodowały jedynie niewielki wzrost wydobywania gazu. W 2002 r. KazRosGaz – spółka utworzona przez KazMunaiGaz i Gazprom – rozpoczęła program modernizacji i rozbudowy kazaskiej sieci gazowej szacowany na 0,5 mld USD. Inwestycja ta ma pomóc w zwiększeniu wydobywania kazaskiego surowca i możliwości tranzytowych, m.in. dla gazu turkmeńskiego i uzbeckiego.

2.3. Azerbejdżan

Azerbejdżan jest trzecim państwem w WNP pod względem wielkości skumulowanych FDI. Zgodnie z danymi UNCTAD na koniec 2002 r. sięgnęły one 5,5 mld USD. Z przeliczenia tych inwestycji na jednego mieszkańca (ok. 700 USD) wynika, że osiągnięty przez Azerbejdżan wskaźnik jest znacznie lepszy od rosyjskiego. Głównymi inwestorami są Stany Zjednoczone i Wielka Brytania, na które przypada po 25% wszystkich inwestycji, dużą rolę odgrywa również kapitał turecki, norweski i rosyjski. W Azerbejdżanie, podobnie jak w Kazachstanie, do tak relatywnie znacznego napływu inwestycji zagranicznych przyczyniło się otwarcie sektora naftowo-gazowego dla zachodnich koncernów. Sektor ten bowiem wchłonął prawie 85% wszystkich FDI skierowanych do Azerbejdżanu (ok. 4,6 mld USD).

Głównym celem inwestycji zagranicznych w tym państwie było zagospodarowywanie złóż naftowych i gazowych. Zachodnie koncerny³³, podobnie jak w Kazachstanie, działalność na Kaukazie Południowym rozpoczęły od rozbudo-

wy magistrali naftowych. W pierwszym etapie konsorcjum z udziałem zachodnich firm zmodernizowało ropociąg z Baku do gruzińskiej Supsy. Rurociąg ten jako pierwszy ominął terytorium Rosji i skrócił trasę przesyłu ropy do Morza Czarnego. Bezpośredni dostęp do Morza Śródziemnego i odbiorców ropy na świecie może zapewnić dopiero obecnie realizowany przez zachodnie koncerny, przy silnym poparciu administracji amerykańskiej, projekt budowy ropociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan (BTC). Zakończenie budowy tego szlaku transportowego jest planowane na koniec 2004 r. Do tego czasu mają być przygotowane do eksploatacji złoża, które zasilą ten ropociąg. Zachodni inwestorzy liczą, iż BTC w przyszłości może być wykorzystany również do transportu „wielkiej” ropy kazaskiej. W ostatnich latach zachodnie firmy coraz chętniej inwestują także w przedsiębiorstwa produkujące na potrzeby sektora naftowo-gazowego lub świadczące dla niego usługi. Obecni w Azerbejdżanie są już amerykański Halliburton czy norweski Kvaener.

Dzięki zagranicznym inwestycjom w azerski sektor naftowy w ostatnich latach udało się zwiększyć wydobywanie tego surowca. Do 2002 r. ponad połowa eksploatowanej ropy w Azerbejdżanie produkowana była jednak przez SOCAR. Kolejnym etapem umacniania obecności zachodnich konsorcjów w Azerbejdżanie ma być rozwój sektora gazowego. Państwo to posiada wprawdzie dość pokaźne złoża gazu, jednak jego wewnętrzne zapotrzebowanie w znacznej mierze pokrywa import z Rosji. Zagospodarowywane obecnie główne azerskie złoża gazowe – Szah Deniz (Tabela III), w najbliższych latach może zmienić sytuację Azerbejdżanu. Z komercyjną eksploatacją błękitnego surowca inwestorzy muszą się wstrzymać się do wybudowania gazociągu z Baku przez Tbilisi do tureckiego Erzurum³⁴, co powinno nastąpić w 2006 r. Projekt ten realizowany jest przez koncerny³⁵ zaangażowane również w zagospodarowanie złóż azerskich. W przyszłości gazociąg też mógłby posłużyć również do eksportu turkmeńskiego gazu. Dotychczas największym inwestorem zagranicznym w Azerbejdżanie było British Petroleum. Koncern ten jest największym udziałowcem konsorcjum, które podpisało azerski „kontrakt stulecia” dotyczący złóż naftowego Azeri – Czirag – Guneszli. Inwestycje BP w ten projekt na

koniec 2003 r. szacowane są na ok. 3,3 mld USD. Brytyjski koncern jest również zaangażowany w budowę ropociągu do Turcji (BTC). Ponadto BP jest właścicielem 25% udziałów w największym projekcie gazowym Azerbejdżanu – Szah Deniz.

3. Podsumowanie

Głównymi beneficjentami inwestycji zagranicznych (bardzo niskich w porównaniu z innymi regionami świata) na obszarze WNP okazały się państwa producenci surowców energetycznych (Rosja, Kazachstan, Azerbejdżan), bowiem większość napływającego kapitału skierowana była do sektora naftowo-gazowego. Bogactwa surowcowe tych państw przyciągnęły w ten rejon najważniejsze koncerny światowe.

Poziom inwestycji w poszczególnych krajach w dużej mierze zależny był od prowadzonej przez władze polityki wobec inwestycji zagranicznych. Rosja – potencjalnie najatrakcyjniejszy cel inwestycji zagranicznych – przyciągnęła w przeliczeniu na jednego mieszkańca zdecydowanie mniej inwestycji niż Kazachstan czy Azerbejdżan. Na taką sytuację duży wpływ miała prywatyzacja sektora naftowego na początku lat 90., niezdecydowanie władz w określaniu warunków inwestowania w sektorze surowcowym, a także utrzymanie monopolu transportowego ropy i gazu w rękach państwa, przy jednoczesnym nieprzejrystym mechanizmie dostępu do rurociągów. W konsekwencji udział zagranicznych inwestorów w wydobywaniu i eksporcie rosyjskich surowców energetycznych jest niewielki. Dodatkowo skromne inwestycje w wewnątrzrosyjską infrastrukturę przesyłową stwarzają zagrożenie dla bezpieczeństwa przesyłu surowców w przyszłości, zwłaszcza w perspektywie przewidywanego wzrostu wydobywania.

Władze Kazachstanu i Azerbejdżanu przyjęły odmienną od rosyjskiej strategię działania wobec inwestorów zagranicznych. Państwa te zdecydowały się na otwarcie sektora surowcowego na obcy kapitał, dając koncernom dość dużą swobodę działania. Zagraniczni inwestorzy przyczynili się do wzrostu wydobywania ropy naftowej w tych krajach oraz do rozwoju infrastruktury transportowej umożliwiającej eksport surowca. Jednak dość skomplikowane położenie geopolityczne i polityka wewnętrzna tych państw opóźnia

czy wręcz hamuje realizację projektów inwestycyjnych.

Sektor gazowy w WNP nadal pozostaje pod kontrolą Gazpromu, który – poprzez swój monopol transportowy oraz silne nieformalne powiązania z elitami w tych państwach – może wpływać na tempo rozwoju tego sektora w regionie. Przełamanie monopolu Gazpromu w najbliższych latach może okazać się bardzo trudne, a nawet niemożliwe.

Większość zagranicznych projektów inwestycyjnych w trzech omawianych państwach znajduje się dopiero we wstępnym etapie realizacji. Osiągnięcie szczytu wydobywania surowców z tych złóż jest kwestią kolejnych 5–10 lat. Dla osiągnięcia tego celu niezbędne są jednak dalsze wielomiliardowe inwestycje.

Do powodzenia wielu przedsięwzięć w regionie kaspjskim niezbędne jest również potwierdzenie wstępnie oszacowanych złóż ropy i gazu, a przede wszystkim wola polityczna władz państw regionu. Plany zagranicznych koncernów dotyczące dywersyfikacji sieci transportowej na terytorium WNP są sprzeczne z interesami Rosji. Ten konflikt interesów może wpłynąć na opóźnienie realizacji projektów lub ograniczyć ich opłacalność.

Iwona Wiśniewska

Prace nad tekstem zakończono we wrześniu 2003 r.

¹ United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), Statistical databases 2003.

² Główny konflikt interesów dotyczy rozwoju szlaków transportowych na obszarze WNP. Obecnie sieć przesyłowa regionu jest uzależniona od rosyjskich rurociągów. W interesie FR jest nie tylko utrzymanie tego monopolu, ale nawet jego umocnienie, podczas gdy zagranicznym koncernom, jak i odbiorcom tych surowców zależy przede wszystkim na zdyswersyfikowaniu tych szlaków.

³ Dla przykładu wydobywanie ropy w Kazachstanie w ciągu najbliższych 10 lat ma zwiększyć się prawie 3-krotnie.

⁴ W ostatnich latach największe inwestycje wewnętrzne w sektor energetyczny zanotowała Rosja, mimo to inwestycje te nie zdołały zaspokoić potrzeb inwestycyjnych tego sektora. Do sektora naftowo-gazowego napływało rocznie ok. 8–9 mld USD, podczas gdy zgodnie z szacunkami sektor ten potrzebował ok. 15–17 mld USD; Nieftianoj kompleks Rossii i jego rol w wosproizwodstwiennom procesie, www.rusenergy.com, 2003.

⁵ A Note on Production Sharing in Russia, Economic Survey of Europe, 1998/3, United Nations.

⁶ Rosyjski wariant PSA (funkcjonuje w podobnej formie również w pozostałych państwach postradzieckich), zakłada, iż inwestor płaci royaltys – opłatę dla rządu za korzystanie z państwowych złóż (ok. 6–16% wydobytego surowca). Wydobywany surowiec dzielony jest następnie na dwie części: jedną część (koszt) otrzymuje inwestor na pokrycie kosztów eksploatacji, a druga (zysk) dzielona jest pomiędzy inwestora i państwo, na zasadach wynegocjowanych w kontrakcie. Inwestor płaci od należnej mu części podatek dochodowy. Są to w zasadzie jedyne opłaty fiskalne nałożone na inwestora, nie płaci on bowiem VAT, akcyzy, ceł eksportowych ani ceł importowych na towary, urządzenia i usługi niezbędne dla realizacji kontraktu. Zmuszony jest jednak do zakupu 70% (w ciągu całego okresu realizacji projektu) niezbędnych mu urządzeń, maszyn i usług od krajowych producentów i wytwórców. A Note on Production Sharing in Russia, *op.cit.*

⁷ Jednak bez żadnych problemów prawnych Ruhrgas zdołał zwiększyć swoje udziały w Gazpromie, zakupując dodatkowe akcje koncernu na rynku rosyjskim za pomocą spółki joint venture. *Russia Country Commercial Guide 2002*, U.S. & Foreign Commercial Service, U.S. Department of Commerce.

⁸ *Russia Country Commercial Guide 2002*, *op.cit.*

⁹ *Ibidem*.

¹⁰ W 2002 r. np. zmieniony został system opodatkowania sektora surowcowego, wprowadzono podatek od wydobycia surowców naturalnych, co *de facto* zwiększyło obciążenia fiskalne nakładane na kompanie naftowe. Więcej informacji w: Ministerstwo Podatków FR, <http://www.nalog.ru/news/anons02/0210.shtml>, Patrz też: D. Doeh, O. Krawcowa, Yet Another New Oil and Gas Regime for Russia?, *Russian Energy & Mining Low Journal*, 1/2003.

¹¹ W konsekwencji wprowadzanych poprawek, wielokrotnie np. zmieniała się lista złóż, które mogłyby zostać zagospodarowane na podstawie PSA, wiosną 2003 r. zdecydowano, że reżim PSA, *de facto*, rozszerzony może być w zasadzie jedynie na złoża: Sztokmanowskie i Prirazlomnoje (licencja – Gazprom/Rosneft), Sachalin-3 (Rosneft/Exxon-

Mobil/ChevronTexaco) oraz Kowykta (TNK-BP). Patrz: *The Kiss of Death to PSAs*, *Russia Oil & Gas Yearbook*, Renaissance Capital.

¹² Poza kwestiami legislacyjnymi trudności z podpisaniem PSA wynikały również z ograniczonych możliwości przetransportowania wyprodukowanego surowca poza granice Rosji. Monopolizująca sieć transportową Transneft nie była skłonna do podpisywania kontraktów długoterminowych.

¹³ Np. władze Nienieckiego Okręgu Autonomicznego nie uznały za zasadne części kosztów, które oszacowali inwestorzy (w latach 2001–2002) pracujący na złożu Chariagińskim. Spór ma rozstrzygnąć sąd arbitrażowy. Patrz: Dmitrij Simakow, Aleksandr Tutuszkin, SRP wnow' stradajet, *Wiedomosti*, 23.06.2003.

¹⁴ Przed głosowaniem poprawek do ustawy wiosną 2003 r. szczególnie aktywnie w kampanię przeciwko PSA zaangażował się Jukos – druga co do wielkości kompania naftowa w Rosji. Więcej: A. Niedogonow, Jukos vs SRP, www.ruseenergy.com, 12.02.2003.

¹⁵ Zdaniem Ministerstwa Gospodarki niezadowolający jest poziom uzyskiwanych przez państwo dochodów podatkowych z tych projektów (w latach 1994–2002 inwestorzy trzech projektów wpłacili do kasy publicznej w sumie 260 mln USD) oraz zaangażowania w projekty krajowych przedsiębiorców, wytwórców czy pracowników.

¹⁶ Np. Shell posiada od 1993 r. licencję na zagospodarowanie złóż Sałymskich, kompania wstrzymywała się jednak z pracami, aż do 2003 r. w którym straciła złudzenia, że możliwe będzie podpisanie PSA dotyczące tego złoża. Koncern zdecydował, że zainwestuje ok. 1 mld USD w projekt na ogólnych warunkach. Okazało się jednak, że najpierw musi przekonać Ministerstwo Zasobów Naturalnych aby nie odbierało mu licencji. Więcej: A. Tutuszkin, Shell włożył 1 mld USD w Sibiri, *Wiedomosti*, 17.09.2003.

¹⁷ *The Kiss of Death to PSAs*, *Russia Oil & Gas Yearbook*, Renaissance Capital, lub J. Kogtiew, SRP: żyć pośle śmierci, www.rusenergy.com, 19.05.2003.

¹⁸ Szerzej w: *Country Commercial Guide Kazakhstan*, Fiscal Year 2004, U.S. Department of Commerce, lipiec 2003.

¹⁹ Szerzej w: *2003 Azerbaijan Country Commercial Guide*, U.S. Department of Commerce 2002.

²⁰ *Azerbaijan Country Analysis Brief*, U.S. Energy Information Administration, June 2003.

²¹ W lipcu i sierpniu 2001 r. Teheran posunął się do gróźb militarnego rozwiązania problemu eksploatacji przez Azerbejdżan spornego z Iranem złoża. Więcej: Tydzień na Wschodzie, OSW, 14.03.2002, „Napięcia wokół Morza Kaspijskiego”.

²² *Turkmenistan Country Analysis Brief*, U.S. Energy Information Administration, May 2002.

²³ Do danych tych należy odnosić się z dużą ostrożnością ze względu na ich niską wiarygodność.

²⁴ W dużej części jest to reinwestowany w kraju kapitał rosyjski.

²⁵ Szacunki własne na podstawie informacji www.rusenergy.com i Interfax.

²⁶ Agencja ds. Inwestycji Administracji Sachalina, www.rusenergy.com, 12.03.2003.

²⁷ Licencje na złoża Kowyktyńskie posiada Russia Petroleum, której 33% udziałów należy do BP, a 29% do TNK. Obecnie przygotowywany jest raport na temat techniczno-ekonomicznej zasadności realizacji projektu.

²⁸ TNK i BP we wrześniu 2003 r. rozpoczęły proces łączenia swoich rosyjskich i ukraińskich aktywów. Własność TNK International: udziały w rosyjskich kompaniach naftowych: TNK (97%), ONAKO (92%), Sidanko (57,7%), Sławnieft' (50%) oraz Russia Petroleum (29%). Własność BP: 25% Sidanko, 33% Russia Petroleum, ponadto posiada udziały w projektach Sachalin-4 (49%) i Sachalin-5 (49%), a także 75% udziałów w sieci stacji benzynowych Petrolkompleks (Moskwa i Podmoskowie). BP ma zapłacić TNK w ciągu kolejnych trzech lat ponad 7 mld USA.

²⁹ J. Buszujewa, W. Wołkow, Nieftianije giganty ekonomiat, *Wiedomosti*, 24.01.2003.

³⁰ *Country Commercial Guide Kazakhstan*, Fiscal Year 2004, op.cit.

³¹ *Ibidem*.

³² Za Wagitem Alekpierowem – prezesem ŁUKoilu, Interfax 2003.

³³ W azerskim sektorze naftowym obecna jest w zasadzie tylko jedna firma z Rosji – ŁUKoil, która do końca 2002 r. za-inwestowała tam ok. 0,5 mld USD. Kompania zaangażowana jest m.in. w złoża Jałama, posiada stacje benzynowe. ŁUKoil ostatnio wycofał się ze złoża Azeri, Czirag, Guneszli, nie bierze również udziału w konsorcjum budującym BTC. Silną pozycję w Azerbejdżanie ma Gazprom jako dostawca gazu.

³⁴ W Erzurum szlak BTE włączony zostanie w turecką sieć przesyłową powiązaną już z europejskimi gazociągami.

³⁵ Na razie przeprowadzono studia techniczno-ekonomiczne zasadności realizacji projektu.

Rozdział 5.

Bogactwo naftowe – wpływ na perspektywy rozwoju krajów WNP

Wojciech Paczyński

Rosnące wpływy z ropy nie muszą oznaczać wzrostu dobrobytu.

– Svein Gjedrem, prezes Banku Centralnego Norwegii

Nasz kraj jest bogaty, ale jego obywatele są biedni.

– Władimir Putin, prezydent Rosji¹

Przedmiotem niniejszego opracowania jest wpływ bogactwa surowcowego na perspektywy rozwoju w krajach Wspólnoty Niepodległych Państw (WNP). Analizowane jest znaczenie sektora ropy naftowej i gazu dla gospodarek wybranych krajów WNP oraz prezentowane są szanse i zagrożenia dla rozwoju ekonomicznego i społecznego wynikające z istnienia znacznych zasobów surowców energetycznych. Rozważane są długoterminowe procesy oraz krótkoterminowe dylematy polityki gospodarczej. Główne konkluzje analizy można podsumować następująco. Choć z jednej strony bogactwo surowcowe stwarza szansę szybszego rozwoju i ograniczenia ubóstwa, to z drugiej – jego istnienie znacznie komplikuje politykę gospodarczą i społeczną. Aktualna kondycja instytucji państwowych oraz sytuacja polityczna w krajach WNP skłania do ostrożności przy formułowaniu zbyt optymistycznych prognoz. Pomimo dobrych rokowań na najbliższe lata, pozostaje ryzyko, że niektóre bogate w surowce kraje nie będą potrafiły dobrze wykorzystać swoich bogactw naturalnych.

Pierwsza część skrótowo przedstawia doświadczenia innych krajów ze znacznymi pokładami surowców naturalnych wskazując, że w wielu przypadkach naftowe bogactwo, zamiast błogosławieństwem, stało się przekleństwem. W drugiej części przedstawione jest znaczenie sektorów związanych z ropą naftową i gazem ziemnym dla gospodarek Rosji, Kazachstanu i Azerbejdżanu. Szczególna uwaga zwrócona jest na powstające problemy polityki gospodarczej. W podsumowaniu zarysowane są perspektywy rozwoju analizowanych krajów.

1. Bogactwa naturalne – szanse i zagrożenia

Zasoby surowców naturalnych powinny w normalnych okolicznościach zwiększać bogactwo krajów i przynosić im dobrobyt. Jednakże doświadczenia rozwoju krajów o dużym potencjale surowcowym przynoszą wiele rozczarowań. Nie obserwuje się pozytywnej zależności między obecnością złóż ropy naftowej, złota, diamentów itd. a tempem wzrostu gospodarczego. Co więcej, analiza statystyczna wskazuje raczej, że kraje surowcowe, średnio rzecz biorąc, rozwija-

ją się wolniej od państw nie dysponujących znacznymi zasobami naturalnymi. Zamiast bogactwa, surowce przysparzają niekiedy wielu problemów. Oczywiście, doświadczenia są tu różnorodne. Często cytowany w literaturze przykład sukcesu to bogata w diamenty Botswana, kraj legitymujący się najszybszym na świecie wzrostem PKB *per capita* w ciągu ostatnich 35 lat². Jednak przykłady całkowitych klęsk rozwoju społecznego w krajach surowcowych, szczególnie tych posiadających bogate zasoby ropy naftowej, zdają się być bardziej typowe³. Dla wyjaśnienia tej zagadki sformułowano szereg hipotez.

Pierwsza z tych hipotez jest nazywana „chorobą holenderską”⁴. Podstawowy mechanizm może być opisany w następujący sposób. Wzrost wpływów ze sprzedaży ropy i gazu zwiększa dochody w kraju, co wpływa na wzrost popytu wewnętrznego. Jego część koncentruje się na dobrach niepodlegających wymianie międzynarodowej (do tej kategorii należy np. większość usług). Skutkuje to wzrostem relatywnych cen tych dóbr (w stosunku do dóbr będących przedmiotem handlu międzynarodowego, których cena jest stała – ustalana na rynkach międzynarodowych), czyli realną aprecjacją krajowej waluty. W związku z tym następuje przesunięcie środków produkcji (np. pracy) między sektorami (od sektora dóbr będących przedmiotem handlu międzynarodowego do sektora dóbr niepodlegających wymianie międzynarodowej), co oznacza kryzys pierwszego z tych sektorów (obejmującego większość gałęzi przemysłu)⁵.

Aby przy pomocy powyższego mechanizmu wyjaśnić niskie średnie tempo rozwoju krajów surowcowych, potrzeba poczynić dodatkowe założenia, np. dotyczące silniejszych efektów skali w przemyśle niż w sektorach związanych z surowcami lub szybszego wzrostu produktywności w przemyśle. Pytanie, czy mechanizm „choroby holenderskiej” jest istotny dla wyjaśnienia, że nie zawsze bogactwa naturalne oznaczają dobrobyt, pozostaje otwarte⁶.

Inna grupa wyjaśnień podkreśla wpływ silnych wahań cen surowców na spowolnienie tempa rozwoju. Rzeczywiście, ceny surowców charakteryzują się dużymi wahaniami (znacznie więk-

szymi od np. wyrobów przemysłowych). Co więcej, w ostatnich dwóch dekadach wahania te nie mają tendencji malejącej, a nawet stały się bardziej gwałtowne⁷. Niestabilność *terms of trade* wynikająca z wahań cen surowców z pewnością komplikuje prowadzenie polityki gospodarczej, jednak mechanizm ten wydaje się być istotny raczej jako uzupełnienie innych niż jako niezależne wyjaśnienie zagadki.

Kolejna hipoteza, która zasłużenie cieszy się w ostatnich latach rosnącym zainteresowaniem, podkreśla negatywny wpływ występowania zasobów surowców naturalnych na rozwój instytucjonalny, który z kolei jest jednym z podstawowych czynników warunkujących wzrost gospodarczy. Badania empiryczne zdają się potwierdzać negatywny wpływ zasobów surowców energetycznych i innych minerałów na jakość instytucji. Inne zasoby (np. rolne) zdają się nie mieć tak negatywnego wpływu na instytucje. Występowanie surowców energetycznych szczególnie często stwarza warunki, zachęcające rządzących do wydzielania koncesji na osiągnięcie nadzwyczajnych korzyści, zmuszające uczestników rynku do starań o te koncesje. Przyczyną może być to, że tego rodzaju zasoby są związane z konkretną lokalizacją, wymagają bardzo dużych wstępnych inwestycji, natomiast charakteryzują się niewielkimi kosztami operacji, gdy infrastruktura jest już zainstalowana. W związku z tym zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia przychodów pozwalających na zwrot początkowych inwestycji ma zapewnienie praw do infrastruktury wydobywczej i transportowej⁸.

2. Studia przypadków – kraje WNP

W tej części omówione są pewne wybrane zagadnienia makroekonomiczne bogatych w surowce krajów WNP, które mogą być odniesione do literatury koncentrującej się na innych krajach surowcowych. Ma to pomóc w sformułowaniu prognoz w ostatniej części pracy.

2.1. Rozmiary sektora gazowo-naftowego

Dokładne oszacowanie udziału sektora w gospodarkach Rosji, Kazachstanu i Azerbejdżanu jest trudne, choć nie ulega wątpliwości, że jest to udział bardzo znaczący. Zasadniczy problem estymacji polega na istnieniu silnych związków z innymi sektorami dostarczającymi dobra i usługi dla firm zajmujących się bezpośrednio ropą naftową i gazem ziemnym (np. prace budowlane). Szczególnie dobrze widoczne jest to w Kazachstanie i Azerbejdżanie, gdzie branża naftowa jest na wczesnym etapie rozwoju i wymaga dużych inwestycji. Bardzo dobre wyniki budownictwa, transportu i innych usług wynikają w głównej mierze z popytu generowanego przez duże projekty gazowe i naftowe i widoczne są fluktuacje odpowiadające kolejnym fazom rozwoju dużych projektów gazowych i naftowych. Na przykład, budowa rurociągu Baku–Supsa przejściowo zwiększyła udział budownictwa w wartości dodanej w azerskiej gospodarce do ponad 10% w 1998–1999, podczas gdy już w 2001 r. udział ten spadł do 6%.

Nie są dostępne wiarygodne szacunki udziału sektora naftowo-gazowego w całkowitej wartości dodanej w gospodarce rosyjskiej. Szacunki MFW wskazują, że w Kazachstanie udział szeroko zdefiniowanego sektora naftowego w wartości dodanej wzrósł z poniżej 10% w 1998 r. do blisko 20% w latach 2000–2001 i ponad 20% w 2002 r.⁹ W Azerbejdżanie rosnąca produkcja i eksport (1998–1999) oraz wzrost światowych cen surowca (2000–2002) znalazły odbicie we wzroście udziału sektora naftowego z 11% PKB w 1998 r. do ok. 30% w latach 2000–2002 (por. Tabela 1). Ze względu na stan zaawansowania nowych projektów trend wzrostowy udziału sektora w PKB powinien być w najbliższych latach utrzymany w Kazachstanie i Azerbejdżanie.

Rosja ma bardziej rozwiniętą branżę naftowo-gazową i nie jest przewidywane uruchomienie nowych projektów istotnie zwiększających produkcję, a zatem wahania cen (wewnętrznych i światowych) będą miały największe znaczenie dla kształtowania się udziałów sektora w wartości dodanej w gospodarce rosyjskiej.

Rozwój sektora surowców energetycznych był jednym z motorów wzrostu gospodarczego w latach 1999–2003 w trzech analizowanych krajach. Dokładne szacunki nie są dostępne dla Rosji¹⁰. W Kazachstanie sektor naftowy rozwijał się bardzo dynamicznie, w sumie o 140% w okresie 1998–2002 (w tym czasie produkcja pozostałych sektorów wzrosła o ok. 20%). Ciągłe jednak wkład innych sektorów do wzrostu PKB był minimalnie większy niż sektora naftowego. W Azerbejdżanie tempo rozwoju produkcji innych sektorów było w ostatnich latach wyższe niż w (wąsko zdefiniowanej) branży naftowej. Gdy jednak wykluczy się sektor usług (przeżywający boom w związku z popytem kreowanym przez branżę naftową) jasnym staje się, że nie związane z ropą działy gospodarki przeżywają kryzys.

Oczywiście, udział sektora w wartości dodanej w gospodarce jest tylko jednym ze wskaźników roli ropy i gazu dla funkcjonowania kraju. Inne ważne wskaźniki to struktura towarowa handlu zagranicznego, struktura wpływów fiskalnych, wpływ na politykę makroekonomiczną, szczególnie politykę monetarną.

2.2. Struktura handlu zagranicznego

Ropa naftowa i gaz ziemny obecnie wyraźnie dominują w strukturze eksportu, stanowiąc od 50% (w Kazachstanie) do ponad 90% (w Azerbejdżanie) całości. Tabela 2 dokumentuje gwałtowny wzrost tych udziałów od połowy lat 90. Przyczyniły się do tego trzy procesy: wzrost fizycznej

Tabela 1. Struktura wytwarzania PKB w Azerbejdżanie, 1998–2002 (% PKB)

	1998	1999	2000	2001	2002
Przemysł i budownictwo	35	39	42	43	46
W tym: sektor naftowo-gazowy	11	20	30	32	29
Rolnictwo	18	18	16	15	14
Inne	47	43	42	42	40

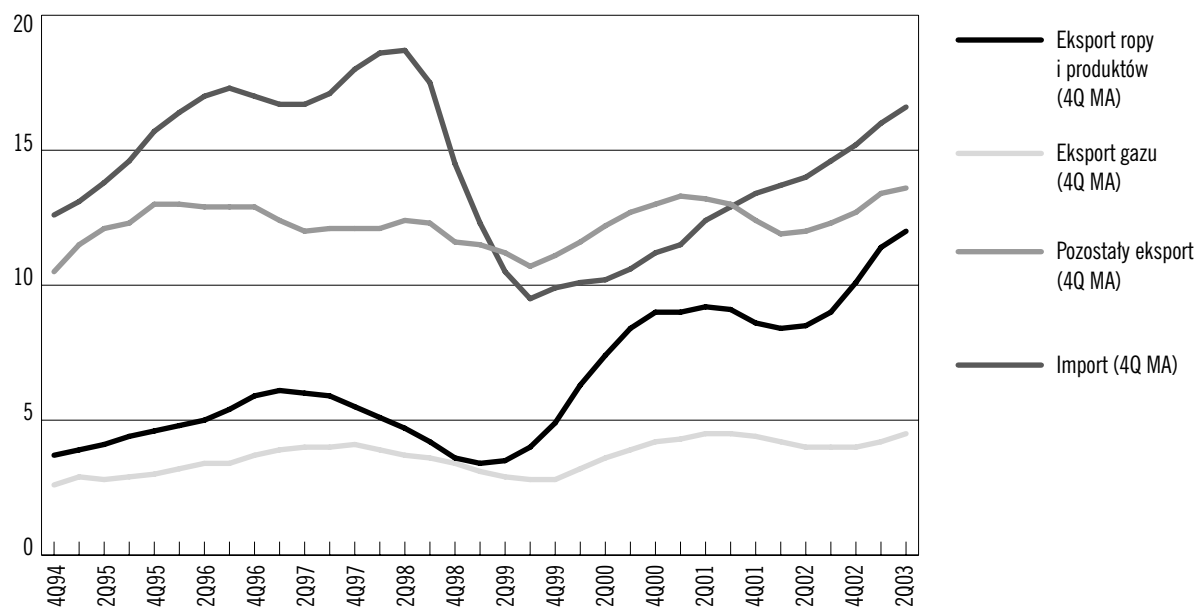
Źródło: IMF, Azerbaijan country reports (różne wydania).

wielkości eksportu, spadek bądź stagnacja eksportu innych kategorii towarów, a także wzrost cen ropy naftowej w latach 2000–2003¹¹.

Według prognoz, we wszystkich trzech krajach wielkość eksportu surowców energetycznych będzie wzrastać w najbliższych kilku latach. Szczególnie szybki wzrost spodziewany jest w Kazachstanie (podwojenie eksportu między 2002 a 2009 r.)

i Azerbejdżanie (w tym kraju szczyt produkcji spodziewany jest na lata 2008–2010). Bardzo trudno jest przewidzieć zachowanie międzynarodowych cen ropy naftowej, jednak w powszechnym odczuciu średni poziom cen powinien spaść w porównaniu z bardzo wysokimi notowaniami w 2000 r. i na początku 2001 r. i następnie od końca 2002 do chwili obecnej (koniec 2003 r.). Brakuje przesłanek pozwalających ocze-

Rysunek 1. Handel zagraniczny Rosji w ujęciu kwartalnym – średnia krocząca z 4 kwartałów, 1994–2 kw. 2003 (miliardy USD)



Źródło: obliczenia własne na podstawie danych bilansu płatniczego CBR.

Tabela 2. Struktura towarowa handlu zagranicznego, 1995–2002 (miliardy USD)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Rosja								
Eksport towarów	82	90	87	74	76	105	102	107
w tym: eksport gazu i ropy	30	38	38	28	31	53	52	56
w tym: pozostały eksport	52	52	48	47	45	52	50	51
Import towarów	63	68	72	58	40	45	54	61
Kazachstan								
Eksport towarów	..	..	..	5,9	6,1	9,5	9,1	10,2
w tym: eksport ropy	..	..	..	1,7	2,2	4,4	4,5	5,2
w tym: pozostały eksport	..	..	..	4,2	4,0	5,0	4,7	5,0
Import towarów	6,7	5,6	6,9	7,6	7,7	6,7	5,6	6,9
Azerbejdżan								
Eksport towarów	0,68	0,79	0,81	0,68	1,03	1,80	2,05	2,31
w tym: eksport ropy	0,34	0,55	0,48	0,45	0,80	1,52	1,84	2,05
w tym: pozostały eksport	0,35	0,24	0,33	0,23	0,22	0,28	0,21	0,26
Import towarów	0,96	1,34	1,38	1,72	1,43	1,54	1,47	1,82

Źródło: IMF, Azerbaijan country reports (różne wydania).

kiwać zmniejszenia wahań cen ropy. W szczególności nie da się także wykluczyć głębokiego i stosunkowo długotrwałego spadku cen, podobnego do sytuacji z okresu od początku 1998 r. do połowy 1999 r. W konsekwencji wpływy ze sprzedaży ropy i gazu będą podlegać dużym wahaniom. Z perspektywy całej gospodarki jest w tej sytuacji istotne, aby podtrzymana została konkurencyjność pozostałych sektorów. Z tego punktu widzenia doświadczenia lat 1995–2003 są generalnie rozczarowujące (por. Tabela 2). Na Rysunku 1 przedstawione są trendy handlu zagranicznego Rosji. Uderza, że wartość eksportu niezwiązane go z surowcami energetycznymi pozostała praktycznie niezmienną (w ujęciu dolarowym) w całym okresie 1994–2003 mimo znacznych wahań realnego kursu rubla. Pewna poprawa widoczna pod koniec 2002 r. i na początku 2003 r. wynika z deprecjacji dolara wobec euro.

Sytuacja Kazachstanu i Azerbejdżanu jest podobna. Wzrost wartości całego eksportu można wyjaśnić wzrostem cen ropy naftowej i wielkości eksportu tego surowca. Niesprzyjający klimat dla przedsiębiorczości jest jednym z zasadniczych przyczyn takiego stanu rzeczy.

2.3. Struktura budżetu, polityka fiskalna i operacje quasi-fiskalne

Przychody związane z ropą naftową i gazem ziemnym stanowią istotną część całości wpływów budżetowych analizowanych krajów. Średnio rzecz biorąc, w latach 2001–2002 stanowiły one 23% całości w Kazachstanie, 39% w Rosji i 50% w Azerbejdżanie. Liczby te powinny być traktowane z ostrożnością i nie pozwalają na łatwe porównania między krajami, ponieważ różnice po części odzwierciedlają inne sposoby liczenia czy też wydarzenia jednorazowe (wpłatę dużych „bonusów”).

Tak duży udział dochodów „surowcowych” budżetu oznacza, że całe dochody budżetowe i sytuacja fiskalna mogą zmieniać się bardzo znacznie wraz z wahaniami cen ropy naftowej. Niedawne estymacje dla Rosji wskazują, że średnio rzecz biorąc zmiana ceny baryłki ropy o 1 USD zmienia dochody budżetu o ok. 0,4–0,45% PKB¹². Pewne zmiany podatkowe wprowadzone w 2002 r., a także modyfikacje dyskutowane w ciągu 2003 r. mogą spowodować jeszcze silniejsze uzależnienie sytuacji budżetu od cen ropy. Już obecnie obciąża

Tabela 3. Struktura przychodów budżetu, 1998–2002 (% PKB)

	1998	1999	2000	2001	2002E	2003P
Rosja (budżet federalny)						
Przychody całkowite			15,4	17,6	17,1	17,7
Przychody z surowców energetycznych			5,5	6,5	7,0	8,0
Pozostałe przychody			9,9	11,1	10,1	9,7
Bilans z wyłączeniem sektora surowcowego			-4,7	-3,7	-5,8	-5,1
Kazachstan (szeroki budżet)						
Przychody całkowite		17,5	21,7	25,6	22,6	
Przychody z surowców energetycznych		1,0	3,3	6,6	4,4	
Pozostałe przychody		16,5	18,4	19	18,2	
Bilans z wyłączeniem sektora surowcowego		-6,0	-4,1	-3,9	-3,0	
Azerbejdżan						
Przychody całkowite	19,5	18,1	20,7	21,4	27,8	
Przychody z surowców energetycznych	3,8	4,2	7,5	9,4	15,5	
Pozostałe przychody	15,7	14,0	13,2	12,0	12,3	

Uwagi: E – szacunek, P – prognozy.

W Kazachstanie do „przychodów z surowców energetycznych” wliczone są CIT, opłaty za korzystanie ze złóż, opłaty z tytułu PSA, „bonusy” i podatki lokalne. Wahania tej pozycji częściowo można wyjaśnić nieregularnością dużych wpłat z tytułu „bonusów” (bardzo wysokich np. w 2001 r.)

W Azerbejdżanie skok w przychodach budżetu (w części związanej z ropą naftową) między 2001 a 2002 r. wynika przede wszystkim z uwzględnienia subsydiów udzielanych przez SOCAR po stronie wydatków i odpowiadającemu temu wpisowi po stronie dochodów (w 2002 kwota ta była równa 5,4% PKB).

Źródło: IMF, country reports (różne wydania).

żenia fiskalne są znacznie większe w sektorze surowcowym niż w innych działach gospodarki. Taka polityka, choć teoretycznie może stanowić pewne wsparcie dla branży niezwiązanych z surowcami energetycznymi, zwiększa jednocześnie ryzyko destabilizacji makroekonomicznej, co jest niekorzystne dla wszystkich sektorów. Właściwe zarządzanie dużymi przepływami finansowymi związanymi z ropą naftową jest szczególnie trudne w Kazachstanie i Azerbejdżanie, gdzie są one nowym zjawiskiem. Na przykład Kazachstan prowadził zbyt restrykcyjną politykę fiskalną w latach 2002–2003, z małym i malejącym deficytem (bez uwzględnienia ropy naftowej) pomimo ogromnych potrzeb w sferze ochrony zdrowia, edukacji i ochrony społecznej.

Duża zmienność wpływów budżetowych jest poważnym wyzwaniem dla polityki fiskalnej. Jednym z narzędzi ułatwiających prowadzenie polityki fiskalnej może być fundusz naftowy, używany do wyrównywania wahań strumienia wpływów budżetowych lub też do międzygeneracyjnego transferu bogactwa naftowego. Fundusze takie zostały powołane w Kazachstanie (głównie do wypełniania pierwszego zadania) i Azerbejdżanie (głównie dla transferów międzygeneracyjnych). Występuje jednak szereg problemów w funkcjonowaniu tych funduszy. Przykładowo, pomimo zaleceń MFW, w Azerbejdżanie nie ma żadnych regulacji prawnych określających zasady działania funduszu, który do tej pory był sterowany dekretemi prezydenckimi. Ze względu na potencjał niestabilności politycznej, niepewność takiego rozwiązania wydaje się oczywista. Z drugiej strony, powołanie funduszy z pewnością zwiększyło przejrzystość polityki fiskalnej i zarządzania bogactwem naftowym.

Zaawansowanie reform sektorów związanych z surowcami energetycznymi jest niskie we wszystkich trzech krajach. W szczególności krajowe ceny ropy, gazu, ich produktów, energii elektrycznej, itd. są na ogół znacznie poniżej poziomów odpowiadających funkcjonowaniu rynków. Stwarza to złe bodźce dla zachowań uczestników rynku. Historycznie przyczyniło się do nadmiernej energochłonności gospodarek, nieoptymalnych decyzji w wyborze technologii, zbyt wysokiej konsumpcji energii i jej nadmiernych strat, zbyt niskich inwestycji w infrastruk-

turę i wydobycie, a także chybionych decyzji dotyczących szlaków transportu surowców¹³. Zaniżone ceny mają taki skutek, że firmy działające w sektorze pełnią funkcje quasi-fiskalne subsydiując gospodarstwa domowe i inne przedsiębiorstwa. Wprowadza to nieefektywne zaburzenia w funkcjonowaniu rynku i jest kolejną barierą dla przeprowadzenia reform – niskie ceny energii są wszak substytutem pomocy społecznej¹⁴. Inna konsekwencja zaniżonych cen to dodatkowe komplikacje w prowadzeniu polityki fiskalnej i ryzyko destabilizacji makroekonomicznej. W szczególności obserwowane zmiany w kondycji fiskalnej mogą przedstawiać zafałszowany obraz rzeczywistości, gdy towarzyszą im (trudne do zmierzenia) modyfikacje skali operacji quasi-fiskalnych w sektorze związanym z surowcami energetycznymi.

Skalę zjawiska dobrze ilustruje przykład Azerbejdżanu. Według szacunków, w 1999 r. ukryte subsydia (głównie przez zaniżone ceny) zmniejszyły dochody sektorów naftowego, gazowego i energetycznego o ok. 27% PKB. Przeprowadzone później reformy pozwoliły na zmniejszenie skali ukrytych subsydiów do ok. 11% PKB w 2002 r. i najprawdopodobniej jeszcze niższego poziomu w 2003 r. W szczególności ceny paliw na rynku wewnętrznym zostały dostosowane do poziomu zgodnego z długoterminowym średnim poziomem cen międzynarodowych, a budżet na 2003 r. uwzględnia subsydia dla firm na zakup ropy naftowej z SOCAR po cenach międzynarodowych¹⁵.

2.4. Polityka monetarna i dylematy polityki kursowej

Znaczny wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego oznacza wyraźną korektę bilansu obrotów bieżących (rosnąca nadwyżka lub malejący deficyt) i powinien w normalnych warunkach skutkować aprecjacją krajowej waluty. Umożliwiłoby to lepszą alokację zasobów produkcji i transfer bogactwa naftowego do obywateli. Z drugiej strony mogłoby utrudnić sytuację przemysłu, którego produkcja zdrożałaby w stosunku do dóbr produkowanych za granicą. W takiej sytuacji konieczna byłaby poprawa konkurencyjności przez wzrost produktywności, redukcję kosztów lub redukcję zysku. Jest

to typowa sytuacja, z jaką regularnie spotykają się firmy na całym świecie. Jednakże, istotnym warunkiem powodzenia takiej operacji są sprzyjające przedsiębiorczości warunki. Niestety, w badanych krajach klimat dla prowadzenia działalności gospodarczej jest mało przychylny.

W trzech analizowanych krajach władze najwyraźniej uznały, że realna aprecjacja może być niekorzystna, a przeprowadzenie reform strukturalnych zbyt trudne i wybrały strategię *de facto* sztywnego (sterowanego) kursu walutowego. Nominalne kursy wymiany rubla, tenge i manata były utrzymywane na założonym poziomie przez znaczne interwencje banków centralnych. Interwencje te na ogół miały na celu przeciwdziałanie się presji aprecjacyjnej waluty krajowej, czyli polegały na skupywaniu walut zagranicznych. Strategie te były jak dotąd skuteczne w tym sensie, że udało się kontrolować kursy nominalne walut. Zasadniczy problem takiej polityki polega jednak na utracie instrumentów efektywnego wpływu na emisję pieniądza, a zatem także na inflację. Interwencje banków centralnych na rynku walutowym (na szczególnie dużą skalę w Rosji) skutkowały gwałtowną ekspansją monetarną i były głównym czynnikiem stymulującym inflację¹⁶. W Kazachstanie i Azerbejdżanie inflacja utrzymała się na stosunkowo niskim poziomie dzięki nałożeniu się kilku czynników. Polityka fiskalna była w Kazachstanie znacznie bardziej restrykcyjna niż w Rosji i fundusz naftowy pomógł w absorpcji części wpływów związanych z ropą naftową. Dodatkowo, wcześniejsze reformy sektora finansowego wspomagały szybki wzrost monetyzacji w Kazachstanie. Wreszcie, zarówno w Azerbejdżanie jak i Kazachstanie sektor naftowy znajduje się w fazie intensywnego rozwoju, a zatem wpływy ze sprzedaży surowców są w dużej mierze przeznaczane na inwestycje i związane z nimi import.

W ciągu ostatnich trzech lat realne kursy walut w omawianych krajach utrzymywały się na stabilnym poziomie bądź nawet lekko się deprecjowały. W dłuższej perspektywie taka sytuacja nie może się utrzymać, byłoby to zresztą nieefektywne. Jeśli władze zdecydują się na kontynuację polityki kontroli nominalnych kursów, presja aprecjacyjna znajdzie ujście we wzroście in-

flacji. Dostosowanie realnego kursu walut do poziomu równowagi przez podwyżkę cen byłoby mniej korzystne dla gospodarki niż zmiana kursu nominalnego¹⁷. Taki punkt widzenia zdaje się zresztą zyskiwać ostatnio zrozumienie w kręgach decyzyjnych badanych krajów (szczególnie w Kazachstanie) i w średnioterminowej perspektywie należy się spodziewać umocnienia nominalnych i realnych kursów miejscowych walut. Powinno to stanowić jeszcze jeden bodziec dla przeprowadzenia reform strukturalnych mogących poprawić konkurencyjność firm niezwiązanych z sektorem surowcowym.

3. Perspektywy rozwoju bogatych w surowce krajów WNP

Jak wskazuje pierwsza część tej pracy, bogactwo surowcowe nie zawsze oznacza dobrobyt, a może także powodować problemy. Doświadczenia krajów ze znacznymi zasobami ropy naftowej wskazują jednocześnie, że tempo ich rozwoju jest silnie związane z zachowaniem rynku ropy. Eksporterzy tego surowca mieli (średnio rzecz biorąc) wyższe stopy oszczędności i szybszy wzrost gospodarczy niż inne kraje rozwijające się w dobrych latach dla rynku ropy (1960–1980)¹⁸. Nie jest zatem zaskakujące, że Azerbejdżan i Kazachstan rozwijały się w tempie przekraczającym 10% rocznie w latach 2000–2003, a Rosja notowała nieco tylko słabsze wyniki.

Biorąc pod uwagę potencjał surowcowy, a także istniejącą i budowaną infrastrukturę, sektor naftowo-gazowy najpewniej będzie się dynamicznie rozwijał w najbliższych latach. W Kazachstanie i szczególnie w Azerbejdżanie powinno się to przełożyć na dalszy wzrost znaczenia sektora w stosunku do innych działów gospodarki. Taki rozwój wypadków jest także prawdopodobny w Rosji, choć kraj ten ma większe szanse na rozwinięcie silnych branż niezwiązanych z bogactwem surowcowym.

Nie jest przesądzone, czy trzy analizowane kraje będą w stanie utrzymać w dłuższej perspektywie silny wzrost gospodarczy, a także – nawet gdyby to się udało – czy korzyści z tego płynące będą odczuwane dla większości mieszkańców.

Optymistyczne prognozy krótkoterminowe (szczególnie w Azerbejdżanie i Kazachstanie, gdzie nowe duże projekty już wkrótce wejdą w fazę produkcji) nie gwarantują sukcesu w dłuższej perspektywie. Nawet w optymistycznym scenariuszu nie da się uniknąć znacznych wahań kondycji sektora naftowego, wraz ze zmieniającymi się cenami surowców. A zatem to siła innych branż gospodarki i odpowiednia polityka makroekonomiczna mają zasadnicze znaczenie dla stabilności dochodów ludności, zatrudnienia i konsumpcji prywatnej. Mają one także zasadnicze znaczenie dla ograniczania ubóstwa, które jest obecnie ogromnym problemem¹⁹.

Słabość instytucji państwa, niedostatki demokracji (w dużej mierze mającej jedynie charakter fasadowy) i inne problemy natury politycznej wydają się stanowić obecnie największe zagrożenie dla rozwoju w bogatych w surowce krajach WNP. Uderzające jest podobieństwo do wielu przypadków niepowodzeń w rozwoju bogatych w ropę naftową krajów, w których centralizacja władzy, korupcja, słabość i nieefektywność instytucji państwa skutkowały zmarnotrawieniem bogactwa surowcowego. W Azerbejdżanie i Kazachstanie od momentu uzyskania niepodległości nie nastąpiła zmiana lidera. Jedyna zmiana na stanowisku prezydenta Rosji miała wszelkie cechy kontrolowanego przekazania władzy. Specyfika biznesu naftowego sprawia, że zagraniczni inwestorzy (w krajach, gdzie odgrywają istotną rolę, tj. w Azerbejdżanie i Kazachstanie) skłaniają się do preferowania stabilności politycznej (mającej gwarantować stabilność zawartych kontraktów) nad rozwojem demokracji, co może spowalniać proces przemian politycznych. Doświadczenia międzynarodowe wskazują, że pokłady ropy mogą przeszkadzać w budowie efektywnych instytucji państwowych, co z kolei przekłada się na gorsze perspektywy rozwoju.

Można wskazać kilka mechanizmów, które zapewne utrudnią rozwój instytucjonalny badanych krajów²⁰. Po pierwsze, bardzo łatwo jest opodatkować wydobycie ropy naftowej i gazu, a więc maleją bodźce do rozszerzania bazy podatkowej, co z kolei zmniejsza zainteresowanie społeczeństwa kontrolą zarządzania podatkami przez państwo. Rząd zyskuje przy tym środki fi-

nansowe, które mogą być użyte do ograniczania tej demokratycznej kontroli przez przekupywanie krytyków, faworyzowanie niektórych grup czy metody represyjne. „Przychody zbierane przez państwo, sposób ich zbierania i wykorzystanie tych środków” rzeczywiście „definiują naturę państwa”²¹. Po drugie, postkomunistyczne elity, które w pełni kontrolują władzę w badanych krajach, zdają się koncentrować swoje wysiłki na osiągnięciu łatwych korzyści z ropy surowców naturalnych i nie mają bodźców do angażowania się w budowę mechanizmów efektywnego państwa, co opóźnia procesy modernizacyjne²². Silni uczestnicy procesów społecznych i politycznych (elita rządząca, zagraniczni inwestorzy) są zainteresowani wzmocnieniem państw, ale nie społeczeństw. Po trzecie wreszcie, zyski z zagospodarowania surowców trafiają do wąskich grup, co stymuluje powstawanie pionowych relacji społecznych, w których większość uzależniona jest od pomocy wydzielanej przez elity rządzące, zamiast relacji poziomych opartych na równości i konkurencji²³. W ten sposób deformowana jest struktura społeczna.

Kraje nie mogą wybierać swoich zasobów naturalnych. Pokłady ropy naftowej i gazu ziemnego stanowią wielkie bogactwo dające szansę na szybki rozwój społeczny i ekonomiczny (przykład Norwegii i innych krajów). Naftowym bogactwem bardzo trudno jednak dobrze zarządzać. Pewne charakterystyczne cechy krajów WNP czynią to zarządzanie – w różnym stopniu – szczególnie trudnym. Z drugiej strony w porównaniu z grupą krajów rozwijających się, kraje WNP są bogatsze, mają lepiej wykształcone społeczeństwa i doświadczenia rozwoju dużego przemysłu. Te czynniki powinny działać na ich korzyść. Zasadnicze znaczenie wydaje się mieć uproszczenie prawa regulującego działalność gospodarczą oraz jego skuteczna implementacja. Niektóre ostatnie posunięcia reformatorskie (np. uproszczenie systemu podatkowego w Rosji) zdają się być krokiem we właściwym kierunku. Prosty, przejrzysty i stabilny system prawny jest bowiem niezbędnym warunkiem dla społecznego i ekonomicznego rozwoju.

Wojciech Paczyński

Prace nad tekstem zakończono we wrześniu 2003 r.

¹ Cytaty pochodzą, odpowiednio z: Caspian Revenue Watch, Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit, Open Society Institute (2003); Thorvaldur Gylfason, 'Resources, Agriculture and Economic Growth in Economies in Transition', Kyklos 53 (2000). Tłumaczenie własne.

² Zob. również Dani Rodrik, In Search of Prosperity: Analytic Narratives on Economic Growth, Princeton University Press 2003. Ogromnym problemem pozostaje jednak AIDS. Według statystyk ONZ (UN, World Development Report 2003) 40% dorosłych jest zarażona wirusem HIV.

³ Przykłady nowych prac na ten temat to Xavier Sala-i-Martin and Arvind Subramanian, Addressing the Natural Resource Curse: an Illustration from Nigeria, NBER Working Paper 9804 (2003) oraz Catholic Relief Services, Bottom of the Barrel. Africa's Oil Boom and the Poor (2003).

⁴ Ang. Dutch disease.

⁵ Przykładem klasycznego artykułu na ten temat jest W. Max Corden and J. Peter Neary, Booming sector and de-industrialisation in a small open economy, *Economic Journal*, 92 (1984).

⁶ W nowej pracy Ricardo Hausmann and Roberto Rigobon, An Alternative Interpretation of the 'Resource Curse': Theory and Policy Implications, NBER Working Paper 9424 (2002) wskazują, że hipoteza „choroby holenderskiej” nie pasuje do danych historycznych i proponują inny model makroekonomiczny mający wyjaśniać zagadkę „przekleństwa surowcowego”.

⁷ Zob. P. Cashin and C.J. McDermott, The long-run behaviour of commodity prices: Small trends and big variability, IMF Working paper WP/01/68.

⁸ Dyskusję na ten temat można znaleźć m.in. w: Xavier Sala-i-Martin and Arvind Subramanian, op. cit. oraz Jonathan Isham, Michael Woolcock, Lant Pritchett and Gwen Busby, The Varieties of Resource Experience: How Natural Resource Export Structures Affect the Political Economy of Economic Growth, Middlebury College Economics Discussion Paper No. 03-08 (2003).

⁹ Za: IMF, Kazakhstan country report No. 03/211.

¹⁰ Problem polega na tym, że w Rosji, w przeciwieństwie do Kazachstanu i Azerbejdżanu, wewnętrzny rynek gazu i ropy (z administracyjnie kontrolowanymi cenami) jest bardzo duży w stosunku do eksportu. W takich warunkach wyniki eksportu (uwarunkowane międzynarodowymi cenami ropy) mają zasadniczy wpływ na dynamikę PKB.

¹¹ Pomiędzy trzema krajami występują znaczne różnice w dynamice produkcji i eksportu. Zob. Tabela V.

¹² Zob. IMF, Russia country report No. 03/146.

¹³ Zob. John D. Dodsworth, Paul H. Mathieu and Clinton R. Shiells (2002), Cross-Border Issues in Energy Trade in the CIS Countries, IMF Policy Discussion Paper PDP/02/13, International Monetary Fund: Washington DC (2002). Zagadnienie to jest także omawiane w rozdziale „Potencjał eksportowy obszaru poradzieckiego – jego znaczenie i podstawowe problemy związane z pełnym wykorzystaniem”.

¹⁴ Taka pomoc społeczna nie jest jednak adresowana do potrzebujących i w związku z tym jest bardzo mało efektywnym narzędziem polityki społecznej. Z drugiej strony, biorąc pod uwagę słabość instytucji odpowiedzialnych za politykę społeczną, a szczególnie pomoc społeczną, trudno

oczekiwać wyraźnej poprawy w tej sferze – przynajmniej w krótkiej perspektywie. Z tego względu międzynarodowe instytucje finansowe zazwyczaj doradzały stopniowe podnoszenie cen wraz ze wzmacnianiem pomocy dla osób biednych.

¹⁵ Zob. IMF, Azerbaijan country report No. 03/154.

¹⁶ Szczegółową analizę sytuacji w Rosji zawiera opracowanie Marek Dąbrowski, Wojciech Paczyński, Łukasz Rawdanowicz, Inflation and Monetary Policy in Russia: Transition Experience and Future Recommendations, CASE Studies & Analyses No. 241, Warszawa (2002).

¹⁷ W dość zgodnej opinii analityków waluty trzech badanych krajów były niedowartościowane w okresie 2002–2003.

¹⁸ Nie jest to bynajmniej trywialna obserwacja. Hipoteza „choroby holenderskiej” wskazywałaby na odwrotną zależność. Zob. Ricardo Hausmann and Roberto Rigobon, op. cit.

¹⁹ Według prognoz Banku Światowego, w Azerbejdżanie dopiero średnioroczne tempo wzrostu sektorów niezwiązanych z ropą o 6,3% w okresie 2001–2010 pozwoliłoby na ograniczenie ubóstwa z 50% do 36% populacji. Jeśli przeciętne tempo wzrostu osiągnie 4% w tym okresie, nie można oczekiwać spadku poziomu ubóstwa poniżej 44%. Zob.: World Bank, Azerbaijan Republic Poverty Assessment, Report No. 24890-AZ (2003).

²⁰ Zob. Isham et al., op. cit.

²¹ Terry Karl, The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States, University of California Press (1997). Tłumaczenie własne.

²² Argument ten jest podobny do przytaczanego w głośnym artykule Daron Acemoglu, Simon Johnson, and James Robinson, The colonial origins of comparative development: an empirical investigation, *American Economic Review* 91 (2001), gdzie rozważany jest wpływ śmiertelności wśród osadników w krajach rozwijających się na ich zachowanie, a w konsekwencji na powstające struktury państwowe.

²³ Zob. Isham et al., op. cit. Można tu znaleźć analogie do historii rozwoju Ameryki Południowej, gdzie, w przeciwieństwie do Ameryki Północnej, większość ważnych płodów rolnych była uprawiana na dużych plantacjach, dekolonizacja nastąpiła późno i prawa własności były słabe.

Załącznik 1

Sektor paliwowy FR

1. Struktura sektora naftowego

Rosyjski sektor naftowy jest prawie w całości sprywatyzowany. Własnością państwa pozostał już tylko jeden koncern naftowy Rosneft¹ (100% akcji) oraz drobne udziały w kilku innych spółkach (m.in. w ŁUKoilu – 7,6% akcji). W sektorze tym działa ok. 150 różnej wielkości firm, w tym kilka przedsiębiorstw wydobywczych Gazpromu, ale o jego stanie i rozwoju decyduje 7 wielkich koncernów: ŁUKoil, Jukos, Surgutneftgaz, Tiumeńska Kompania Naftowa (TNK), Sibneft², Rosneft³, Tatneft⁴. Wszystkie koncerny są spółkami akcyjnymi z mniejszym lub większym udziałem kapitału zagranicznego (z wyjątkiem państwowej Rosnefti). Wszystkie są strukturami pionowo zintegrowanymi, posiadającymi własne przedsiębiorstwa wydobywcze i przetwórcze (rafinerie, zakłady petrochemiczne) oraz sieć stacji benzynowych. Posiadają też na ogół zaplecze finansowe (banki, fundusze inwestycyjne, firmy ubezpieczeniowe), naukowe (placówki badawcze i projektowe), własne środki transportu (m.in. floty tankowców, tabor cystern kolejowych) etc.

W skład struktury sektora naftowego FR wchodzi ponadto państwowa firma transportowa Transneft⁵ – wyłączny właściciel i dysponent całej sieci ropociągów i prawie wszystkich terminali naftowych na terenie Rosji, pełniąc także rolę generalnego koordynatora eksportu tego surowca. Rurociągami Transnefti⁶ transportuje się 99% wydobywanej w Rosji ropy naftowej (np. w 2002 r. – ok. 373 mln ton). Monopol Transnefti jest dla Moskwy jednym ze skuteczniejszych narzędzi kontroli rodzimego sektora naftowego.

2. Struktura sektora gazowego

Rosyjski sektor gazowy jest zmonopolizowany. Udziałem dominującego w sektorze, ściśle kontrolowanego obecnie przez państwo koncernu Gazprom jest prawie 90% produkcji gazu w FR (pozostałe nieco ponad 10% wydobywają niezależne przedsiębiorstwa i kompanie naftowe). Ro-

syjski monopol gazowy jest scentralizowany. W jego skład wchodzi przedsiębiorstwa wydobywcze, zakłady oczyszczania, przeróbki i skraplania gazu, firmy transportowe zarządzające magistralami eksportowymi oraz lokalnymi sieciami gazociągowymi, przedsiębiorstwa handlowe, instytuty naukowe, organizacje budowlane. W większości z nich Gazprom posiada 100% akcji. Całą strukturę zarządza moskiewska centrala koncernu. Monopol jest ponadto właścicielem pakietów kontrolnych (więcej niż 50%) w 44 przedsiębiorstwach współpracujących z przemysłem gazowym: zakładach chemicznych i petrochemicznych, zakładach wzbogacania rud metali, hutach i fabrykach rur, zakładach przemysłu maszynowego i in. Mniejsze niż 50% pakiety akcji koncern ma w 69 firmach i spółkach – m.in. w bankach i środkach masowego przekazu, w giełdach, w firmach ubezpieczeniowych, domach handlowych oraz w spółkach zagranicznych – przede wszystkim w przedsiębiorstwach specjalizujących się w transporcie i handlu gazem na terenie większości państw europejskich – kontrahentów Gazpromu.

Własnością Gazpromu jest prawie cała sieć gazociągowa na terytorium FR (149 ze 150 tys. km) wraz z infrastrukturą – podziemnymi rezerwuarami, stacjami kompresorowymi itd. Przedsiębiorstwa monopolu posiadają licencje na złoża zawierające łącznie ok. 30 bln m³ gazu ziemnego. Koncern jest ponadto jedynym koordynatorem rosyjskiego eksportu błękitnego paliwa i wyłącznym eksporterem gazu do Europy Środkowej i Zachodniej.

¹ Wszystkie dane nt. Transnefti – www.transneft.ru. Transneft⁷ jest spółką akcyjną. W ramach ograniczonej prywatyzacji 25% akcji (akcje bez prawa głosu) podzielono między pracowników, pozostałe 75% pozostało własnością państwa.

² Rosyjski system transportu ropy to m.in. sieć rurociągów o długości ok. 49 tys. km, zbiorniki rezerwowe o łącznej pojemności blisko 13 mln m³ oraz 387 przepompowni ropy (dane z raportu za 2002 r.).

Tabela I. – Niektóre inwestycje Gazpromu poza FR do połowy 2003 r.

Firma	Państwo pochodzenia	% zakupionych akcji	Branża
GHW	Austria	50	handel gazem
Belgazprombank	Białoruś	34,99	sektor bankowy
Brestgazoapparat	Białoruś	51	sprzęt do eksploatacji złóż i przesyłu gazu
Topenergo	Bulgaria	50	handel i tranzyt gazu
Eesti Gaas	Estonia	30,6	handel i transport gazu
Gasum Oy	Finlandia	25	dystribucja gazu i transport
North Transgas Oy	Finlandia	50	budowa gazociągu pod Morzem Bałtyckim
FRAgaz	Francja	50	handel gazem
Prometheus Gaz	Grecja	50	marketing i techniczna obsługa przedsięwzięć gazowych
Peter-Gaz	Holandia	51	handel gazem
Stella-Vitae	Litwa	30	handel gazem
Lietuvos dujos	Litwa	zabiega o 34 % akcji	dystribucja gazu (monopolista)
Elektrownia kowieńska	Litwa	51 (ma wzrosnąć do 99)	produkcja energii elektrycznej
Latvijas Gaze	Łotwa	16,25	handel i transport gazu
Gazsnabtransit	Mołdawia	50	handel i transport gazu
Ditgaz	Niemcy	49	handel gazem
Verbundnetz Gas	Niemcy	5,3	transport gazu i marketing
Wingas	Niemcy	35	transport i magazynowanie gazu
Wintershall Erdgas Handelshaus	Niemcy	50	do 2012 r. jedyny dystrybutor gazu dostarczanego przez Gazexport (FR)
Zarubezgas Erdgashandel	Niemcy	100	handel gazem
Europol Gaz	Polska	48	transport gazu
Gas Trading	Polska	35	handel gazem
WIROM	Rumunia	25**	handel gazem
JugoRosGaz	Serbia i Czarnogóra	50	handel i transport gazu
Progress Gas Trading	Serbia i Czarnogóra	50	handel gazem
Slovrusgaz	Słowacja	50	handel i transport gazu
Tagdem	Słowenia	7,6	handel gazem
Gamma Gazprom	Turcja	45	handel gazem
Družovskij завод газовой аппаратуры	Ukraina	51	sprzęt dla sektora gazowego
Institut Yuzhniigiprogaz	Ukraina	40	instytut badawczy
Borsodchem	Węgry	25*	petrochemia
DKG-EAST Co. Inc.	Węgry	38,1	sprzęt do eksploatacji złóż i przesyłu gazu i ropy
General Banking and Trust Co. Ltd.	Węgry	25,5	sektor bankowy
Panrusgas	Węgry	40	handel i transport gazu
TVK	Węgry	13,5*	petrochemiczny
Interconnector	Wielka Brytania	10	operator gazociągu Bacton (UK) – Zeebrugge (Belgia)
Promgaz	Włochy	50	handel gazem i marketing
Volta	Włochy	49	handel i transport gazu

Źródło: World Investment Report 2001, UNCTAD, agencje informacyjne 2003.

*Inwestycje finansowe poprzez Milford Holdings Ltd (Irlandia) ** Kontrolowane poprzez Wintershall Handelshaus

Tabela II. – Niektóre inwestycje rosyjskich kompanii naftowych poza FR do połowy 2003 r.

Kompania naftowa	Firma	Państwo pochodzenia	% posiadanych akcji	Branża
ŁUKoil	ŁUKArco	Azerbejdżan	54	60% w złożu naftowym Jałama
	ŁUKAgip	Azerbejdżan	50	10% udziałów w złożu gazowym Szah Deniz
	ŁUKoil–Belarus	Białoruś	b.d.	transport produktów naftowych, stacje benzynowe
	AO ŁUKoil– <i>Neftochim-Burgas</i>	Bułgaria	58	rafineria, petrochemia, terminal morski, elektrownia ciepła, rurociągi Burgas–Sofia i Burgas–Warna
	ŁUKoil Eesti	Estonia	100	sieć stacji benzynowych
	Karachaganak Integrated Organization	Kazachstan	15	konsorcjum to zagospodarowuje złoża naftowo-gazowe Karaczaganak
	ŁUKArco	Kazachstan	54%	5% udziałów w złożu naftowym Tengiz, 12,5 % w Konsorcjum Ropociągu Kaspijskiego (CPC)
	ŁUKoil-Kumkol	Kazachstan		ŁUKoil pracuje na złożu naftowym Kumkol, jego partnerem w projekcie jest Hurrican (Kanada)
	ŁUKoil Baltija	Łotwa	b.d.	transport produktów naftowych, stacje benzynowe
	AO Petrotel-ŁUKoil	Rumunia	51	rafineria
	Beopetrol	Serbia	79,5	sieć stacji benzynowych
	ОАО ŁUKoil – Odesskij NPZ	Ukraina	100	rafineria
	ЗАО Łukor	Ukraina	50	przemysł chemiczny i petrochemiczny
	Getty Petroleum Marketing Inc.	USA	100	1300 stacji benzynowych
Jukos	Petrol A.D.	Bułgaria	51	sieć stacji benzynowych
	Mazeikiu nafta	Litwa	53,7	rafineria, terminal przesyłowy w Butinge
	Kvaener	Norwegia	22	techniczna obsługa przedsiębiorstw naftowo-gazowych, przemysł chemiczny
	Transpetrol	Słowacja	49	system ropociągów i dystrybucji ropy naftowej
Tiumeńska Kompania Naftowa (TNK)	АО „LiNOS”	Ukraina	67	rafineria
SIBUR	Borsodchem - Moravske Chemicke Zavody	Czechy	97,5 w posiadaniu Borsodchemu	przemysł chemiczny
	Borsodchem	Węgry	25	przemysł petrochemiczny
Tatnieft’	ЗАО Ukratnafta w Krzemieńczugu	Ukraina	40	rafineria

Źródło: Agencje informacyjne oraz strony internetowe kompanii naftowych

Tabela III. – Największe projekty naftowo-gazowe w Azerbejdżanie, Kazachstanie i Rosji

Nazwa zagospodarowanego złoża konsorcjum	Partnerzy (% udział)	Dodatkowe informacje: szacowana wielkość inwestycji, czas jej realizacji, itp.
Azerbejdżan		
Azeri, Czirag i Guneszli (ropa) Azerbaijan International Operating Company, AIOC, PSA podpisane w 1994 r.	BP – operator, 34,1%; Unocol (USA) – 10,2%; Impex Co.(Japonia) – 10%; SOCAR -10%; Statoil – 8,6%; ExxonMobil – 8%; TPAO (Turcja) – 6,8%; Devon Energy (USA) – 5,6%; Itochu (Japonia) – 3,9%; Amerada Hess (międzynarodowe konsorcjum) – 2,7%	Inwestycje zagraniczne pomogły zwiększyć wydobycie z tego złoża, szczyt eksploatacji zapowiadany jest na koniec obecnej dekady, szacowany koszt inwestycji 13 mld USD
Szah Deniz (gaz), PSA podpisane 1996 r.	BP – operator, 25,5%; Statoil – 25,5%, SOCAR – 10%; ŁUKAgip – 10%; TotalFinaElf (Francja) – 10%; OIEC (Iran) – 10%; TPAO – 9%	Złoże to jest już rozpoznane, trwa jego zagospodarowanie, eksploatacja surowca ma rozpocząć się ok. 2006 r.; szacowany koszt inwestycji – 4,5 mld USD
Jałama PSA podpisane w 1997 r.	ŁUKArco – operator, 60%; SOCAR – 40%	2,5 mld USD
Ropociąg Baku–Tbilisi–Ceyhan	BP 30,1%, SOCAR 25%, Unocal 8,9%, Statoil 8,7%, TPAO 6,5%, Agip 5%, TotalFinaElf 5%, Itochu 3,4%, Inpex 2,5%, Phillips 2,5%, AmeradaHess 2,4%.	Trwa budowa ropociągu, która ma być zakończona w 2004 r., koszt inwestycji szacowany jest na 3 mld USD
Kazachstan		
Karaczaganak (ropa, gaz) Karachaganak Integrated Organization (KIO), PSA podpisane w 1997 r.	ENI (Agip-Włochy) – 32,5%; BG – 32,5%; ChevronTexaco – 20%; ŁUKoil – 15%	Na złożu tym odbywa się już eksploatacja surowca, do końca obecnej dekady wydobycie ma się podwoić, inwestycje w projekt szacowane są na ok. 15 mld USD
Kaszagan (ropa) Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company (Agip KCO), PSA podpisane w 1997 r.	ENI-Agip – operator, 16,67%; BG – 16,67 (zamierza wycofać się z projektu); ExxonMobil – 16,67%; TotalFinaElf – 16,67%; Royal Dutch/Shell – 16,67%; Inpex (Japonia) – 8,33%, Phillips – 8,33%	Wydobycie ropy powinno się rozpocząć ok. 2007 r. Zainwestowano już ponad 2 mld USD; w latach 2003–2006 kolejny 7 mld USD ma pochłonąć ta inwestycja
Tengiz (ropa) Joint Venture TengizChevrOil (TCO) utworzono w 1993 r.	ChevronTexaco – 50%; ExxonMobil – 25%, Kazmunaigaz – 20%; ŁUKArco – 5%	Złoże to jest już obecnie eksploatowane, do 2010 r. prognozowane jest podwojenie wydobycia, inwestycja szacowana jest na ok. 20 mld USD
Ropociąg Tengiz–Noworosyjsk Caspian Pipeline Consortium (CPC)	Rząd rosyjski – 24%; Rząd kazaski – 19%; ChevronTexaco – 15%; ŁUKArco – 12,5%; Rosneft'-Shell – 7,5%; ExxonMobil – 7,5%; Oman – 7%; Agip – 2%; BG – 2%; KazMunaiGaz – 1,75%; Oryx (USA) – 1,75%	W 2002 r. ropociąg oddano do eksploatacji, zainwestowano w niego ok. 2,6 mld USD, całość inwestycji wraz z drugą nitką ropociągu szacowana jest na 4 mld USD

Tabela III. – Największe projekty naftowo-gazowe w Azerbejdżanie, Kazachstanie i Rosji (2)

Rosja		
Kowykta (gaz) Russia Petroleum, Projekt ten ma być opracowywany na podstawie PSA, dotąd nie podpisano jednak umowy	BP – operator, 31%; Interros (Rosja) – 24%; obwód irkucki – 14%; Vitra Holdings Co. – 13%; Tyumen Oil – 18%, o włączenie w ten projekt zabiega Gazprom	Do połowy 2004 r. ma zostać przygotowany raport na temat techniczno-ekonomicznej zasadności realizacji projektu, zgodnie ze wstępnymi danymi inwestycje w to złożo szacowane są na ok. 12 mld USD, z czego 7 mld przeznaczone ma być na gazociąg w kierunku Japonii lub Chin
Czajwo, Odoptu, Arkutun-Dagi (gaz, ropa) Sachalin-1 PSA podpisano w 1995 r.	Exxon Nieftiegaz Ltd. – operator, 30%; SODECO (japońskie konsorcjum) – 30%; Rosneft – 20%; ONGC Videsh Ltd. (Indie) – 20%	Do 2010 r. w projekt ten ma zostać zainwestowane ok. 12 mld USD, do końca 2002 r. zainwestowano ponad 1 mld USD, wydobycie przemysłowe surowców ma się rozpocząć ok. 2006 r.
Piltun-Astochskoje, Łunskoje Sachalin-2 (ropa, gaz) Sakhalin Energy Investment Co. Ltd PSA podpisano w 1994 r.	Royal Dutch/Shell – operator, 62,5%; Mitsui (Japonia) – 25%; Mitsubishi – 12,5%	Cały projekt szacowany na ok. 10 mld USD, do końca 2002 r. zainwestowano ponad 2 mld USD, ropa eksploatowana jest od 1999 r.
Chariagińskoje (ropa) PSA podpisano w 1995 r.	TotalFinaElf – operator, 50%; Norsk Hydro – 40%; Nieniecka Nieftiannaja Kompania – 10% (w projekt ten ma włączyć się ŁUKoil wykupując po 10% od zagranicznych inwestorów, trwa dopełnianie formalności transakcji)	To stare złożo radzieckie jest obecnie rehabilitowane, nadal eksploatowana jest z niego ropa.
Sztokmanowskie (gaz)	Gazprom – 50%; Fortum (Finlandia) ; Conoco (USA); TotalFinaElf, Norway's Norsk Hydro	Trwają rozmowy na temat przygotowania raportu techniczno-ekonomicznej zasadności projektu. Projekt ten szacowany jest obecnie na ok. 15–25 mld USD
Zapolarnoje (gaz)	Gazprom (udziałem w tym projekcie zainteresowany jest Royal/Dutch Shell)	2001 rozpoczęto wydobycie z tego złoża, do 2002 r. zainwestowano ok.1 mld USD
Gazociąg Błękitny Potok	ENI – 50%, Gazprom – 50%	3,3 mld USD, oddano do eksploatacji w 2002 r.
Gazociąg Bałtycki	Gazprom podpisał z fińskim Fortum wstępne porozumienie o realizacji tego projektu, przystąpienie do projektu rozważają m.in. Ruhrgaz, Shell, Wintershall.	W 2001 r. Gazprom opracował raport o techniczno-ekonomicznej zasadności tego projektu; szacowany koszt inwestycji 7–8 mld USD
Gazociąg Jamalski (druga nitka)	Gazprom, Biełtransgaz, EuroPolGaz	Pierwsza nitka gazociągu oddana do eksploatacji w 2001 r., Gazprom zwleka z budową drugiej nitki, której koszt szacowany jest na ok. 2 mld USD

Źródło: U.S. Energy Information Administration, Interfax, FSU Energy 2003

Tabela IV. – Zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze b. ZSRR

	gaz, bln m ³	% świata	ropa, mld t	% świata
Azerbejdżan	0,85	0,5%	1,00	0,7%
Kazachstan	1,84	1,2%	1,20	0,9%
Rosja	47,57	30,5%	8,20	5,7%
Turkmenistan	2,01	1,3%	0,10	0,1%
Ukraina	1,12	0,7%	0,00	0,0%
Uzbekistan	1,87	1,2%	0,10	0,1%
Były ZSRR	55,30	35,4%	10,60	7,5%

Dane za: www.bp.com, w mld m³

Tabela V. – Ropa naftowa na obszarze b. ZSRR – zestawienie danych

	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
produkcja						
Azerbejdżan	9,1	11,4	13,8	14,0	14,9	15,3
Białoruś	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8
Kazachstan	25,8	25,9	30,1	35,3	40,1	47,1
Łitwa	0,2	0,3	0,2	0,3	0,5	0,5
Rosja	303,9	301,4	303,2	321,7	345,8	378,2
Turkmenistan	5,5	7,3	7,7	7,7	8,6	9,7
Ukraina	4,6	3,9	3,8	3,7	3,7	3,7
Uzbekistan	8,1	8,4	8,3	7,7	7,4	7,4
popyt						
Azerbejdżan	5,6	5,9	5,6	6,3	3,8	b.d.
Białoruś	8,8	8,6	7,6	6,9	7,3	b.d.
Kazachstan	8,6	8,6	6,7	7,4	8,9	b.d.
Łotwa	1,7	1,6	1,6	1,3	1,5	b.d.
Litwa	3,3	3,8	3,0	2,3	2,6	b.d.
Rosja	121,2	118,7	120,8	125,3	125,5	b.d.
Turkmenistan	2,7	2,6	2,9	2,9	3,8	b.d.
Ukraina	17,5	17,6	13,2	11,6	12,7	b.d.
Uzbekistan	7,0	7,0	6,9	6,6	6,4	b.d.
eksport						
Białoruś	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	b.d.
Kazachstan	17,0	18,3	23,8	29,2	32,5	b.d.
Rosja	126,9	137,2	134,5	144,4	162,1	b.d.
Turkmenistan	1,4	1,6	1,5	1,5	1,5	b.d.
Uzbekistan	0,9	0,8	0,6	0,0	0	b.d.
import						
Białoruś	10,5	10,1	9,9	12,0	11,9	b.d.
Kazachstan	1,7	2,2	0,7	1,0	2,3	b.d.
Litwa	5,8	6,8	4,6	5,1	6,6	b.d.
Rosja	4,0	5,6	4,6	5,9	5,1	b.d.
Turkmenistan	0,5	0,9	0,6	0,6	0,6	b.d.
Ukraina	9,0	9,9	9,4	6,0	13,5	b.d.

Dane w mln ton, * – dane szacunkowe, za: Oil Information 2003, IEA

Tabela VI. – Import ropy z obszaru b. ZSRR przez państwa OECD

	1998	1999	2000	2001	2002*
Austria	2,0	1,8	2,5	1,9	2,3
Belgia	3,2	4,5	5,4	5,1	9,1
Czechy	6,0	5,3	5,2	5,1	4,6
Finlandia	4,9	5,0	4,9	4,8	5,8
Francja	5,7	7,6	7,9	10,1	14,0
Niemcy	28,4	31,9	34,2	35,8	38,5
Grecja	1,1	0,8	4,2	5,7	9,1
Węgry	6,1	5,8	5,8	5,6	5,0
Włochy	11,3	14,6	16,1	19,5	18,7
Korea	0,5	0,5	1,6	2,4	2,6
Holandia	1,4	3,2	4,5	6,8	7,7
Polska	12,8	14,0	17,5	17,3	17,2
Portugalia	0,7	0,6	0,3	1,3	0,6
Słowacja	0,0	0,0	0,0	5,4	5,5
Hiszpania	5,0	5,6	5,8	6,1	9,2
Szwecja	2,2	2,3	1,4	1,1	3,7
Turcja	1,9	3,2	2,5	4,8	3,9
Wielka Brytania	2,1	0,7	2,3	2,9	3,9
USA	0,5	1,4	0,4	0,0	4,3

Dane w mln ton, * – dane szacunkowe, za: Oil Information 2003, IEA

Tabela VII. – Gaz ziemny na obszarze b. ZSRR – zestawienie danych

	1997	1998	1999	2000	2001	2002*
produkcja						
Azerbejdżan	6,0	5,8	6,2	5,8	5,5	5,2
Białoruś	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Kazachstan	8,1	7,9	10,3	12,0	11,6	11,2
Rosja	570,5	590,7	590,8	582,7	580,3	595
Turkmenistan	17,3	13,3	22,9	47,2	51,6	53,8
Ukraina	18,1	18,0	18,1	18,1	18,3	18,8
Uzbekistan	48,8	54,8	55,6	56,4	57,4	57,4
konsumpcja						
Armenia	1,4	1,5	1,2	1,4	1,4	1,1
Azerbejdżan	6,0	5,7	6,3	6,2	8,9	8,4
Białoruś	16,6	16,3	16,8	17,2	17,4	16,8
Estonia	0,8	0,7	0,7	0,8	0,9	0,7
Gruzja	0,9	0,8	0,9	1,0	1,2	0,8
Kazachstan	8,7	8,7	8,4	10,5	10,3	9,9
Kirgistan	0,9	1,0	0,6	0,7	0,7	0,6
Łotwa	1,3	1,3	1,2	1,4	1,6	1,6
Litwa	2,5	2,2	2,3	2,6	2,7	2,7
Mołdawia	3,7	3,3	2,9	2,5	2,7	9,0
Rosja	380,9	384,9	392,4	394,9	405,8	415,0
Tadżykistan	0,8	0,8	0,8	0,8	0,6	0,5
Turkmenistan	11,4	10,8	13,2	13,5	14,2	14,4
Ukraina	79,1	70,9	76,9	76,9	74,3	73,4
Uzbekistan	41,8	50,3	51,0	50,8	51,7	52,1
eksport						
Kazachstan	2,4	2,3	4,2	5,2	5,5	5,5
Rosja	200,9	203,4	205,4	193,9	180,9	190,0
Turkmenistan	5,9	2,9	9,7	33,7	37,4	39,4
Ukraina	11,4	0,6	1,1	1,1	1,0	1,0
Uzbekistan	9,9	4,5	4,5	5,6	5,7	4,6
import						
Armenia	1,4	1,5	1,2	1,4	1,4	1,1
Azerbejdżan	0,0	0,0	0,0	0,3	3,3	3,2
Białoruś	16,2	16,0	16,6	17,1	17,3	16,6
Estonia	0,8	0,7	0,7	0,8	0,9	0,7
Gruzja	0,9	0,8	0,9	1,0	0,9	0,8
Kazachstan	3,0	3,1	2,8	4,2	4,3	4,2
Kirgistan	0,8	1,0	0,6	0,7	0,7	0,6
Łotwa	1,3	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4
Litwa	2,5	2,2	2,3	2,6	2,7	2,7
Mołdawia	3,7	3,3	2,9	2,5	2,7	9,6
Rosja	4,5	3,0	4,1	13,0	4,1	5,0
Tadżykistan	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
Ukraina	62,4	53,5	59,9	59,9	56,9	55,5

Dane w mld m³, * – dane szacunkowe, za: Natural Gas Information 2003, IEA

Tabela VIII. – Import gazu z obszaru b. ZSRR przez państwa europejskie, 2002 rok

	Rosja	Turkmenistan	Uzbekistan	Kazachstan
Czechy	7,1	0	0	0
Finlandia	4,5	0	0	0
Francja	10,9	0	0	0
Niemcy	33,3	0	0	0
Grecja	1,6	0	0	0
Węgry	9,6	0	0	0
Włochy	18,9	0	0	0
Polska	4,7	0	2,6	0
Turcja	11,6	0	0	0
Bułgaria	3,3	0	0	0
Rumunia	3,6	0	0	0
Słowacja	7,3	0	0	0
Chorwacja	1,1	0	0	0
Słowenia	1,0	0	0	0
Serbia i Czarnogóra	1,8	0	0	0
Armenia	1,1	0	0	0
Azerbejdżan	0,0	2,5	0	0,7
Białoruś	16,6	0	0	0
Estonia	0,7	0	0	0
Gruzja	0,8	0	0	0
Łotwa	1,4	0	0	0
Litwa	2,7	0	0	0
Mołdawia	9,6	0	0	0
Ukraina	29,0	25,3	2,6	0
Kirgistan	0	0	0,5	0
Tadżykistan	0	0	0	0,5
Rosja	0	0	0	0
Iran	0	5,1	0	0

Dane w mld m³, * – dane szacunkowe, za: Natural Gas Information 2003, IEA