



# NAJLEPSZY SOJUSZNIK ROSJI

## KONDYCJA I PERSPEKTYWY ROSYJSKIEGO SEKTORA NAFTOWEGO

Wojciech Konończuk

**PRACE OSW**

NUMER 39  
WARSZAWA  
KWIECIEŃ 2012

# **NAJLEPSZY SOJUSZNIK ROSJI**

## **KONDYCJA I PERSPEKTYWY ROSYJSKIEGO SEKTORA NAFTOWEGO**

Wojciech Konończuk



**OSW** |

CENTRE FOR EASTERN STUDIES

OŚRODEK STUDIÓW WSCHODNICH im. **Marka Karpia**

© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia  
Centre for Eastern Studies

REDAKCJA MERYTORYCZNA  
Adam Eberhardt, Marek Menkiszak

REDAKCJA  
Anna Łabuszewska

WSPÓŁPRACA  
Katarzyna Kazimierska

OPRACOWANIE GRAFICZNE  
PARA-BUCH

MAPY I WYKRESY  
Wojciech Mańkowski

SKŁAD  
GroupMedia

WYDAWCA  
**Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia**  
Centre for Eastern Studies

ul. Koszykowa 6a, Warszawa  
Tel. + 48 /22/ 525 80 00  
Fax: + 48 /22/ 525 80 40  
[osw.waw.pl](http://osw.waw.pl)

ISBN 978-83-62936-08-3

# Spis treści

TEZY /5

WSTĘP /7

## I. ROPA NAFTOWA – FUNDAMENT ROSJI /9

1. Ropa jako źródło dochodów /9
2. Znaczenie ropy dla stabilności polityczno-gospodarczej /11
3. Ropa jako instrument polityki zagranicznej /14

## II. ROSYJSKIE ZASOBY NAFTOWE /16

1. Stan zasobów /16
2. Główne centra wydobywania /17
3. Perspektywiczne regiony naftowe /20
4. Poziom wydobywania ropy /23
5. Poziom eksportu ropy /25

## III. INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA I SEKTOR RAFINERYJNY /27

1. Infrastruktura istniejąca /27
2. Infrastruktura budowana /27
3. Sektor rafineryjny /30

## IV. PROBLEMY SEKTORA NAFTOWEGO /38

1. Upaństwowienie i kontrola polityczna /38
2. Uprzywilejowanie firm państwowych /41
3. Nieefektywny system podatkowy /42
4. Niewystarczające inwestycje /48
5. Ograniczenia dostępu dla inwestorów zagranicznych /52

## V. ILE ROPY BĘDZIE WYDOBYWAĆ I EKSPORTOWAĆ ROSJA? /56

1. Prognoza wydobywania ropy do 2030 roku /56
2. Przyszły poziom eksportu ropy /64
3. Kierunki eksportu: ile do Europy, ile do Azji? /66



## TEZY

1. Sektor naftowy jest najważniejszą gałęzią rosyjskiej gospodarki, dostarcza największych wpływów do budżetu państwa i jest jednym z głównych filarów, na którym opiera się międzynarodowa pozycja Rosji. Dochody naftowe są również jednym z najważniejszych instrumentów pozwalających elicie rządzącej utrzymać stabilność polityczno-społeczną kraju. Obserwowany w ostatnich latach szybki wzrost ceny ropy (poza kryzysowym rokiem 2009) skutkował ogromnym wzrostem dochodów budżetowych, co doprowadziło do umocnienia surowcowego charakteru gospodarki państwa, rezygnacji przez władze z reform gospodarczych oraz wzrostu asertywności rosyjskiej polityki zagranicznej. Pogłębiające się uzależnienie budżetu Rosji od wysokich cen ropy jest jednak szkodliwe, gdyż w przypadku ich spadku, który utrzymałby się w dłuższym okresie, może to skutkować kryzysem gospodarczym o daleko idących konsekwencjach politycznych.
2. Najważniejszym sukcesem rosyjskiego sektora naftowego w ciągu ostatnich dziesięciu lat był wzrost produkcji ropy o ponad 50%. Było to możliwe ze względu na szybki wzrost cen surowca i prowadzenie ekstensywnego wydobycia z najłatwiej dostępnych złóż naftowych, w rezultacie wiele z nich zostało nadmiernie wyeksploatowanych. W połączeniu z brakiem wystarczających inwestycji w prace geologiczno-poszukiwawcze nowych złóż będzie to wpływać na spadek produkcji w kolejnych latach.
3. W rosyjskim sektorze naftowym skumulowało się wiele problemów, które stanowią poważne wyzwania. Do najważniejszych należą nadmierne obciążenia podatkowe, które pozbawiają firmy wystarczających środków na inwestycje, monopolizacja sektora, faworyzowanie firm państwowych, znaczące ograniczenia dla inwestorów zagranicznych, traktowanych głównie jako dostarczyciele technologii. Bez liberalizacji systemu podatkowego firmy naftowe nie będą w stanie wygenerować potrzebnych środków inwestycyjnych na poszukiwanie nowych złóż oraz zagospodarowanie istniejących. Obecne problemy są w dużym stopniu skutkiem braku przemysłanej, konsekwentnej polityki władz, które traktują przemysł naftowy głównie jako doraźne źródło dochodów budżetowych, a tym samym blokują jego rozwój.
4. Rosyjski sektor rafineryjny jest zacofany technologicznie i wymaga bardzo kosztownej i czasochłonnej modernizacji. W ostatnich latach władze rosyjskie prowadziły skuteczną politykę obliczoną na zwiększenie poziomu

przerobu ropy w rafineriach rosyjskich, jednak jakość ich produkcji wciąż pozostaje niska. Jednocześnie władze zachęcają koncerny naftowe do bardziej aktywnego inwestowania w przejmowanie rafinerii i sieci dystrybucji paliw poza Rosją, szczególnie w państwach UE.

5. W ciągu najbliższych 2–3 lat wydobycie ropy w Rosji najprawdopodobniej nieznacznie wzrośnie, po czym zacznie się spadek produkcji poniżej poziomu 500 mln ton. Wielkość spadku będzie uzależniona od działań podjętych przez władze, w tym głównie od poprawy otoczenia podatkowego i klimatu inwestycyjnego. Zmiana polityki fiskalnej państwa nie powstrzyma spadku wydobycia, ale może go znacząco zahamować. Jeśli jednak działania podjęte przez władze okażą się zbyt ostrożne i niekonsekwentne, wówczas w perspektywie średnioterminowej niewykluczony jest spadek produkcji nawet do poziomu poniżej 400 mln ton.
6. Spadek wydobycia rosyjskiej ropy będzie skutkował obniżeniem poziomu eksportu, którego wysokość będzie jednak zależna od kilku czynników, w tym od wielkości przerobu ropy w rafineriach w Rosji oraz konsumpcji krajowej. Niewykluczone, że w związku z podniesieniem w 2011 roku stawki celnej na produkty naftowe eksport rosyjskiej ropy w ciągu najbliższych trzech–czterech lat nieznacznie wzrośnie z obecnego poziomu 244 mln ton. Jednak w dalszej perspektywie zacznie się obniżać wraz ze spadkiem wydobycia surowca.
7. Pomimo prowadzonej przez Rosję polityki dywersyfikacji eksportu w dającej się przewidzieć perspektywie czasowej Europa pozostanie najważniejszym rynkiem sprzedaży rosyjskiej ropy, choć jej udział spadnie w ciągu najbliższych dziesięciu lat z obecnych około 80% całości eksportu do około 65%. Prawdopodobne jest, że już za kilka lat w kierunku europejskim będzie przesyłane o około 15–20% mniej rosyjskiej ropy niż obecnie, co będzie jednak konsekwencją nie decyzji politycznej, ale spadku wydobycia ze złóż zachodniosyberyjskich, które są głównym zapleczem surowcowym rosyjskiego eksportu.

## WSTĘP

Ropa naftowa jest dla Rosji surowcem strategicznym o fundamentalnym znaczeniu dla funkcjonowania państwa i jego przyszłości. Podatki z wydobycia i eksportu tego surowca są najważniejszym źródłem dochodów budżetu państwa, zapewniając tym samym utrzymanie jego stabilności polityczno-ekonomicznej. Rosja buduje swoją pozycję międzynarodową, opierając się na ogromnym potencjale surowcowo-energetycznym. Symbolicznym tego przejawem jest powstała kilka lat temu nieformalna koncepcja Rosji jako „imperium energetycznego”. Wśród rosyjskich firm najbardziej aktywnych i rozpoznawalnych na rynkach zagranicznych znaczna część to koncerny naftowe.

Parafrazując słynne powiedzenie cara Aleksandra III, który w końcu XIX wieku powiedział, że Imperium Rosyjskie ma tylko dwóch sojuszników – swoją armię i flotę, jeden z rosyjskich ekspertów stwierdził kilka lat temu, że Federacja Rosyjska również ma dwóch sojuszników – ropę i gaz<sup>1</sup>. O ile kwestii rosyjskiego gazu i koncernowi Gazprom poświęconych jest bardzo wiele różnego rodzaju publikacji, o tyle wydaje się, że temat kondycji i perspektyw rosyjskiego sektora naftowego wciąż jest zadziwiająco mało zbadany. Mimo że to ropa ma i będzie miała znacznie większy wpływ na funkcjonowanie i przyszłość Rosji niż gaz.

Głównym celem tego tekstu jest pokazanie obecnej kondycji rosyjskiego sektora naftowego, istniejących w nim problemów i wyzwań oraz polityki władz wobec tej kluczowej gałęzi gospodarki państwa. Będzie to wstęp do odpowiedzi na pytanie o możliwy przyszły poziom wydobycia i eksportu rosyjskiej ropy, co jest i pozostanie jedną z najważniejszych kwestii w Rosji, o wielkim wpływie na gospodarkę i politykę tego państwa. Temat jest również ważny dla Polski i innych państw UE – głównych importerów rosyjskiej ropy.

Tekst został podzielony na pięć części. W pierwszej przedstawiono znaczenie sektora naftowego dla gospodarki Rosji, stabilności politycznej i pozycji międzynarodowej państwa. Rozdział drugi pokazuje stan rosyjskich zasobów naftowych oraz jest przeglądem i krótką charakterystyką obecnych i perspektywicznych centrów wydobycia. W części trzeciej opisano infrastrukturę przesyłową oraz sektor rafineryjny. Rozdział czwarty szczegółowo analizuje istniejące problemy sektora, w tym nieefektywny system podatkowy,

<sup>1</sup> D. Trenin, Reading Russia Right, Carnegie Endowment for International Peace Policy Brief, October 2005, s. 6, <http://carnegieendowment.org/files/pb42.trenin.FINAL.pdf>



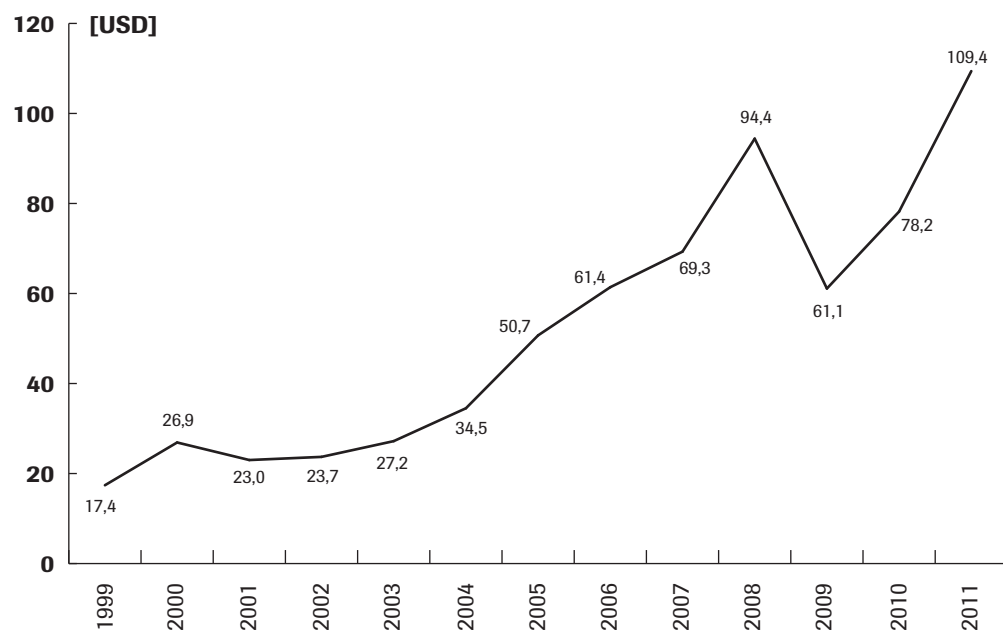
uprzywilejowanie firm państwowych, niewystarczające inwestycje. Od rozwiązania tych problemów będzie zależeć przyszłość sektora naftowego. W kluczowej, piątej części podjęto próbę odpowiedzi na pytanie o możliwą wielkość wydobycia ropy w Rosji do 2030 roku oraz przyszły poziom eksportu, w tym z podziałem na kierunek europejski i azjatycki.

# I. ROPA NAFTOWA – FUNDAMENT ROSJI

## 1. Ropa jako źródło dochodów

Przemysł naftowy jest najważniejszym sektorem gospodarki rosyjskiej i dostarcza największych wpływów do budżetu państwa. W 2010 roku zyski z eksportu ropy i produktów naftowych stanowiły 44% wszystkich dochodów budżetowych<sup>2</sup>. Jest to skutkiem obserwowanego w ostatnich kilku latach gwałtownego wzrostu ceny ropy na rynkach światowych. Średnia cena baryłki Urals, głównego eksportowego gatunku rosyjskiej ropy<sup>3</sup>, wzrosła z poziomu 11,8 USD w 1998 roku i 23–27 USD w latach 2000–2003 do 94,4 USD w 2008 roku. W latach 2009–2010 cena wprawdzie spadła do odpowiednio 61,1 USD i 78 USD, ale w 2011 roku znowu osiągnęła rekordowy poziom 109,4 USD (zob. Wykres 1).

Wykres 1. Średnioroczne ceny ropy Urals w latach 1999–2011



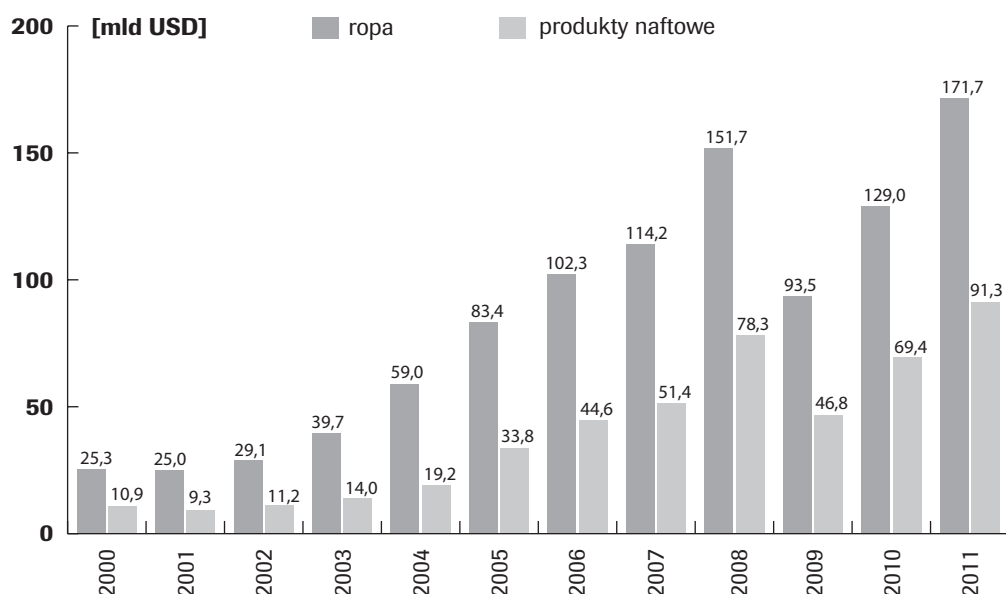
Dane: EIA

<sup>2</sup> Według oceny ministra energetyki, Siergieja Szmatko: <http://www.rusenergy.com/ru/articles/articles.php?id=49076>

<sup>3</sup> Rosja eksportuje również inne gatunki ropy, m.in. Siberian Light (z Chanty-Mansyjskiego Okręgu Autonomicznego), ESPO (z Syberii Wschodniej), Sokol i Witiaż (z Sachalinu).

Wzrost ceny ropy przełożył się na ogromny napływ petrodolarów do budżetu Rosji, czego konsekwencją jest jego postępujące uzależnienie od zysków z eksportu ropy i produktów naftowych. O ile w latach 2000–2002 dochody z tego tytułu wynosiły 35–40 mld USD rocznie, o tyle w kolejnych latach zaczęły szybko rosnąć, osiągając rekordowy poziom 230 mld USD w 2008 roku (zob. Wykres 2). W kolejnych dwóch latach zyski naftowe wprawdzie spadły wskutek spadku ceny surowca, ale w 2011 roku ponownie osiągnęły rekordowy, nigdy wcześniej nienotowany poziom (263 mld USD). Warto podkreślić, że dochody ze sprzedaży ropy są znacznie ważniejsze dla rosyjskiego budżetu niż wpływy podatkowe z sektora gazowego, przynoszące 6–7% całości zysków.

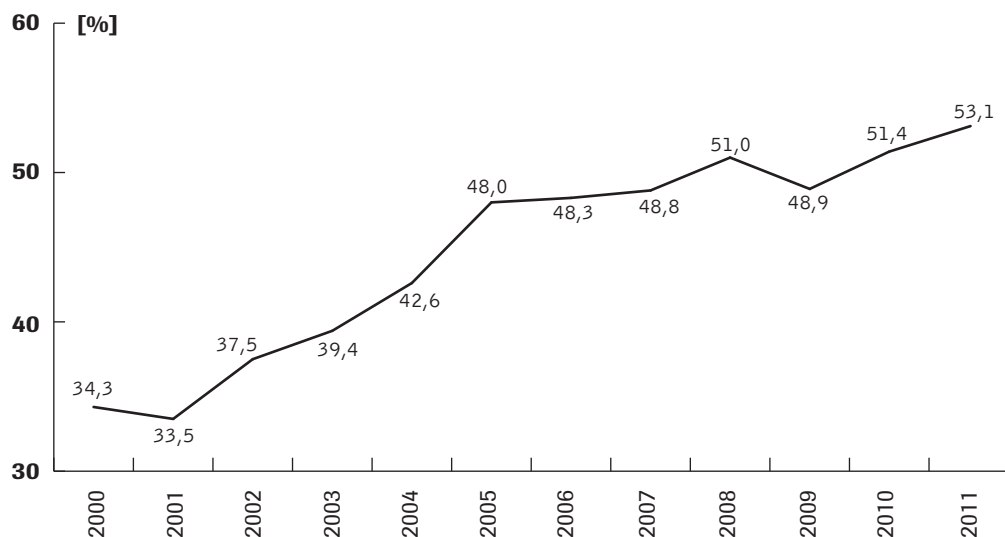
**Wykres 2.** Dochody z eksportu ropy i produktów naftowych 2000–2011



**Dane:** Federalna Służba Celna FR

Trzykrotna na przestrzeni ostatnich kilku lat wyższość ceny ropy wpłynęła również na znaczący wzrost udziału dochodów ze sprzedaży ropy i produktów naftowych w ogólnej wartości rosyjskiego eksportu. O ile w latach 2000–2003 udział ten sięgał od 33,5% do 39,4%, to od siedmiu lat utrzymuje się na poziomie 48–53% (zob. Wykres 3). Przy tym Rosja eksportuje około 75% wydobywanej ropy (w tym 25% w formie przetworzonej, jako produkty naftowe), podczas gdy na eksport trafia tylko 1/3 rosyjskiego gazu.

**Wykres 3.** Udział dochodu z eksportu ropy i produktów naftowych w ogólnej wartości eksportu Rosji w latach 2000–2011



**Dane:** Bank Centralny FR

## 2. Znaczenie ropy dla stabilności polityczno-gospodarczej

Dochody ze sprzedaży ropy stały się podstawą stabilizacji sytuacji gospodarczo-społecznej Rosji po 2000 roku. To z kolei jest jednym z kluczowych czynników legitymizacji rządów i wysokiego poparcia społecznego dla elity rządzącej na czele z Władimirem Putinem. Dzięki wzrostowi ceny ropy państwo rosyjskie weszło na ścieżkę relatywnie wysokiego w ostatnich latach wzrostu gospodarczego (5–7% rocznie), co umożliwiło znaczące zwiększenie wydatków socjalnych, a tym samym „gaszenie” potencjalnych ognisk niezadowolenia społecznego. Według ocen rosyjskich ekonomistów, wzrost ceny ropy o 10% przekłada się na wzrost PKB najwyżej o 0,9%<sup>4</sup>. Wzrost (lub spadek) cen ropy o 2 USD za baryłkę automatycznie pociąga za sobą zwiększenie (lub obniżenie) dochodów budżetu państwa o 3 mld USD. Rosnące dochody naftowe umożliwiły Moskwie również spłatę przed terminem jej długów zagranicznych i rezygnację z międzynarodowej pomocy finansowej. Ponadto dzięki akumulowaniu przez kilka lat części dochodów z eksportu ropy w specjalnie stworzonym w 2004 roku Funduszu Stabilizacyjnym Rosja była w stanie znacząco złagodzić skutki

<sup>4</sup> Po najjeźdźniejszej kolejce, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 8, 2011, s. 20.

kryzysu finansowego w latach 2008–2009<sup>5</sup>. Rosyjski potencjał naftowy wpływa pozytywnie na pozostałe sektory rosyjskiej gospodarki, stając się jej motorem napędowym. Jednak duża liczba mieszkańców Rosji, znacznie większa niż w takich państwach producentach ropy jak Arabia Saudyjska, Kuwejt, Katar czy Norwegia, sprawia, że „renta naftowa” nie jest w stanie zapewnić dobrobytu całemu społeczeństwu<sup>6</sup>. Wynika to również z tego, że przemysł naftowy zatrudnia zaledwie 3% rosyjskiej siły roboczej.

Wzrost dochodów naftowych ma jednak szereg negatywnych konsekwencji dla Rosji. Napływ petrodolarów wpływa na umacnianie się rubla wobec innych walut, co sprawia, że produkcja pozostałych (pozasurowcowych) sektorów gospodarki jest mniej konkurencyjna na rynkach zagranicznych. Jednak najważniejszym skutkiem drogiej ropy jest rezygnacja przez władze rosyjskie z realnych działań na rzecz modernizacji i reform gospodarki. Płynące szerokim strumieniem dochody ze sprzedaży ropy sprawiły, że Kreml zrezygnował z wprowadzania zmian strukturalnych. Zaprzestanie przez Władimira Putina kontynuacji reform, rozpoczętych na początku jego pierwszej kadencji prezydenckiej (lata 2000–2004), zbiegło się z początkiem wzrostu ceny ropy.

Wydaje się, że przynajmniej część rosyjskiej elity politycznej jest świadoma negatywnych konsekwencji drogiej ropy dla Rosji. W orędziu do Zgromadzenia Federalnego prezydent Dmitrij Miedwiediew mówił w 2009 roku: „Dopóki rosły ceny ropy, wielu, co tu kryć, prawie wszystkim, wydawało się, że reformy strukturalne mogą jeszcze poczekać (...) Pierwszeństwo zostało oddane forsowaniu wzrostu starej, surowcowej gospodarki, a nie formowaniu nowej, tworzącej unikalne technologie i innowacyjne produkty”<sup>7</sup>. W 2010 roku rosyjski prezydent stwierdził zaś, że wysokie ceny ropy są przeszkodą w modernizacji kraju: „140 dolarów za baryłkę to dla Rosji katastrofa, to zniszczenie wszystkich impulsów do rozwoju”<sup>8</sup>. Mimo to władze nie podejmują realnych działań na rzecz zmiany surowcowego charakteru gospodarki rosyjskiej, a uzależnienie rosyjskiego budżetu od cen ropy systematycznie rośnie. O ile w 2000 roku rosyjski budżet był bezdeficytowy przy cenie 25–30 USD za baryłkę ropy,

<sup>5</sup> A. Dubas, J. Rogoża, I. Wiśniewska, Rosja w kryzysie: rok pierwszy, Raport OSW, styczeń 2010, [http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Raport\\_kryzysowy\\_2010.pdf](http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Raport_kryzysowy_2010.pdf), s. 13.

<sup>6</sup> Dochody z eksportu rosyjskiej ropy i produktów naftowych wyniosły w 2011 roku około 1,8 tys. USD *per capita*.

<sup>7</sup> Postanije Fiedieralnomu sobraniju Rossijskoj Fiedieracyi, 12.11.2009, <http://kremlin.ru/transcripts/5979>

<sup>8</sup> Alternatiwy modiernizacyi strany nie suszczestwujet, 28.05.2010, <http://kremlin.ru/news/7885>

a w 2008 roku poziom ten wzrósł do 70 USD, to w budżecie na 2011 rok założono brak deficytu dopiero przy cenie 105 USD. Dobra koniunktura dla krajów producentów ropy sprawiła, że w 2011 roku Rosja była w stanie zlikwidować deficyt (nadwyżka budżetowa wyniosła 0,8% PKB).

Rosnące uzależnienie rosyjskiego budżetu od dochodów naftowych i jego wrażliwość na zmiany ceny powodują, że utrzymanie wysokiego poziomu ceny ropy stało się niemal rosyjską racją stanu. Od tego zależy bowiem wypełnianie przez władze ich zobowiązań wobec coraz bardziej rozbudowanego sektora socjalnego, a tym samym utrzymanie stabilności społecznej. W związku z wyborami parlamentarnymi (grudzień 2011 roku) i prezydenckimi (marzec 2012 roku) wydatki socjalne uległy dalszemu zwiększaniu. W konsekwencji ustawa budżetowa na 2012 rok przewiduje deficyty w wysokości 1,5% PKB, przy założeniu, że średnia cena ropy wyniesie 100 USD<sup>9</sup>. Analitycy szacują, że finanse publiczne mogą zostać zrównoważone dopiero przy cenie 117 USD za baryłkę.

Uzależnienie rosyjskiego budżetu i gospodarki od wysokich cen ropy potencjalnie stwarza zagrożenie dla stabilności finansowej Rosji. Według szacunków rosyjskich ekspertów rządowych spadek ceny do 80 USD doprowadziłby do zmniejszenia wzrostu gospodarczego o 2,5% PKB i znaczącego spadku inwestycji<sup>10</sup>. W przypadku ceny ropy w wysokości 60 USD Rosja zanotowałaby spadek PKB o 1,4% i inwestycji o 6,5%. Przygotowany przez Ministerstwo Finansów projekt głównych kierunków polityki zadłużeniowej państwa do roku 2014 zakłada zaś, że w przypadku spadku ceny ropy do 60 USD za baryłkę, czyli poziomu z lat 2006–2007, deficyt budżetowy wyniesie 5% PKB, a przy cenie poniżej 50 USD wzrośnie nawet do 20% PKB<sup>11</sup>. W rezultacie potencjalny spadek ceny surowca mógłby doprowadzić do poważnego kryzysu gospodarczego w Rosji, co musiałoby mieć daleko idące skutki dla rosyjskiej polityki. Traktowanie przez władze sektora naftowego jako „dojnej krowy” sprawia również, że obciążenia fiskalne należą do najwyższych wśród państw producentów ropy. Pomimo ponawianych od lat przez koncerny naftowe apeli i ostrzeżeń przed negatywnymi skutkami wadliwego systemu podatkowego, politycy niechętnie odnoszą się do propozycji zmniejszenia podatków.

<sup>9</sup> Ustawa budżetowa przewiduje również, że cena ropy w 2013 roku wyniesie 97 USD, w 2014 roku 101 USD.

<sup>10</sup> Jest li żyzn̄ niže \$100/barriel'?, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 22, 2011.

<sup>11</sup> J. Krawczenko, M. Lutowa, Pieczal'neftianika, *Wiedomosti*, 11.08.2011.

### 3. Ropa jako instrument polityki zagranicznej

Potencjał energetyczny kraju jest wykorzystywany przez władze do umacniania pozycji Rosji na arenie międzynarodowej. Praktyka ostatnich lat dowodzi, że wzrost dochodów budżetowych dzięki eksportowi ropy wpłynął na wzrost ambicji międzynarodowych Rosji i sprawił, że rosyjska polityka zagraniczna stała się bardziej asertywna<sup>12</sup>. W końcu pierwszej kadencji prezydentury Władimira Putina (2000–2004), kiedy cena ropy zaczęła szybko rosnąć, powstała nieformalna koncepcja Rosji jako „imperium energetycznego”. Nie została ona sformalizowana w żadnym dokumencie oficjalnym czy wystąpieniu przedstawicieli rosyjskich władz. Należy ją postrzegać jako podjętą przez ekspertów próbę zdefiniowania politycznych działań Moskwy, mających pomóc w budowaniu jej pozycji międzynarodowej w oparciu o unikatowy potencjał naftowo-gazowy<sup>13</sup>. W niektórych rosyjskich dokumentach oficjalnych pojawiają się jednak symptomy myślenia w duchu Rosji jako „imperium energetycznego”. W Strategii energetycznej do 2020 roku, przyjętej w sierpniu 2003 roku, znalazł się zapis o znaczeniu energetyki jako instrumentu polityki zagranicznej: „Rosja dysponuje znacznymi zasobami surowców energetycznych i silnym kompleksem paliwowo-energetycznym, który jest bazą rozwoju gospodarki, instrumentem prowadzenia polityki wewnętrznej i zagranicznej. Rola kraju na światowych rynkach energetycznych w dużym stopniu określa jej wpływy geopolityczne”<sup>14</sup>. Prezydent Władimir Putin podczas posiedzenia Rady Bezpieczeństwa w 2005 roku mówił zaś, że „Rosja chce być liderem światowej energetyki”<sup>15</sup>. Podobne przekonanie wynika z tego, że poza sektorem energetycznym Rosja dysponuje relatywnie niewielkim potencjałem gospodarczym, który mogłaby wykorzystywać jako instrument umacniający jej międzynarodowy status i obecność gospodarczą za granicą.

W rezultacie gaz i ropa nierzadko służą Rosji jako karta przetargowa w relacjach z innymi państwami, a rosyjskie koncerny naftowe są najważniejszymi rosyjskimi inwestorami zagranicznymi, często inwestującymi w sektory o znaczeniu strategicznym. Moskwa wspiera ich ekspansję zagraniczną, postrzegając je

<sup>12</sup> Ciekawe, że wybuch wojny rosyjsko-gruzińskiej zbiegł się z najwyższym w historii poziomem ceny ropy na rynkach światowych, która w lipcu 2008 roku, na trzy tygodnie przed początkiem konfliktu, kosztowała 147 USD za baryłkę.

<sup>13</sup> Zob. np. F. Hill, *Energy Empire: Oil, Gas and Russia's Revival*, Foreign Policy Centre, wrzesień 2004, <http://fpc.org.uk/fsblob/307.pdf>

<sup>14</sup> *Energieticzeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda*, s. 4. W nowej redakcji Strategii energetycznej do 2030 roku, przyjętej w końcu 2009 roku, podobny zapis już się nie pojawił.

<sup>15</sup> <http://archive.kremlin.ru/text/appears/2005/12/99294.shtml>

– szczególnie w państwach obszaru WNP i dawnego bloku wschodniego – jako jedno ze swoich kluczowych narzędzi w polityce zagranicznej. Przejawem wykorzystywania przez Rosję kwestii naftowych do nacisku politycznego Kremla może być m.in. wstrzymanie dostaw ropy do terminalu w Windawie w 2001 roku, po tym jak władze Łotwy odmówiły jego sprzedaży firmie rosyjskiej; wyłączenie w 2006 roku ropociągu dostarczającego surowiec do rafinerii w Możejkach (pod pretekstem jego „awarii”) po ogłoszeniu sprzedaży przedsiębiorstwa polskiemu PKN Orlen zamiast koncernowi rosyjskiemu<sup>16</sup>; wstrzymanie eksportu ropy na Białoruś w 2007 roku, aby zmusić Mińsk do przyjęcia nowych warunków importu surowców. Z drugiej strony Rosja nierzadko łączy podpisanie kontraktu na dostawy surowców energetycznych z pewnymi koncesjami na rzecz danej rosyjskiej firmy. Na przykład jednym z warunków rosyjsko-chińskiej umowy o budowie ropociągu z Syberii Wschodniej do Chin było przekazanie Rosniefti 49% akcji w powstającej w Tiencinie rafinerii, dzięki czemu ten rosyjski koncern po raz pierwszy wszedł na rynek chiński.

Od 2010 roku widoczna jest również strategia zwiększania pozycji międzynarodowej rosyjskich koncernów naftowych poprzez ograniczone otwarcie dostępu firm zagranicznych do rosyjskiego sektora energetycznego. W zamian za mniejszościowe udziały w złożach w Rosji firmy państwowe dążą do przejęcia udziałów w akcjonariacie danej firmy zachodniej, ewentualnie w jej aktywach wydobywczych lub do transferu technologii. Szczególnie dobrze widoczne jest to na przykładzie Arktyki, największego na świecie niezagospodarowanego regionu o potencjalnie ogromnych zasobach surowców energetycznych. Zgodnie z rosyjskim prawem, licencje na poszukiwanie złóż w Arktyce mogą uzyskiwać wyłącznie firmy państwowe (Rosnieft’, Gazpromnieft’, Gazprom, Zarubieźnieft’), które następnie mogą na określonych warunkach przekazać podmiotowi zagranicznemu mniejszościowe pakiety akcji. Sztandarowym przykładem tej nowej polityki jest porozumienie między Rosnieftią i ExxonMobil z sierpnia 2011 roku, na mocy którego rosyjski koncern uzyskał dostęp do sześciu jej aktywów wydobywczych, m.in. w USA i Kanadzie w zamian za przekazanie 33% akcji w trzech złożach na Morzu Karskim. W styczniu 2011 roku Rosnieft’ próbowała zawrzeć nawet dalej idącą transakcję z BP, która przewidywała objęcie przez rosyjski koncern 5% akcji w tej brytyjskiej firmie w zamian za 10% własnych akcji. Umowa pozostała jednak niezrealizowana.

<sup>16</sup> Rosjanie wstrzymali dostawy również w 2000 roku, kiedy rafinerię w Możejkach kupił amerykański Williams, co w rezultacie doprowadziło do odsprzedania przedsiębiorstwa rosyjskiemu Jukosowi.



## II. ROSYJSKIE ZASOBY NAFTOWE

### 1. Stan zasobów

Rosja ma jedno z największych na świecie złóż ropy naftowej (7. miejsce) i jest drugim – po Arabii Saudyjskiej – największym producentem tego surowca (12,9-procentowy udział w produkcji światowej)<sup>17</sup>. Według szacunków międzynarodowych (m.in. BP Statistical Review of World Energy i EIA) potwierdzone rosyjskie zasoby ropy wynoszą około 10 mld ton, co stanowi 5,6% zasobów światowych. Przy obecnym poziomie wydobycia – 511,3 mln ton w 2011 roku – wystarczyłoby więc ich na dwadzieścia lat. Znacznie bardziej optymistyczne są dane rosyjskie. Ministerstwo Energetyki Rosji ocenia wielkość złóż naftowych nadających się do eksploatacji na co najmniej 22 mld ton, co pozwoliłoby utrzymać obecny poziom produkcji przez około 40 lat. Rosja szacuje ponadto, że zasoby ropy na szelfie kontynentalnym, głównie arktycznym, mogą sięgać 16,5 mld ton oraz że istnieje duże prawdopodobieństwo odkrycia nowych znaczących zasobów.

Specyfiką rosyjskiego sektora naftowego jest to, że większość ropy pochodzi z dużych złóż, które obecnie odpowiadają za około 60% całości wydobycia. Problemem jest jednak ich wysoki stopień wyeksploatowania, sięgający 60%. Kolejną cechą rosyjskiego sektora wydobywczego jest 60-procentowy udział złóż trudno dostępnych w ogólnym poziomie produkcji największych firm naftowych. Ponadto ogromną większość złóż wprowadzono do eksploatacji jeszcze w czasach ZSRR, nowe projekty, uruchomione w ostatnich kilku latach, odpowiadają jedynie za kilka procent rocznego wydobycia. Przy tym większość z nich zalicza się do kategorii małych lub średnich i ze względu na skomplikowaną strukturę geologiczną wymaga dalszych kosztownych inwestycji.

Od 1991 do 2004 roku w związku z przewagą wydobytego surowca nad odkrytymi w tym okresie nowymi złożami, zasoby rosyjskiej ropy ulegały systematycznemu zmniejszeniu. Wynikało to z rabunkowej eksploatacji prowadzonej przez część koncernów i znacznego spadku nakładów inwestycyjnych na prace geologiczno-poszukiwawcze. Dopiero od 2005 roku w Rosji zasoby nowo odkrytych złóż przewyższają wielkość wydobywanego co roku surowca. Większość nowych złóż zaliczana jest jednak do kategorii małych, których

<sup>17</sup> BP Statistical Review of World Energy 2010, Londyn 2011. W 2010 roku Rosja wydobyla o 37 mln ton ropy więcej niż Arabia Saudyjska, jednak w 2011 roku utraciła pozycję lidera światowego wydobycia tego surowca.

zagospodarowanie jest mniej efektywne niż średnich i dużych. Co więcej, przyrost zasobów wynika również z przypisania odkrytych wcześniej złóż do wyższej kategorii określającej prawdopodobieństwo eksploatacji. W sumie w latach 2000–2010 przyrost zasobów naftowych nad wydobytą w tym czasie ropą wyniósł 89 mln ton.

## 2. Główne centra wydobywania

W Rosji istnieje kilka centrów wydobywania ropy (zwanymi prowincjami naftowymi), z których kluczowe znaczenie mają dwa: Syberia Zachodnia oraz Ural-Powołże, gdzie wydobywa się odpowiednio 63% i 22,1% rosyjskiej ropy. Mniejsze, choć rosnące znaczenie mają położone na północy europejskiej części kraju Timano-Peczora (6,3%), Daleki Wschód (2,9%), Syberia Wschodnia wraz z północną częścią Kraju Krasnojarskiego (3,9%) oraz Kaukaz Północny (1,8%). Rozmieszczenie rosyjskich prowincji naftowych ilustruje mapa 1 (zob. str. 19), zaś w Tabeli 1 pokazano udział poszczególnych regionów Rosji w wydobywaniu ropy.

**Tabela 1.** Udział regionów Rosji w wydobywaniu ropy (2010)

Region	mln ton	%
Syberia Zachodnia	318,3	63
Ural-Powołże	111,5	22,1
Timano-Peczora	31,5	6,3
Syberia Wschodnia i pñ. Kraju Krasnojarskiego	19,7	3,9
Daleki Wschód	14,8	2,9
Kaukaz	9,3	1,8
RAZEM	505,1	100

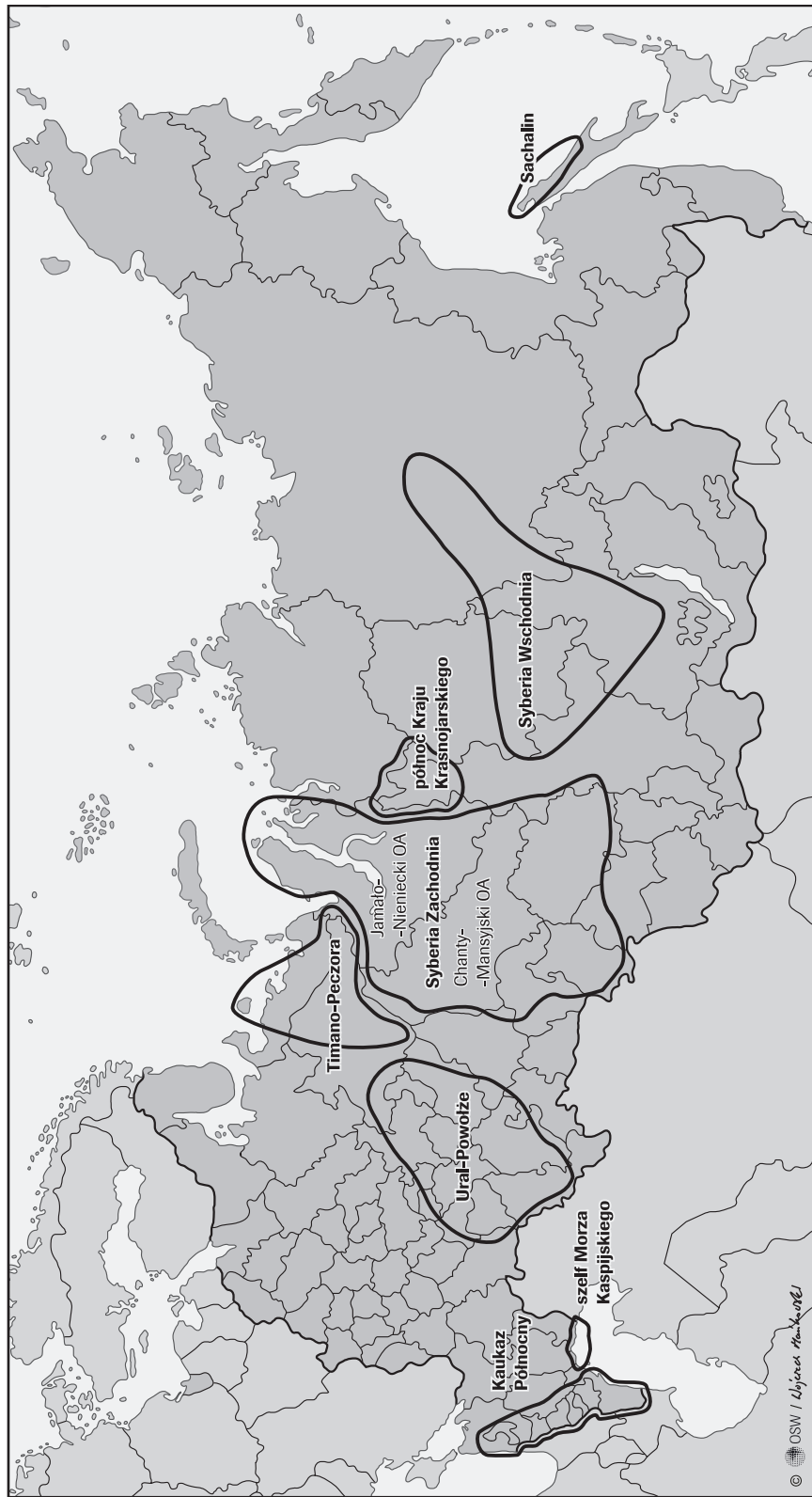
Najważniejszym regionem naftowym w Rosji i jednym z największych centrów wydobywania ropy na świecie jest **Syberia Zachodnia**, obejmująca Chanty-Mansyjski Okręg Autonomiczny (82% regionalnego wydobywania), Jamało-Nieniecki Okręg Autonomiczny (12,5%), obwody tiumeński, tomski i nowosybirski (5,5%). W 2010 roku w zachodniosyberyjskiej prowincji naftowej wydobyto

w sumie 318,3 mln ton. Ropa z tego regionu charakteryzuje się wysoką jakością ze względu na niewielką zawartość siarki (nazwa gatunkowa Siberian Light), a złoża mają korzystną strukturę geologiczną. Mimo trwającego od 1964 roku ekstensywnego wydobycia w regionie tym wciąż znajduje się około połowy wszystkich zasobów naftowych Rosji, w tym osiem z dziesięciu największych złóż rosyjskich. Dwa z nich – Priobskie (własność Rosniefti i Gazpromniefti, produkuje 34 mln ton rocznie) i Samotlorskie (własność TNK-BP, 25 mln ton) – należą do dziesiątki największych na świecie i łącznie dają 15% rosyjskiej produkcji. Największym problemem zachodniosyberyjskiej prowincji naftowej jest jednak wysoki poziom wyeksploatowania złóż wynoszący około 50%, co przekłada się na systematyczny spadek wydobycia (w przypadku Samotloru o około 5% rocznie). Produkcja obniża się pomimo wzrastającej aktywności inwestycyjnej. Większość rosyjskich ekspertów jest zdania, że zwiększanie wydobycia na Syberii Zachodniej jest już niemożliwe i w najbardziej optymistycznym wariantcie można jedynie podtrzymać obecny poziom produkcji<sup>18</sup>.

Do czasu rozpoczęcia wydobycia ropy na większą skalę na Syberii Zachodniej najważniejszym regionem naftowym ZSRR był **Ural-Powołże**, obejmujący Tatarstan, Baszkirię, Udmurcję, kraj permski, obwody samarski i orenburski. Od czasu rozpoczęcia w latach 20. XX wieku eksploatacji tamtejszych złóż w regionie wydobyto ponad 6 mld ton surowca, w tym 111,5 mln ton w 2010 roku. Pochoząca stamtąd ciężka ropa charakteryzuje się wysoką zawartością siarki, przez co sprzedawana jest z dyskontem w stosunku do ropy Brent, a także różnych gatunków rosyjskiej ropy. Obecnie złoża regionu są wyeksploatowane w 70% i wydobycie systematycznie spada. Zasoby naftowe Uralu-Powołża w dalszym ciągu sięgają 16% całości zasobów rosyjskich. Największym złożem w regionie i trzecim pod względem wydobycia w Rosji (15 mln ton rocznie) jest Romaszkińskie, będące własnością Tatniefti, które jest jednak wyeksploatowane w 80%.

Trzecim pod względem wielkości wydobycia regionem naftowym Rosji jest położona na północy europejskiej części Rosji **Timano-Peczora**, obejmująca Nieniecki Okręg Autonomiczny i Republikę Komi. W 2010 roku wydobyto tam w sumie 31,5 mln ton ropy, co stanowiło 6,3% rosyjskiego wydobycia (na Komi przypadło 58,5%, na Nieniecki OA 41,5%). Niewielkie ilości ropy zaczęto wydobywać w Timano-Peczorze już w latach 30. Dopiero w latach 60. w regionie zaczęto produkować większe ilości surowca, przygotowując jednocześnie eksploatację złóż w jego północnej części, która ruszyła w latach 90. Zasoby

<sup>18</sup> Zob. np.: M. Turukałow, Zapadnaja Sibir: ot sniżenija dobyczy do obwała, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 6, 2009, s. 14.



Mapa 1. Rozmieszczenie rosyjskich prowincji naftowych

Timano-Peczory szacowane są na 1,3 mld ton, co stanowi 6% wszystkich bogactw naftowych Rosji. Tamtejsze złoża wciąż znajdują się w początkowym stadium eksploatacji (10%). O ile w ciągu ostatnich dwóch lat notuje się spadek wydobycia, to zgodnie z przewidywaniami po rozpoczęciu w 2015 roku eksploatacji na kilku większych złożach (m.in. Trebsa i Titowa) będzie ono rosło. Większość złóż zaliczanych jest do średnich i małych, przy tym 70% odnosi się do kategorii trudno wydobywanych i kapitałochłonnych. Ropa z tego regionu charakteryzuje się wyższą jakością niż bardziej zasiarczony surowiec z Uralu-Powołża i dlatego uzyskuje wyższą cenę. Surowiec (gatunek Arctic Light) eksportowany jest z terminalu w Warandej nad Morzem Barentsa. Poziom prac poszukiwawczo-geologicznych w Timano-Peczorze należy do najwyższych wśród wszystkich rosyjskich prowincji naftowych.

Najstarszym rosyjskim regionem naftowym jest **Kaukaz Północny**. Początki wydobycia sięgają tam końca XIX wieku. Tamtejsze złoża, położone głównie w Czeczenii, Kraju Krasnodarskim i Kraju Stawropolskim, są jednak niemal całkowicie wyeksploatowane i mają marginalne znaczenie dla całości rosyjskiego wydobycia (produkcja roczna wynosi około 5 mln ton).

### 3. Perspektywiczne regiony naftowe

W związku z systematycznym spadkiem wydobycia na tradycyjnych złożach naftowych istnieje problem zagospodarowania nowych regionów. Największe szanse na uzyskanie statusu ważnych centrów wydobycia mają Syberia Wschodnia wraz z północną częścią Kraju Krasnojarskiego i Daleki Wschód oraz – w bardziej odległej perspektywie – szelf arktyczny. W części tych regionów wydobycie już się rozpoczęło, pozostaje jednak na niskim poziomie. Wzrost wydobycia, choć o mniejszym znaczeniu dla rosyjskiego sektora naftowego, oczekiwany jest również na szelfie Morza Kaspijskiego i Morza Czarnego.

Cechą wspólną dla wszystkich tych regionów jest ich wciąż słaby stopień zbadania geologicznego, co przekłada się na niejasną wielkość zasobów naftowych. Ponadto inwestycje w badania geologiczno-poszukiwawcze są na niskim poziomie, a odkryte złoża znajdują się w początkowym stadium zagospodarowywania i pod względem potwierdzonych zasobów należą w większości do kategorii średnich. Syberia Wschodnia i Daleki Wschód oraz szelf arktyczny różnią się od obecnych głównych ośrodków wydobycia znacznie surowszymi warunkami klimatycznymi, co znacząco podraża koszt inwestycji i wymaga zastosowania nowych, często jeszcze nieopracowanych technologii (jak w przypadku szelfu arktycznego). Ważną sprawą dotyczącą nowych złóż

jest również opłacalność wydobycia, a tymczasem na 80% z nich produkcja w obecnych warunkach podatkowych jest nierentowna.

Wśród perspektywicznych regionów naftowych najwcześniej rozpoczęła się eksploatacja ropy na **Dalekim Wschodzie**. Obecnie produkcja trwa wyłącznie na odkrytych w latach 80. złożach na szelfie Sachalinu, które uruchomiono stopniowo w ciągu ostatnich dziesięciu lat. Potwierdzone zasoby projektów Sachalin-1, Sachalin-2 i Sachalin-3 wynoszą około 400 mln ton ropy. Zasoby prognozowane dla tego regionu są wielokrotnie wyższe i szacowane na około 1,5 mld ton. Poziom wydobycia ropy na Dalekim Wschodzie wyniósł w 2010 roku 14,8 mln ton, co stanowiło 2,9% całości rosyjskiej produkcji. Poza Sachalinem trwają prace poszukiwawcze na szelfie Kamczatki i Czukotki, które są uważane za regiony perspektywiczne.

Wydobycie rozpoczęło się również na **Syberii Wschodniej**, po tym jak w 2010 roku został uruchomiony ropociąg WSTO (Wschodnia Syberia–Ocean Spokojny). Wcześniej region był pozbawiony jakiegokolwiek infrastruktury transportowej, co było przeszkodą dla zagospodarowywania położonych tam złóż naftowych. W planach rosyjskich władz Syberia Wschodnia w ciągu najbliższych dwudziestu lat ma się stać jednym z ważniejszych centrów wydobycia ropy w Rosji. Potwierdzone zasoby Syberii Wschodniej wynoszą obecnie 1,15 mld ton ropy i 1,18 mld ton prawdopodobnych<sup>19</sup>. Przy tym jest to ropa znacznie lepszej jakości i mniej zasiarczona niż uralsko-nadwołżańska, co przekłada się na duży popyt na nią na rynkach azjatyckich. Geolodzy rosyjscy twierdzą, że region jest perspektywiczny, jeśli chodzi o prawdopodobieństwo odkrycia nowych złóż. Syberyjski Oddział RAN szacuje nawet, że wydobywalne zasoby naftowe Syberii Wschodniej i Dalekiego Wschodu mogą sięgnąć gigantycznych 15–22 mld ton, choć liczbę tę częściej redukuje się do 8 mld ton<sup>20</sup>. Nieznaczny w ostatnich latach przyrost zasobów na razie nie potwierdza tych bardzo optymistycznych prognoz, co wynika również z niewystarczającego poziomu badań geologiczno-poszukiwawczych.

Do Syberii Wschodniej zalicza się często również **północną część Kraju Krasnojarskiego**, mimo że geograficznie jest ona częścią Syberii Zachodniej. Wydobycie rozpoczęło się w 2009 roku i obecnie trwa jedynie na złożu

<sup>19</sup> O. Priszczepa, J. Podolski, Mnienije WNIIGRI: niet po niefti i wozmožno po gazu, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 20, 2010, s. 28.

<sup>20</sup> N. Pusienkowa, Wostok jest' wostok: nowaja nieftiegazowaja prowincija Rossii, Raboczije materiały moskowskiego Centra Karnegi, nr 4, 2007, s. 14.

Wankorskim, największym w Rosji złożu naftowych zagospodarowanym od podstaw po 1991 roku. Potwierdzone zasoby Wankoru wynoszą 390 mln ton ropy i 105 mln ton prawdopodobnych<sup>21</sup>. W 2010 roku łączne wydobycie na Syberii Wschodniej i na północy Kraju Krasnojarskiego sięgnęło 19,7 mln ton, co stanowiło 3,9% całości rosyjskiej produkcji. W najbliższych latach poziom ten będzie szybko rósł, choć jego docelowa wielkość pozostaje sporna. Wzrastające wydobycie w tym regionie już w części zamortyzowało stosunkowo niewielki na razie spadek wydobycia na Syberii Zachodniej.

Kolejnym perspektywicznym regionem wydobycia ropy jest **szelf arktyczny**, przede wszystkim morza Karskie, Barentsa i Peczerskie. Rozpoczęcie produkcji ze względu na niezwykle trudne warunki klimatyczne, potrzeby technologiczne i ogromne koszty wciąż jest daleką perspektywą. Nie należy raczej oczekiwać rozpoczęcia eksploatacji wcześniej niż po 2030 roku. Dotychczas rozdzielono zaledwie trzy licencje na wydobycie na Morzu Karskim (otrzymała je Rosneft<sup>22</sup>). Rosyjskie Ministerstwo Środowiska prognozuje, że wydobywalne zasoby naftowe na szelfie arktycznym mogą sięgać 11,5 mld ton ropy<sup>22</sup>. Nie jest to jednak poparte żadnymi badaniami geologicznymi, gdyż region wciąż pozostaje prawie niezbadany.

Według oficjalnych szacunków rosyjskich duże zasoby naftowe mogą występować również w pozostałych częściach rosyjskiego szelfu. Poza już wspomnianym szelfem na Dalekim Wschodzie obiecującymi regionami są rosyjska część **szelfu Morza Kaspijskiego i Morza Czarnego**. W 1995 roku poszukiwanie ropy na szelfie kaspijskim zaczął ŁUKoil, który odkrył kilka znaczących złóż o zasobach około 300 mln ton. W 2010 roku ruszyła eksploatacja na pionierskim, pierwszym w tym regionie Rosji, złożu im. Korczagina niedaleko Astrachania<sup>23</sup>. Perspektywiczny jest również szelf Dagestanu, gdzie jednak nie są prowadzone obecnie żadne badania geologiczne. Trwają za to prace poszukiwawcze na szelfie czarnomorskim. Najbardziej zaawansowane są na złożach: Rów Tuapsiński i Wał Szatskiego (obie są własnością Rosnefti), którego zasoby oceniane są na odpowiednio około 1,2 mld ton i około 860 mln ton ropy<sup>24</sup>. Eksploatacja w tym regionie, mimo korzystnych warunków klimatycznych, będzie kapitałochłonna i zacznie się nie wcześniej niż po 2025 roku. Niewielkie

<sup>21</sup> [http://rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern\\_siberia/vankorneft/](http://rosneft.ru/Upstream/ProductionAndDevelopment/eastern_siberia/vankorneft/)

<sup>22</sup> <http://www.ngv.ru/about/news/news9528.aspx>

<sup>23</sup> [http://lukoil.ru/materials/images/Oil\\_production/2011/Oil\\_production\\_FB\\_ru.pdf](http://lukoil.ru/materials/images/Oil_production/2011/Oil_production_FB_ru.pdf)

<sup>24</sup> J. Mazniewa, W. Nowyj, Morskoj riekord, *Wiedomosti*, 18.06.2010.

ilości (kilkaset tysięcy ton rocznie) wydobywa się również na szelfie w obwodzie kaliningradzkim.

#### 4. Poziom wydobycia ropy

Od 2000 roku wydobycie ropy w Rosji zwiększyło się z poziomu 323 mln ton do 511,3 mln w 2011 roku (zob. Wykres 4). Przy tym 90% ropy (464 mln ton) wydobywane jest przez dziewięć największych firm<sup>25</sup>. Wzrost produkcji w tym okresie aż o 58% jest największym sukcesem rosyjskiego sektora naftowego o trudnym do przecenienia znaczeniu dla rosyjskiej gospodarki i polityki. Ogromny skok produkcji był w znacznym stopniu nieoczekiwany. W 2000 roku Ministerstwo Energetyki prognozowało w kolejnych latach co najwyżej niewielki wzrost wydobycia, nie wykluczając jednocześnie możliwości znaczącego spadku.

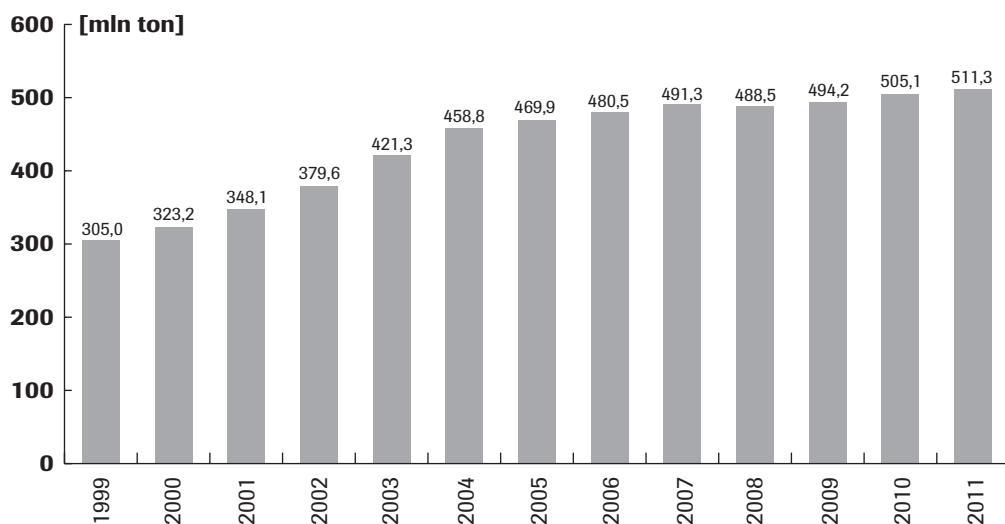
Istnieją dwie podstawowe przyczyny, które pozwalają wyjaśnić, dlaczego w rosyjskim sektorze naftowym doszło do tak znaczącego zwiększenia produkcji. Po pierwsze, prywatni właściciele koncernów prowadzili politykę ekstensywnego, niemal rabunkowego wydobycia, koncentrując się na najłatwiej dostępnych złożach przygotowanych jeszcze w czasach radzieckich<sup>26</sup>. Celem była maksymalizacja zysków poprzez wydobycie jak największej ilości ropy możliwie najniższym kosztem, nie zważając na racjonalność i przyszłe konsekwencje podobnych metod. W rezultacie wiele najbardziej opłacalnych w wydobyciu złóż naftowych zostało nadmiernie wyeksploatowanych. Słabe wówczas instytucje państwowe nie były w stanie zahamować tego procederu. Po drugie, do wzrostu wydobycia przyczynił się opisany wyżej kilkukrotny na przestrzeni dziesięciu lat wzrost cen ropy, co doprowadziło do odrodzenia sektora naftowego, który w latach 90. znajdował się w głębokim kryzysie. Dzięki napływowi kapitału, a tym samym wprowadzeniu nowych technologii intensyfikacji wydobycia możliwe stało się wznowienie produkcji na złożach uznanych wcześniej za nieopłacalne w eksploatacji.

<sup>25</sup> Według danych za 2011 rok: Rosnieft' (122 mln ton), ŁUKoil (90,7 mln), TNK-BP (86 mln), Surgutnieftiegaz (60,7 mln), Gazpromnieft' (32 mln), Tatnieft' (26 mln), Sławnieft' (18 mln), Baszneft' (15 mln) i Russnieft' (13,6 mln). Pozostałe 10% wydobycia przypada na Gazprom, międzynarodowe konsorcja zajmujące się eksploatacją projektów Sachalin-1 i Sachalin-2 oraz na małe firmy naftowe, w tym trzy główne: Tomsknieft', Salym Petroleum i Novatek.

<sup>26</sup> Nieftiedobycza: szatkoje blagopołuczije, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010.



Wykres 4. Wydobycie ropy w Rosji w latach 1999–2011

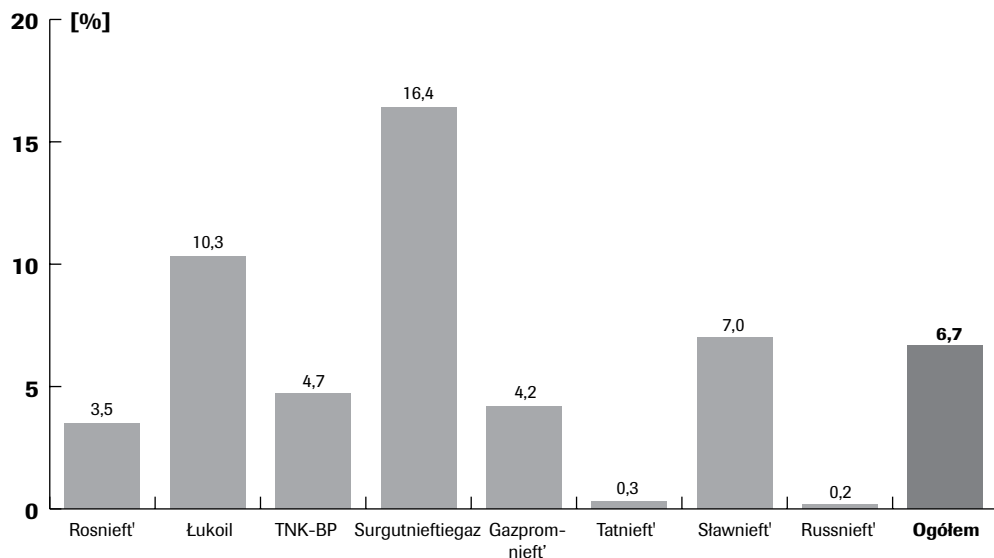


Dane: Ministerstwo Energetyki FR

Dynamika wzrostu wydobycia wynosząca w latach 2000–2004 od 6% do 11% rocznie zaczęła się jednak obniżać i w ostatnich latach sięgała około 2%. Wyjątkiem był 2008 rok, kiedy poziom produkcji nieznacznie spadł. Oznacza to, że źródła wzrostu zaczynają się wyczerpywać, co spowodowane jest głównie systematycznym spadkiem wydobycia na starych złożach o kluczowym znaczeniu dla sektora. W ostatnich kilku latach spadek ten był jednak amortyzowany przez wzrost produkcji na nowych złożach, szczególnie na Syberii Wschodniej (Wankor, Wierchnieczońskie, Talakańskie) i na Sachalinie. W 2009 roku na złożach wprowadzonych do eksploatacji w ciągu ostatnich pięciu lat wydobyto 31 mln ton, co stanowiło 6,7% całości produkcji ropy (zob. Wykres 5).

Na kondycję sektora naftowego negatywnie wpływa niewystarczający poziom inwestycji w prace geologiczno-poszukiwawcze, zagospodarowywanie już odkrytych złóż, co w dużym stopniu wynika z nadmiernych obciążeń fiskalnych koncernów naftowych. Niekorzystna jest także rosnąca monopolizacja oraz ograniczanie dostępu dla inwestycji zagranicznych. Najważniejsze problemy sektora naftowego zostały szeroko przedstawione w rozdziale IV.

**Wykres 5.** Procentowy udział nowych złóż w ogólnym poziomie wydobycia koncernów naftowych w 2009 roku



**Dane:** *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 4, 2010

## 5. Poziom eksportu ropy

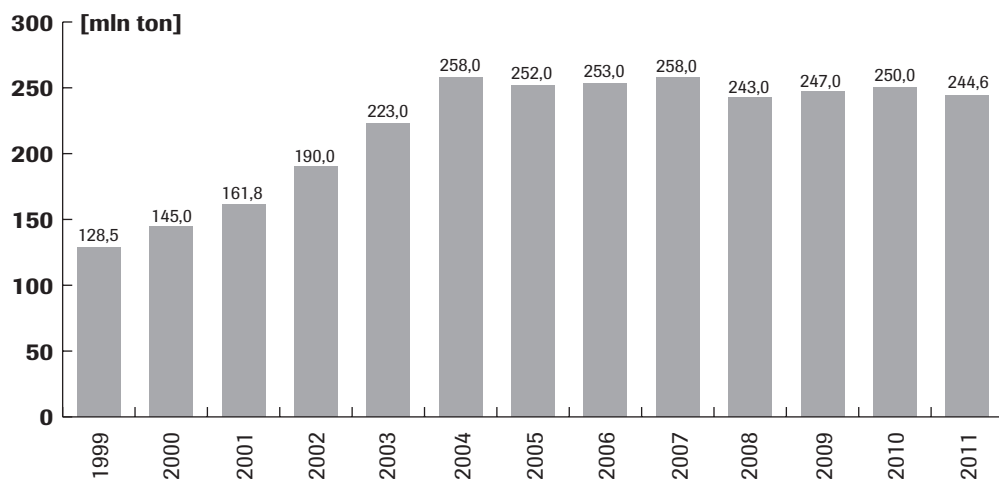
Rosja jest drugim największym po Arabii Saudyjskiej eksporterem ropy na świecie, z udziałem w wysokości 13,2%<sup>27</sup>. Eksport ropy jest podstawowym źródłem dochodów zarówno rosyjskich koncernów naftowych, jak i budżetu państwa. Eksport surowca wzrósł w ciągu ostatnich dziesięciu lat o około 75%, z poziomu 145 mln ton w 2000 roku do 250 mln ton w 2010 roku (zob. Wykres 6), co wynikało ze znaczącego wzrostu wydobycia. Od 2004 roku wielkość eksportu utrzymuje się na poziomie około 250 mln ton rocznie. Jednocześnie jednak znacznie zwiększył się eksport produktów naftowych, który od 2004 roku wzrósł o 50 mln ton do 132 mln ton (zob. szerzej rozdz. III, pkt 3.2.).

Około 87% rosyjskiej ropy eksportowane jest za pośrednictwem ropociągów znajdujących się pod kontrolą Transnefti, a 13% przypada na transport kolejowy i rzeczny. Według danych za 2009 rok głównym rynkiem eksportu rosyjskiej ropy są państwa UE i Bałkanów, na które przypada 60% całości sprzedaży. Udział krajów obszaru WNP wynosi 21% (głównie Białoruś i Ukraina), Azji 12%,

<sup>27</sup> Udział Arabii Saudyjskiej wynosi 15,4%, na trzecim miejscu jest Iran – 5,4%. Dane EIA za 2010 rok.

Ameryki Północnej i Południowej 6%, Afryki 0,7%, Australii 0,3%<sup>28</sup>. Największymi importerami rosyjskiej ropy są: Niemcy (10% całości eksportu ropy), Holandia (7,5%), Polska (5,5%) i Chiny (5%).

Wykres 6. Eksport ropy z Rosji w latach 1999–2011



Dane: Federalna Służba Statystyki Państwowej FR

<sup>28</sup> Dane EIA.

### **III. INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA I SEKTOR RAFINERYJNY**

#### **1. Infrastruktura istniejąca**

Rosja ma jedną z największych na świecie sieci ropociągowych, której ogólna długość wynosi 68 tys. km, w tym 19,3 tys. km przypada na ropociągi produkcyjne. Wyłącznym właścicielem ropociągów jest państwowa kompania Transneft', która posiada również monopol na transport ropy. Koncern zarządza dostępem do rurociągów, wydziela firmom naftowym kwoty na przesył surowca wewnątrz Rosji i jego eksport. W sumie Transneft' odpowiada za transport 93% rosyjskiej ropy. Reszta jest przesyłana głównie koleją przez Rosyjskie Koleje Państwowe (RZD) oraz firmy prywatne.

Kluczowe rosyjskie magistrale ropociągowe (zob. Mapa 2), przebiegają z Syberii Zachodniej i Uralu do centralnej części Rosji, a stamtąd do rosyjskich terminali eksportowych w Noworosyjsku i Tuapse nad Morzem Czarnym (ropociąg Samara-Noworosyjsk) oraz do Primorska (ropociąg Bałtycki System Rurociągowy, BTS). Nową magistralą o rosnącym znaczeniu jest ropociąg Wschodnia Syberia-Ocean Spokojny (WSTO), którego pierwszą część uruchomiono w 2010 roku. Innymi ważnymi ośrodkami eksportu ropy są terminale naftowe Warandej nad Morzem Barentsa, który przesyła ropę z Timano-Peczory oraz De Kastri w Kraju Chabarowskim, transportujący część ropy z Sachalinu. W sumie drogą morską Rosja eksportuje około 60% ropy (około 150 mln ton rocznie).

Najważniejszymi ropociągami eksportowymi są: Družba (Przyjaźń), która nitką północną dostarcza surowiec na Białoruś, do Polski, Niemiec oraz nitką południową na Słowację, do Czech i na Węgry (w sumie około 75 mln ton rocznie) oraz uruchomiony w styczniu 2011 roku ropociąg Skoworodino-Daqing (odnoga WSTO), przesyłający ropę do Chin. Ta nowa trasa eksportu ropy ma przepustowość 15 mln ton rocznie z perspektywą rozszerzenia do 30 mln ton. Jest to pierwsze energetyczne połączenie infrastrukturalne między Rosją i Chinami. Do 2009 roku wykorzystywany był również ropociąg Samara-Odessa, dostarczający ropę do części rafinerii ukraińskich.

#### **2. Infrastruktura budowana**

W ciągu ostatnich pięciu lat Rosja intensywnie rozwija nową infrastrukturę przesyłową zarówno wewnętrzną, jak i eksportową. Największymi projektami

rozbudowy sieci krajowych są ropociągi: Zapolarne–Purpe i Purpe–Samotlor (długość około 910 km, przepustowość 25 mln do 2013 roku i 50 mln do 2016 roku, wartość projektu ponad 5 mld USD), który ma transportować ropę z północy Kraju Krasnojarskiego<sup>29</sup> oraz Tichoreck–Tuapse-2 (długość 247 km, 12 mln ton surowca rocznie, koszt 0,7 mld USD), którego celem jest zwiększenie dostaw do rafinerii w Tuapse. Przez terytorium południowej części Rosji przebiega również ropociąg KTK (Kaspijskie Konsorcjum Rurociągowie), który pełni przede wszystkim funkcje tranzytowe dla ropy kazaskiej, do 2015 roku jego przepustowość będzie rozbudowywana z 28 do 67 mln ton rocznie. Dwoma kluczowymi powstającymi ropociągami eksportowymi są WSTO i BTS-2 (Bałtycki System Rurociągowy-2).

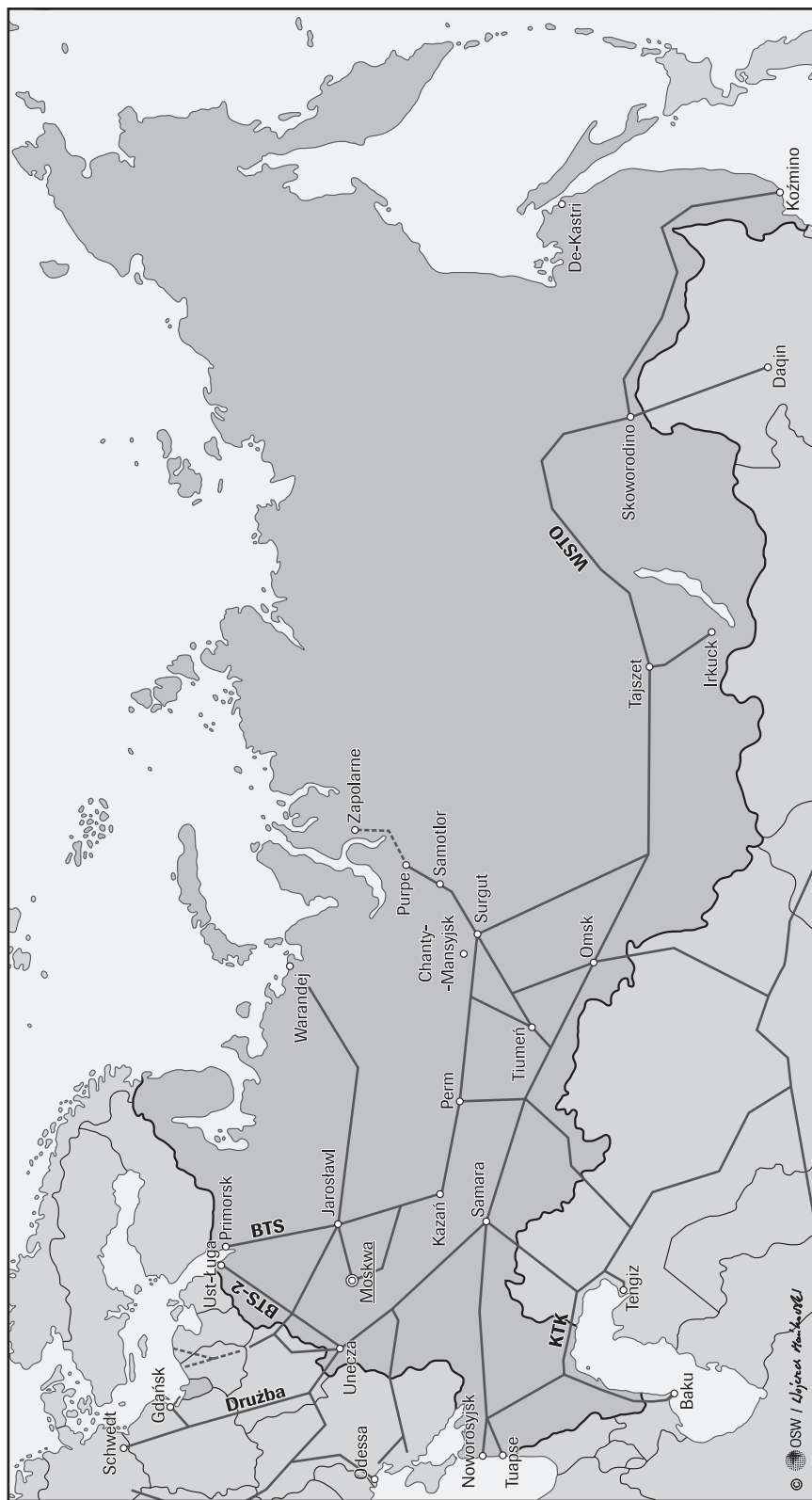
**Ropociąg WSTO** jest jednym z najbardziej strategicznych i najdroższych projektów realizowanych obecnie w rosyjskiej energetyce. Jego celem jest doprowadzenie do powstania na Syberii Wschodniej nowego centrum wydobycia ropy i połączenie tamtejszych złóż naftowych z terminalem Koźmino nad Oceanem Spokojnym. Nowy ropociąg ma również zapewnić dywersyfikację eksportu rosyjskiego surowca poprzez wejście na rynek naftowy państw Azji. Budowa WSTO rozpoczęła się w 2006 roku. Pierwsza część ropociągu (Tajszet–Skoworodino) o długości 2700 km i przepustowości 30 mln ton została uruchomiona w styczniu 2010 roku. Obecnie ze Skoworodino ropa jest przewożona koleją do terminalu w Koźmino. W drugiej fazie projektu (do 2013 roku) zostanie zbudowany ropociąg do Koźmino (50 mln ton, długość 1763 km) oraz rozszerzona moc pierwszej części do 80 mln ton. Całościowy koszt budowy WSTO sięgnie ponad 30 mld USD<sup>30</sup>.

W połowie 2009 roku rozpoczęła się budowa **ropociągu BTS-2**, który połączy Uneczę (obwód briański) z Ust-Ługą nad Morzem Bałtyckim (długość 998 km). Nowy ropociąg zostanie zbudowany w dwóch etapach. Pierwsza nitka o przepustowości 30 mln ton ropy rocznie zostanie uruchomiona w pierwszym kwartale 2012 roku. Następnie do końca 2013 roku moc rurociągu zostanie rozszerzona do 50 mln ton. Koszt całego projektu wyniesie 5 mld USD<sup>31</sup>.

<sup>29</sup> Ropociąg Purpe–Samotlor został uruchomiony w październiku 2011 roku.

<sup>30</sup> Szerzej na temat WSTO: W. Konończuk, Rosja uruchomiła ropociąg do Azji, *Tydzień na Wschodzie*, 06.01.2010, <http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/tnw119.pdf>; W. Konończuk, Ropociąg Wschodnia Syberia–Ocean Spokojny (WSTO): strategiczny projekt – organizacyjna porażka?, *Komentarze OSW*, nr 12, 2008, [http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze\\_12.pdf](http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/komentarze_12.pdf)

<sup>31</sup> Szerzej na temat BTS-2: W. Konończuk, Ruszyła budowa ropociągu BTS-2, *Tydzień na Wschodzie*, 17.06.2009, <http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/tnw97.pdf>



Mapa 2. Kluczowe rosyjskie magistralne ropociągowe

Ropociąg BTS-2 nie ma uzasadnienia ekonomicznego, gdyż już dzisiaj rosyjska infrastruktura ropociągowa ma nadwyżkę mocy eksportowych. Celem tego projektu jest więc nie tyle zwiększenie transportu ropy, ile uzyskanie alternatywnego wobec ropociągu Družba szlaku eksportu ropy i zminimalizowanie uzależnienia od państw tranzytowych. Dzięki temu Rosja uzyska możliwość manewrowania trasami przesyłu do Europy oraz instrument wpływu na państwa tranzytowe (Białoruś, Ukraina, Polska) i odbiorców ropy w Europie Środkowej.

Po ukończeniu nowych ropociągów BTS-2 i WSTO o planowanej łącznej przepustowości 120 mln ton ropy rocznie moce eksportowe Rosji wzrosną o około 45%. Obie trasy przesyłu znajdują się w zaawansowanym stadium budowy (część tego pierwszego projektu została już oddana do użytku), widoczna jest determinacja władz rosyjskich, aby doprowadzić budowę do końca. Problemem nie powinny być również środki finansowe, ze względu na uzyskanie przez Transneft' w 2009 roku kredytu chińskiego na budowę WSTO (10 mld USD) i wsparcie państwowe dla koncernu. Tym samym można oczekiwać, że oba strategiczne ropociągi zostaną ukończone w przewidzianym terminie.

### 3. Sektor rafineryjny

Rosja jest światowym liderem pod względem wydobycia ropy naftowej, mimo to jej sektor rafineryjny jest zacofany technologicznie i wymaga bardzo kosztownej modernizacji. Roczna moc przerobowa rosyjskich rafinerii wynosi 279 mln tony, co przekłada się na 6,2% światowych mocy rafineryjnych i daje Rosji trzecie miejsce po USA i Chinach<sup>32</sup>. Rosyjskie rafinerie nie wykorzystują jednak w pełni swoich możliwości produkcyjnych – wielkość przerobu ropy w 2011 roku wyniosła 258 mln ton, z tego 132 mln ton trafiło na eksport.

W Rosji działa obecnie 28 rafinerii, które generują w sumie 96% całości rosyjskich mocy rafineryjnych (reszta przypada na zakłady chemiczne Gazpromu i tzw. minirafinerie). Większość tych przedsiębiorstw jest własnością kilku największych rosyjskich koncernów naftowych, które kontrolują 72% wszystkich mocy<sup>33</sup>. Wszystkie rafinerie poza dwiema zbudowane zostały do połowy lat 60. ubiegłego wieku i oprócz kilku wyjątków nie były od tego czasu modernizowane. Ich instalacje zużyte są w 80%, a średni poziom głębokości przerobu

<sup>32</sup> BP Statistical Review..., *op. cit.*

<sup>33</sup> W tym Rosneft' 50 mln ton, ŁUKoil 45 mln, TNK-BP 22 mln, Surgutneftgaz 22 mln, Gazpromneft' 18 mln.

ropy w wynosi zaledwie 71,2%, przy tym znaczna część rafinerii osiąga jedynie około 60% (w UE około 90%)<sup>34</sup>. Wskaźnik Nelsona, pokazujący stopień zaawansowania przerobu ropy i możliwości produkcji wysokoprzetworzonych produktów naftowych, w przypadku rafinerii rosyjskich wynosi zaledwie 4,4. Dla porównania w Europie Zachodniej sięga 7,4, w rafinerii płockiej 9,5, w gdańskim Lotosie niemal 10, w litewskich Możejkach 10,3<sup>35</sup>. Technologiczne zacofanie rosyjskich rafinerii sprawia, że wytwarzają one przede wszystkim produkty o niskim stopniu przetworzenia. Struktura produkcji w 2011 roku przedstawiała się następująco: mazut (23,5%), olej napędowy (31,7%), benzyna (16,4%), paliwo lotnicze (4,1%), inne produkty (12,8%) i utrzymuje się bez większych zmian od lat 90.

### 3.1. Polityka państwa wobec sektora

W ostatnich latach władze Rosji prowadziły wobec sektora naftowego politykę, której celem było zwiększenie poziomu przerobu surowca w rafineriach rosyjskich, w tym zwiększenie eksportu produktów naftowych kosztem surowej ropy. Jeszcze w 1999 roku rząd wprowadził zasadę, że dostęp do systemu eksportowego Transnefti będzie uzależniony od wypełnienia kwot dostaw ropy do rafinerii. Efektem tej decyzji i wzrostu cen produktów naftowych na rynkach światowych było zwiększenie poziomu wykorzystania rosyjskich mocy rafineryjnych z 70% w 2000 roku do 90% obecnie (zob. Wykres 7). Strategia energetyczna do 2030 roku przewiduje dalszy wzrost wielkości przerobu surowca do 249–260 mln ton w 2022 roku i 275–311 mln ton w 2030 roku.

Władze zmierzają również do przymusowej modernizacji przemysłu rafineryjnego. W ostatnich latach właściciele rafinerii inwestowali stosunkowo niewiele, przede wszystkim dlatego, że pozbawieni byli impulsów modernizacyjnych, w tym w formie ulg podatkowych. Obecna polityka Kremla skierowana jest na administracyjne zmuszenie rafinerii do skoku technologicznego. Służyć ma temu wprowadzony zakaz produkcji paliw o klasie Euro-2 od 2011 roku, klasy Euro-3 od 2012 roku i Euro-4 od 2015 roku. Strategia 2030 przewiduje, że w ciągu najbliższych dziesięciu lat głębokość przerobu ropy wzrośnie z obecnych 71,2% do 83%, a w 2030 roku do 89–90%.

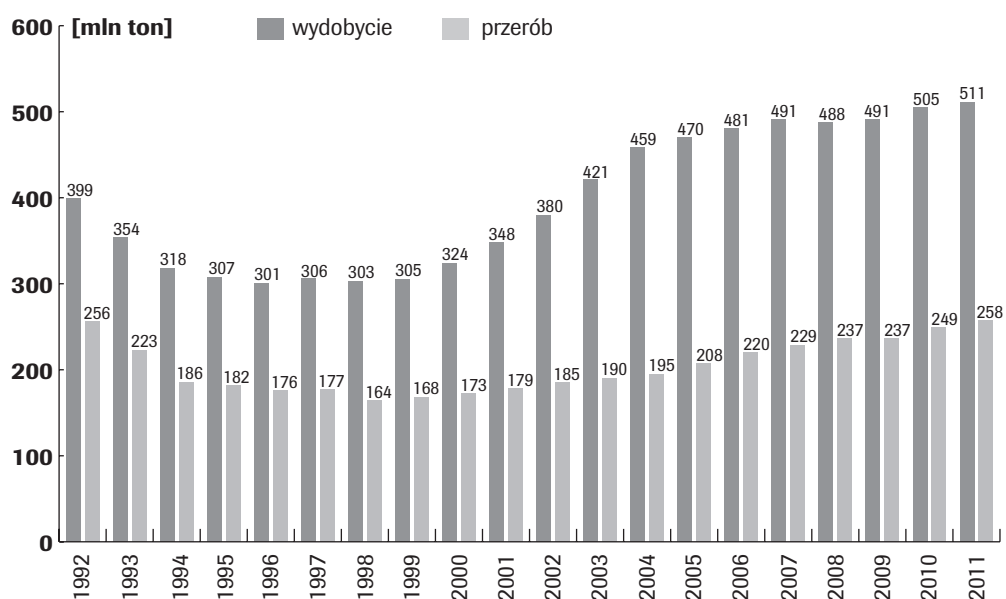
<sup>34</sup> A. Mieszczerin, Chomut na szejku, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 7, 2017, s. 12.

<sup>35</sup> [http://www.orlen.pl/PL/RelacjeInwestorskie/Documents/Company\\_overview\\_PL\\_March\\_2011.pdf](http://www.orlen.pl/PL/RelacjeInwestorskie/Documents/Company_overview_PL_March_2011.pdf)



Modernizacja technologiczna sektora rafineryjnego będzie jednak ogromnie kosztowna. Ministerstwo Energetyki szacuje poziom niezbędnych inwestycji na 20 mld USD do 2015 roku<sup>36</sup>, a generalny schemat rozwoju sektora naftowego na 30 mld USD w ciągu najbliższych dziesięciu lat. Wydaje się, że jest to poziom nieosiągalny i sektor naftowy, który w najbliższych latach będzie musiał ponosić wysokie koszty inwestycji w nowe złoża, najprawdopodobniej nie będzie w stanie wygenerować podobnych środków. Rosyjscy eksperci i koncerny naftowe oceniają, że reformy wymuszane przez władze środkami administracyjnymi są zbyt ambitne, a tym samym nierealistyczne. Rzeczywiście wydaje się, że reformy nie uda się wdrożyć w przewidywanym terminie. Widoczny wiosną 2011 roku deficyt benzyny w niektórych częściach kraju, spowodowany m.in. zakazem sprzedaży paliwa Euro-2, pokazuje, że rafinerie nie są w stanie wprowadzić nowych wymagań.

**Wykres 7.** Dynamika wydobywania i przerobu ropy w Rosji 1992–2011



**Dane:** Federalna Służba Statystyki Państwowej FR

<sup>36</sup> Interfax-ANI, 7-13.07.2011.

### 3.2. Eksport produktów naftowych

W ostatnich latach można było obserwować znaczący wzrost eksportu produktów naftowych (zob. Wykres 8), który rósł szybciej niż eksport surowej ropy i od 2000 roku zwiększył się o 109%. W strukturze sprzedaży zagranicznej dominują jednak produkty niskoprzetworzone, służące jako półfabrykaty do ponownego przerobu w rafineriach zagranicznych, co jest rezultatem zacofania technologicznego rosyjskich rafinerii. Szczególną uwagę zwraca 48% udziału w eksporcie mazutu i zaledwie 3,4% udziału benzyny (olej napędowy 30,3%)<sup>37</sup>.

Niska jakość eksportowanych produktów naftowych skutkuje ich niską ceną. Ponadto do października 2011 roku eksport produktów niskoprzetworzonych był obłożony znacząco niższą stawką celną niż wysokoprzetworzone (odpowiednio 46,7% i 67% od wysokości cła eksportowego na surową ropę). Podobny system podatkowy stał się barierą dla modernizacji rafinerii, gdyż *de facto* premiował zacofaną produkcję i czynił jej eksport bardziej opłacalnym. Dochodowość sprzedaży wysokiej jakości benzyny wynosiła 10%, a wymagającego znacznie krótszego procesu rafinacji mazutu 30%<sup>38</sup>. Ministerstwo Energetyki szacowało zaś, że gdyby przy cenie 70 USD za baryłkę Rosja eksportowała ropę, a nie produkty, budżet mógłby uzyskać dodatkowe 13 mld USD rocznie<sup>39</sup>.

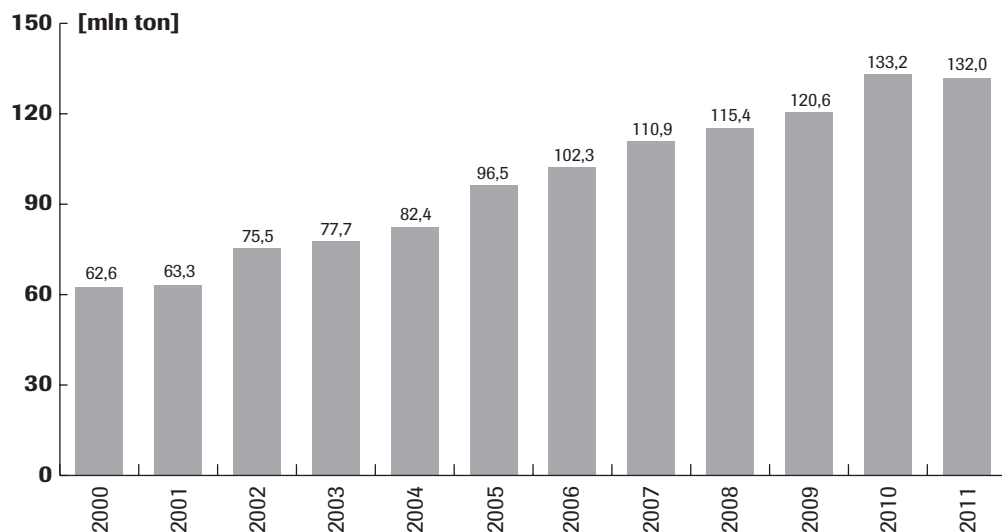
W październiku 2011 roku cło eksportowe na wszystkie produkty naftowe zostało zunifikowane na poziomie 66% od wysokości cła na ropę. W praktyce oznacza to obniżenie cła na produkty wysokoprzetworzone i podniesienie na niskoprzetworzone. Władze liczą, że nowe stawki celne wpłyną na zmniejszenie wywozu mazutu i wzrost eksportu produktów wysokoprzetworzonych oraz jednocześnie dadzą firmom naftowym około 2,5 mld USD dodatkowych dochodów rocznie na modernizację rafinerii.

<sup>37</sup> Dane za rok 2011: Argus Nefietransport, luty 2010, s.15.

<sup>38</sup> Nefiepierierabotka: tak żyt' nielzia, *Neftegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010, s. 64.

<sup>39</sup> Mazutu dadut jeszczu dwa goda, *Nieft' i Kapital*, nr 12, 2009.

## Wykres 8. Eksport produktów naftowych z Rosji 2000–2011



**Dane:** Federalna Służba Statystyki Państwowej FR

Problem z niską dochodowością eksportu rosyjskich produktów naftowych wynika nie tylko ze sprzedaży produktów niskoprzetworzonych (a tym samym tanich). Wpływ na to ma również nieracjonalne z ekonomicznego punktu widzenia rozmieszczenie rafinerii, które są położone daleko od głównych rynków zbytu w Rosji i od morskich portów eksportowych. W konsekwencji koszty transportu wpływają na wzrost ich ceny i spadek konkurencyjności międzynarodowej. Wszystkie rosyjskie rafinerie poza zakładami w Kiriszach (obwód leningradzki) i w Tuapse nad Morzem Czarnym znajdują się w głębi Rosji<sup>40</sup>. Rosyjskie rafinerie są więc zmuszone transportować swoją produkcję na wielkie odległości, co powoduje wzrost ich ceny o 20–30 USD za tonę w przypadku produkcji z rafinerii w europejskiej części kraju i do 80 USD w przypadku rafinerii syberyjskich<sup>41</sup>. Wreszcie, w Rosji brakuje ropociągów produktowych, najtańszego środka przesyłu i producenci muszą transportować produkty znacznie droższą koleją. Po czwarte, efektem przestarzałych instalacji rafineryjnych jest wysoka energochłonność sektora rafineryjnego, dwu-, trzykrotnie wyższa niż w przypadku rafinerii zachodnich<sup>42</sup>.

<sup>40</sup> Podobna geografia w okresie ZSRR była uzasadniona koniecznością zabezpieczenia na wypadek konfliktu zbrojnego.

<sup>41</sup> N. Pusienkova, A. Biessonowa, *Blesk i niszczeni rosyjskiej pierierabotki*, Raboczije materiały moskowskiego Centra Karnegi, nr 2, 2008, s. 13.

<sup>42</sup> W. Kapustin, Problemy razwitija nieftiepierierabotki w Rossii, 6.10.2006, [http://www.oil-capital.ru/technologies/2006/10/061059\\_98699.shtml](http://www.oil-capital.ru/technologies/2006/10/061059_98699.shtml)

Wprowadzone zmiany w wysokości cła eksportowego oznaczają, że eksport rosyjskich produktów naftowych może się nawet obniżyć (zob. szerzej rozdz. V pkt. 2). Jest to tym bardziej ważne w obliczu konieczności zapełnienia nowo budowanych ropociągów (WSTO, BTS-2). Wskazywałyby na to również niektóre wypowiedzi władz, m.in. premier Władimir Putin w grudniu 2009 roku stwierdził: „Budować należy to, co jest wygodne. Może się to wydać paradoksalne, ale z ekonomicznego punktu widzenia bardziej korzystna jest dzisiaj sprzedaż surowej ropy, a nie produktów naftowych”<sup>43</sup>. Z tym poglądem zgadza się znaczna część rosyjskich ekspertów, którzy przekonują, że Rosja nie powinna zwiększać przerobu ropy w rafineriach rosyjskich, gdyż eksport surowej ropy jest znacznie bardziej opłacalny<sup>44</sup>. Również Ministerstwo Energetyki uznaje poziom produkcji rafineryjnej w wysokości 230–240 mln ton rocznie za optymalny, mimo że jest to sprzeczne z założeniami Strategii 2030, przewidującej systematyczne zwiększanie przerobu ropy w Rosji<sup>45</sup>. Warto podkreślić, że poza zakończoną w 2010 roku rozbudową rafinerii w Niżniekamsku (Tatarstan) i trwającą rafinerii w Kiriszach i Tuapse w Rosji nie jest budowany żaden nowy zakład rafineryjny.

### 3.3. Ekspansja na zagranicznym rynku rafineryjnym

Analiza polityki władz rosyjskich wobec przemysłu rafineryjnego prowadzi do wniosku, że jej celem jest skłonienie koncernów naftowych do bardziej aktywnego inwestowania w przejmowanie rafinerii i sieci dystrybucji paliw poza Rosją, szczególnie w państwach UE. Budowa nowych rafinerii w Rosji byłaby czasochłonna i kosztowna, podobnie jak modernizacja istniejących, aby móc eksportować wysokoprzetworzone produkty naftowe. W tej sytuacji najlepszym rozwiązaniem jest zwiększenie ekspansji zagranicznej – przejmowanie przedsiębiorstw rafineryjnych i dostawy do nich własnego surowca. Jest to dla firm rosyjskich istotne, gdyż stosunek wydobywanej ropy do wielkości jej przerobu jest w ich przypadku wielokrotnie niższy niż w przypadku wielkich koncernów zachodnich, które zwykle przetwarzają więcej surowca, niż same wydobywają. Podobna polityka tych podmiotów wynika z tego,

<sup>43</sup> <http://premier.gov.ru/visits/ru/8759/events/8815/>

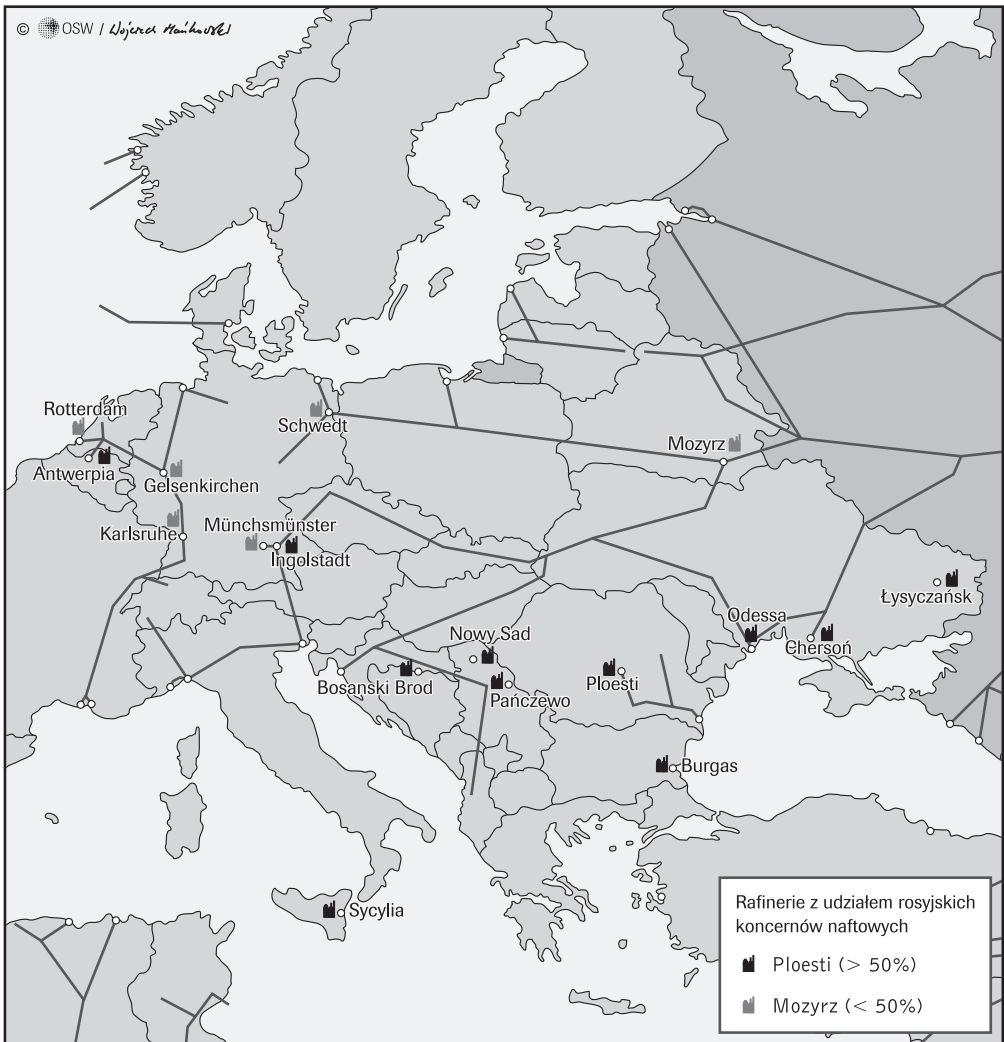
W maju 2008 roku premier Władimir Putin mówił jednak, że rosyjscy producenci powinni „eksportować nie ropę, ale wysokoprzetworzone produkty naftowe (...), co jest bardziej opłacalne i tworzy nowe miejsca pracy”; <http://government.ru/docs/1374/print/>

<sup>44</sup> M. Siergiejew, *Ekonomisty przedłagajut likwidirowat’ w Rossii nieftiepierierabotku*, *Niezawisimaja Gazieta*, 30.03.2011.

<sup>45</sup> Interfax-ANI, 16-22.06.2011.

że sprzedaż produktów naftowych jest z reguły bardziej dochodowa niż sprzedaż surowej ropy.

W ostatnich latach rosyjskie firmy aktywnie rozszerzają obecność na rynku rafineryjnym poza Rosją i obecnie kontrolują rafinerie na Ukrainie (TNK-BP, ŁUKoil), Rumunii (ŁUKoil), Bułgarii (ŁUKoil), Serbii (Gazpromnieft'), Bośni i Hercegowinie (Zarubieźnieft'), Włoszech (ŁUKoil), Holandii (Gunvor), Niemczech (Rosnieft') oraz posiadają znaczące udziały w rafineriach na Białorusi (Sławnieft'), w Niemczech (Rosnieft'), Holandii (ŁUKoil) i do maja 2011 roku na Węgrzech (Surgutnieftiegaz). Obszarem szczególnego zainteresowania koncernów rosyjskich są kraje, do których mogą one stosunkowo tanio dostarczać wydobywany przez siebie surowiec, przy tym najlepiej ropociągami Družba (państwa Europy Środkowej i Niemcy). Wiadomo, że Gazpromnieft' podejmuje próby wejścia do akcjonariatu rafinerii czeskich (Česká rafinérská) i wschodnioniemieckich (Schwedt i Leuna), a TNK-BP starał się w 2011 roku o zakup 53% akcji polskiego Lotosu. Mimo że państwo rosyjskie występuje jako inicjator ekspansji zagranicznej, to same koncerny przekonane są o jej racjonalności biznesowej. Stąd w najbliższych latach można oczekiwać dalszego wzrostu ich aktywności w przejmowaniu aktywów rafineryjnych i dystrybucyjnych w UE.



Mapa 3. Rosyjskie rafinerie w Europie

## IV. PROBLEMY SEKTORA NAFTOWEGO

Pomimo wzrostu wydobycia ropy o niemal 200 mln ton w ciągu ostatnich dziesięciu lat w rosyjskim sektorze naftowym skumulowało się wiele problemów, które stanowią poważne wyzwanie dla jego przyszłości, a tym samym mogą mieć negatywny wpływ na sytuację gospodarczą w Rosji. Władze przez ostatnie lata nie widziały jednak potrzeby zmiany podejścia do tej najważniejszej gałęzi rosyjskiej gospodarki. Przykładem tego może być wypowiedź wicepremiera Igora Sieczina, który w 2009 roku stwierdził, że „w sektorze naftowym jako całości nie występują problemy, które wymagałyby [od władz] jakiegoś awaryjnego podejścia”<sup>46</sup>. Niechęć Kremla do reform wynika przede wszystkim z obaw, że spadną wpływy do budżetu, który uzależniony jest od dochodów naftowych.

Niepewność koncernów co do polityki państwa znacząco utrudnia rozwój całego sektora. Wyrazem tego może być wypowiedź Władimira Bogdanowa, prezesa Surgutnieftiegazu, firmy uważanej za „prymusa”, której wyniki rozwoju były w ostatnich latach wskaźnikami pokazującymi kondycję całego sektora. Bogdanow stwierdził, że jego koncern mógłby zwiększyć wydobycie z 59 mln do 85 lub nawet 100 mln ton rocznie, jednak w obecnych warunkach, w tym głównie podatkowych, w jakich są zmuszone funkcjonować koncerny naftowe, nie jest to efektywne ekonomicznie<sup>47</sup>. Do najważniejszych problemów, które zostały szeroko omówione poniżej, należą: upaństwowienie i kontrola polityczna nad sektorem, faworyzowanie przez władze firm państwowych, nieefektywny system podatkowy, czego jednym ze skutków jest niewystarczający poziom nakładów inwestycyjnych oraz ograniczenia dostępu dla inwestorów zagranicznych.

### 1. Upaństwowienie i kontrola polityczna

Rosyjski sektor naftowy został w ogromnej większości sprywatyzowany w połowie lat 90., a niemal wszystkie koncerny naftowe stały się własnością rosyjskiego kapitału oligarchicznego. Z powodu słabości instytucji państwa i wpływów nieformalnych rosyjskich oligarchów władze nie wykorzystywały posiadanych instrumentów kontroli nad sektorem naftowym. W końcu pierwszej kadencji Władimira Putina doszło jednak do fundamentalnych przemian,

<sup>46</sup> Cyt. za: Strasznyki ot Mineniergo, *Razwiedka & Dobyca*, nr 2, 2011, s. 11.

<sup>47</sup> Jest' bieguny na korotkije distancyi, a my stajery, *Kommiersant*, 29.04.2008.

czego przejawem była „sprawa Jukosu”, czyli inspirowany przez władze atak na największy koncern naftowy w Rosji. Jukos został doprowadzony do sztucznego bankructwa, a jego aktywa przejęte przez Rosnieft’, jedyną wówczas państwową firmę naftową<sup>48</sup>. W wyniku „sprawy Jukosu” sektor znalazł się pod bezpośrednim zwierzchnictwem elity rządzącej. Ponadto w 2005 roku Gazprom wykupił prywatny koncern Sibnieft’ (obecnie Gazpromnieft’), w rezultacie czego udział firm kontrolowanych przez państwo w ogólnym poziomie wydobycia rosyjskiej ropy zwiększył się z 24% z 2003 roku (tj. sprzed „sprawy Jukosu”) do 37% obecnie. Po uwzględnieniu jednak nieformalnej kontroli przedstawicieli władz nad niektórymi firmami prywatnymi (Surgutnieftiegaz, Sławnieft’, Basznieft’ i Russnieft’) udział ten wzrosł do niemal 50%.

Upaństwowienie znacznej części sektora naftowego odzwierciedla jego strategiczne znaczenie i status głównego płatnika do budżetu państwa. Władze są jednak w stanie efektywnie wpływać nie tylko na koncerny państwowe, ale i prywatne, wykorzystując do tego instrumenty administracyjne, np. groźbę odebrania licencji wydobywczej, nałożenia wielkiej kary finansowej za rzekome szkody ekologiczne itp. Ważnym narzędziem wpływu władz jest również koncern Transnieft’, regulujący dostęp do infrastruktury przesyłowej, w tym eksportowej. Dlatego też prywatne koncerny przy podejmowaniu kluczowych decyzji zmuszone są w sposób nieformalny uzyskiwać zgodę władz, szczególnie jeśli miałyby dojść do zmiany struktury własności danego podmiotu. Tym samym jest to równoznaczne z pełną kontrolą władz nad rosyjskim sektorem naftowym.

Rola przedstawicieli władzy, w tym przede wszystkim premiera Władimira Putina, jest kluczowa w określaniu priorytetów rozwoju sektora naftowego. Z ramienia rosyjskiego rządu osobą bezpośrednio odpowiedzialną za polityczny nadzór nad sektorem jest wicepremier Igor Sieczin, który występuje jako lobbysta jego interesów, szczególnie Rosniefti, w której do kwietnia 2011 roku zajmował stanowisko szefa rady nadzorczej<sup>49</sup>. Mniejsze znaczenie ma Ministerstwo Energetyki, wypełniające głównie funkcje administracyjnego nadzoru i wykonawcy poleceń Kremla. Ważny wpływ na sektor naftowy ma

<sup>48</sup> Zob. szerzej: W. Konończuk, Sprawa Jukosu: przyczyny i konsekwencje, Prace OSW, nr 25, sierpień 2006, [http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/PRACE\\_25.pdf](http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/PRACE_25.pdf)

<sup>49</sup> Do połowy 2011 roku w organach nadzoru wielu koncernów państwowych kluczowe stanowiska zajmowali wysocy urzędnicy państwowi. Po wprowadzeniu, zainicjowanego przez prezydenta Miedwediewa, zakazu łączenia stanowisk w instytucjach państwowych i przedsiębiorstwach musieli oni zrezygnować, co jednak nie osłabiło ich realnego, choć już zakulisowego wpływu na zarządzanie tymi firmami.



również Ministerstwo Finansów, które ustala reżim podatkowy i jest jednym z lobbystów utrzymania wysokiego opodatkowania.

Istotna jest również rola osób nie zajmujących żadnych oficjalnych stanowisk, które jednak dzięki powiązaniom z elitą władzy, w tym z premierem Putinem, mogą skutecznie wpływać na politykę państwa. Ma to służyć realizacji ich prywatnych interesów biznesowych w sektorze i nierzadko stoi w sprzeczności z interesami państwowymi. Do najbardziej wpływowych osób należą: Giennadij Timczenko, współwłaściciel firmy Gunvor, największego eksportera rosyjskiej ropy z udziałem w wysokości około 30%<sup>50</sup> i koncernu gazowego Novatek; Arkadij Rotenberg, właściciel portu w Noworosyjsku; Zijawudin Magomedow, właściciel holdingu Summa, który kontroluje m.in. część terminalu naftowego w Primorsku, firmę Strojnowacja, która bierze udział w budowie ropociągów WSTO i BTS-2 oraz spółkę traderską Souz Petroleum<sup>51</sup>.

Pełna kontrola władz nad sektorem naftowym wynika zarówno z jego strategicznego znaczenia, jak i z chęci prywatnego wzbogacenia się części elity władzy<sup>52</sup>. Szczególnie wokół koncernów państwowych oraz Transniefti powstały spółki zajmujące się eksportem ropy, powiązane z politykami lub osobami w ich zarządach. W konsekwencji priorytety rozwoju sektora energetycznego są związane z politycznymi i finansowymi interesami części elity rządzącej. Powoduje to, że niektóre projekty naftowe realizowane są wbrew ich ekonomicznej racjonalności i są sposobem wyprowadzania publicznych pieniędzy. Malwersacje występują m.in. przy realizacji bardzo kosztownych projektów naftowych, m.in. budowie ropociągów WSTO i BTS-2<sup>53</sup>.

Połączenie interesów państwowych z prywatnymi oraz wpływ różnych ośrodków decyzyjnych na kształtowanie polityki naftowej (premier, prezydent, wicepremier Igor Sieczin, Ministerstwo Energetyki, Ministerstwo Finansów, Transnieft'), które często mają sprzeczne interesy, skutkuje tym, że Rosja pozbawiona

<sup>50</sup> Zob. więcej: W. Konończuk, Zarobić na kryzysie w Rosji: przypadek Giennadija Timczenki, Komentarze OSW, nr 31, 28.12.2009, [http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Komentarze\\_31.pdf](http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Komentarze_31.pdf)

<sup>51</sup> Zarejestrowana w Szwajcarii spółka Souz Petroleum jest głównym dostawcą rosyjskiej ropy dla PKN Orlen: w listopadzie 2009 roku zawarła trzyletni kontrakt na dostawy 4,8 mln ton rocznie, a w grudniu 2011 roku kolejny na dostawy 2,4 mln ton rocznie również na trzy lata.

<sup>52</sup> P. Hanson, The Resistible Rise of State Control in the Russian Oil Industry, *Eurasian Geography and Economics*, nr 1, 2009, s. 14–27.

<sup>53</sup> Na ten temat zob. śledztwo znanego rosyjskiego blogera, Aleksieja Nawalnego, Kak pilat w Transniefti, 16.11.2010, <http://navalny.livejournal.com/526563.html>

jest konsekwentnej strategii wobec tego kluczowego sektora gospodarki. Strategia energetyczna do 2030 roku, przyjęta zaledwie sześć lat po zatwierdzeniu Strategii energetycznej do 2020 roku, ma głównie znaczenie propagandowe, chodzi o to, by zademonstrować potencjał energetyczny kraju; w części naftowej niektóre z zapisów stoją w sprzeczności z aktualnie realizowaną polityką. Wiele decyzji władz podejmowanych jest w wyniku lobbingu poszczególnych instytucji i firm, a nie jest konsekwencją przemyślnych, długofalowych działań.

## 2. Uprzywilejowanie firm państwowych

Skutkiem upaństwowienia znacznej części sektora naftowego jest faworyzowanie przez władze firm państwowych (Rosnieft', Gazpromnieft') lub kontrolowanych przez elitę władzy (m.in. Baszneft', Surgutnieftegaz). Firmy te mogą liczyć na lobbując ich interesów przez najwyższe władze państwowe. Wyrazem specjalnego traktowania niektórych podmiotów są m.in. preferencje przy ustalaniu harmonogramu eksportowego<sup>54</sup> i przekazywanie najlepszych licencji wydobywczych<sup>55</sup>. Mimo że formalnie odbywają się konkursy, to ich wyniki często są ustawione tak, aby zwyciężyła konkretna firma. Ostatnim tego przykładem jest przekazanie w końcu 2010 roku Basznefti licencji na zagospodarowanie złoża Trebsa i Titowa (Timano-Peczora), jednego z największych, jakie wciąż znajdowały się w dyspozycji państwa<sup>56</sup>. Innym przykładem nierównego traktowania jest tymczasowe zniesienie cła eksportowego na ropę z Syberii Wschodniej, którego głównym beneficjentem stała się Rosnieft'.

Kolejnym przykładem jest ustawowe zagwarantowanie w 2008 roku, że eksploatacją surowców na rosyjskim szelfie (z wyjątkiem Morza Kaspijskiego i Azowskiego) mogą zajmować się jedynie firmy kontrolowane przez państwo<sup>57</sup>. Jest to równoznaczne z ograniczeniem konkurencji do czterech firm: Rosniefti, Gazpromniefti, Gazpromu i niewielkiej Zarubieźniefti, która prowadzi głównie działalność poza granicami Rosji. Tymczasem największe doświadczenie pracy na złożach podmorskich ma prywatny ŁUKoil. Podobne ograniczenie prawne oznaczają znaczące opóźnienie w zagospodarowywaniu bogactw naturalnych rosyjskiego szelfu, gdyż zadania tego nie są w stanie udźwignąć trzy firmy. W zamyśle władz ma się to przyczynić do dalszego zwiększania udziału koncernów

<sup>54</sup> Grafiki eksportowe, czyli ilości ropy, jaką dany koncern może przesłać w określonym kierunku i okresie, ustala koncern Transnieft' w porozumieniu z Ministerstwem Energetyki.

<sup>55</sup> Przyznawaniem licencji wydobywczych zajmuje się Ministerstwo Zasobów Naturalnych.

<sup>56</sup> O. Gawszyna, Sdiełka iz proszłogo, *Wiedomosti*, 3.12.2010.

<sup>57</sup> D. Riebrow, Gazprom i Rosnieft' idut na dno, *Kommiersant*, 17.04.2008.

państwowych w wydobyciu ropy, a tym samym ich znaczenia. Pozostałe firmy mogą dołączyć do wydobycia na szelfie jedynie jako podwykonawcy koncernów państwowych.

### 3. Nieefektywny system podatkowy

#### 3.1. Charakterystyka systemu podatkowego

Wysoki poziom opodatkowania jest jednym z najważniejszych problemów sektora naftowego, który znacząco ogranicza jego rozwój i potencjalnie ma groźne skutki dla jego przyszłości. Najważniejszym celem rosyjskiego systemu fiskalnego wobec tej gałęzi gospodarki rosyjskiej jest zdobycie możliwie najwyższych dochodów do budżetu. Nie spełnia zaś funkcji stymulującej jej rozwój. Przy obecnie obowiązujących stawkach podatkowych nieopłacalne jest zagospodarowanie 90% nowych złóż i 30% na już eksploatowanych starych złożach, co w sumie przekłada się na połowę wszystkich zasobów ropy w Rosji<sup>58</sup>.

Obowiązujący obecnie system podatkowy został stworzony na początku pierwszej kadencji prezydenckiej Władimira Putina, kiedy rozpoczął się szybki wzrost ceny ropy. Wobec rosyjskich koncernów naftowych wprowadzono wówczas dwa najważniejsze podatki: od wydobycia surowców mineralnych (NDPI) oraz cło eksportowe. O ile wcześniej w dyspozycji koncernów naftowych pozostawało nawet do 70% dochodów, to oba podatki znacząco podniosły obciążenia (zob. Wykres 9).

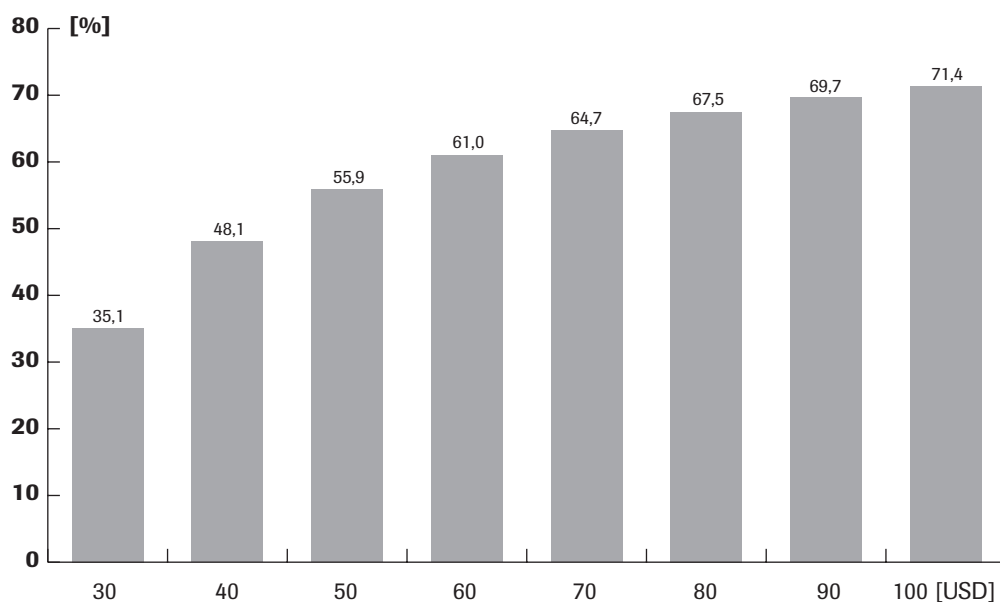
Wysokość wprowadzonego w 2002 roku NDPI powiązana jest z aktualnym poziomem ceny ropy i wynosi około 15 USD za baryłkę. Jest to zatem prosty mechanizm, który w automatyczny sposób ściąga do budżetu znaczną część dochodów firm naftowych. Główna krytyka NDPI sprowadza się do jego „płaskiej skali”, to znaczy, że pobierany jest on w równej wysokości dla surowca wydobywanego na wszystkich złożach naftowych, niezależnie od ich położenia geograficznego, struktury geologicznej, stopnia wyeksploatowania i kosztów wydobycia. Podatek zachęca więc do wydobycia na najlepszych i najłatwiejszych w eksploatacji złożach, a jego skutkiem stało się nieracjonalne, wręcz rabunkowe wydobycie na części złóż. W ocenie *Nieftiegazowej Wiertikali*, jednego z najważniejszych pism branżowych w Rosji, NDPI to „prymitywizacja systemu płatności (...) dla zwiększenia ściągalności podatków i przy naruszeniu racjonalności eksploataowania złoża”<sup>59</sup>.

<sup>58</sup> Żertwa dobyczy, *RusEnergy*, 25.20.2010.

<sup>59</sup> Nałogoobłożenje: nożnicy Kudrina i prianiki dla izbrannyh, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010, s. 17.

Drugim najważniejszym obciążeniem fiskalnym jest cło eksportowe, którego wielkość przez ostatnie lata wynosiła około 65–67% wartości surowca przewyższającej 25 USD za baryłkę. Wysokość cła zmienia się co miesiąc w zależności od średniej ceny ropy w poprzednim miesiącu<sup>60</sup>. Od 1 października 2011 roku stawka cła została obniżona do 60%. Jak pokazuje poniższy wykres, im wyższa cena ropy, tym bardziej rośnie wysokość opodatkowania rosyjskich koncernów naftowych. Przy cenie 30 USD za baryłkę ropy udział NDPI i cła eksportowego stanowi 35,1% ceny ropy. Przy cenie surowca wynoszącej 50 USD podatki rosną do 55,9%, a przy cenie 100 USD sięgają 71,4 USD. Oznacza to, że wzrost ceny ropy w niewielkim stopniu przekłada się na zyski jej producentów. Dla porównania w Brazylii, która często uznawana jest za modelowy wzór opodatkowania firm naftowych, udział podatków w baryłce ropy wartej 100 USD wynosi 41 USD<sup>61</sup>.

**Wykres 9.** Procentowy udział podatku NDPI i cła eksportowego w cenie ropy Urals



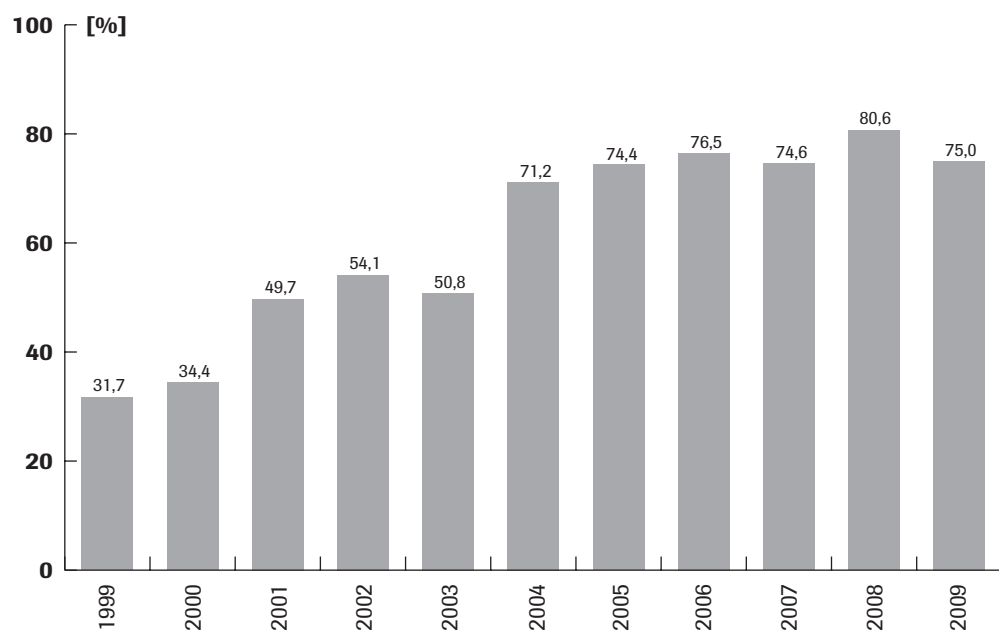
**Dane:** *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010

<sup>60</sup> Do 2010 roku cło eksportowe zmieniało się co dwa miesiące, co w przypadku szybkiego wzrostu ceny surowca przynosiło firmom naftowym dodatkowe dochody lub wskutek szybkiego spadku – duże straty. W okresie lawinowego spadku ceny ropy w drugiej połowie 2008 roku część mniejszych firm musiała nawet czasowo wstrzymać wydobycie, bo obciążenia fiskalne przekraczały ich dochody.

<sup>61</sup> O. Gawszyna, J. Mazniewa, A. Trifonow, Riesztyelnyj i szchedryj, *Wiedomosti*, 31.08.2011.

NDPI i cło eksportowe nie są jedynymi obciążeniami fiskalnymi sektora naftowego. Produkty naftowe obłożone są akcyzą, a koncerny płacą podatek dochodowy, który znacząco wzrósł od 2004 roku i w ostatnich latach wynosi 20%. W rezultacie całość opodatkowania pochłania obecnie 75–80% zysku firm naftowych (zob. Wykres 10). System fiskalny pozostawia koncernom naftowym dochody wystarczające do podtrzymania wydobywania na już eksploatowanych złożach, ale jest zbyt małe do znaczących inwestycji w nowe, zazwyczaj kapitałochłonne projekty wydobywcze. Nawet rekordowo wysokie ceny ropy nie stały się dla firm naftowych impulsem do rozpoczęcia na szerszą skalę zagospodarowywania nowych złóż lub inwestowania w trudno wydobywalne złoża naftowe. Najważniejszą przyczyną jest to, że system podatkowy pełni jedynie funkcję fiskalną, dostarczania dochodów do coraz bardziej uzależnionego od sektora naftowego budżetu, ale jednocześnie nie stymuluje wydobywania i nie działa jak mechanizm wyznaczania kierunków jego rozwoju.

**Wykres 10.** Opodatkowanie zysku koncernów naftowych w latach 1999–2009



**Dane:** *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010

Jeszcze jednym swojego rodzaju podatkiem, którym obciążono rosyjskie koncerny, są opłaty za transport surowca płacone Transnefti. Ich wysokość jest często znacznie wyższa niż realne koszty przesyłu ropy, gdyż ten państwowy koncern rekompensuje w ten sposób ponoszone przez siebie ogromne w ostatnich latach wydatki na budowę nowych ropociągów, w tym głównie WSTO, BTS-2 i Purpe-Samotlor. Faktycznie ma to więc formę dodatkowego obciążenia.

żenia fiskalnego wobec sektora naftowego, co dodatkowo pogarsza warunki jego działalności. Tylko w latach 2009–2011 wysokość taryfy transportowej Transniefti wzrosła o 71% i należy do najwyższych wśród państw producentów ropy<sup>62</sup>. W 2009 roku przesył tony ropy na odległość 100 km kosztował w Rosji 0,95 USD, podczas gdy w Kanadzie 0,44 USD, a w USA 0,68 USD<sup>63</sup>.

### 3.2. Próby poprawy sytuacji podatkowej

W związku z rosnącą krytyką systemu podatkowego wyrażaną przez koncerny naftowe i część ekspertów władze podjęły działania zmierzające do jego pewnej liberalizacji. Nie miało to jednak charakteru kompleksowej reformy, ale wycinkowego działania w niektórych obszarach. W 2007 roku nieznacznie obniżono stawkę NDPI na złożach wyeksploatowanych w ponad 80% oraz zniesiono na złożach położonych w Jakucji, obwodzie irkuckim i Kraju Krasnojarskim na okres 10–15 lat lub do czasu wydobywania 25 mln ton ropy<sup>64</sup>. W 2009 roku NDPI tymczasowo zniesiono również na złożach na szelfie polarnym (do czasu wydobywania 35 mln ton), szelfie Morza Kaspijskiego i Morza Azowskiego (do 10 mln ton, nie dłużej niż 7 lat), Nienieckim OA i na Jamale (15 mln ton na 7 lat). Środek ten w niewielkim stopniu wpłynął jednak na poprawę sytuacji całego sektora naftowego, gdyż poziom wydobywania w tym regionie wciąż pozostaje niewielki, jeśli nie liczyć złoża Wankorskiego<sup>65</sup>.

Najważniejszą z dotychczasowych podjętych przez władze prób poprawy warunków finansowych działania firm naftowych było zniesienie w grudniu 2009 roku cła eksportowego dla trzynastu złóż naftowych na Syberii Wschodniej. W styczniu 2010 roku lista została powiększona do 22 złóż, choć realne wydobywanie odbywało się na czterech. W maju 2011 roku cło zostało jednak przywrócone z powodu sprzeciwu Ministerstwa Finansów. Ostatnim wreszcie działaniem władz na rzecz zmiany otoczenia podatkowego było obniżenie od października 2011 roku wysokości cła eksportowego na ropę z 65% do 60%<sup>66</sup>

<sup>62</sup> O. Gawszyna, Priwilegija Transniefti, *Wiedomosti*, 26.08.2011.

<sup>63</sup> Żertwa dobczy, *RusEnergy*, 25.20.2010.

<sup>64</sup> A. Biessonowa, Nieftiedobycza w Rossii, Raboczije materiały moskowskiego Centra Karnegi, nr 1, 2009, s. 15-18.

<sup>65</sup> Od września 2011 rok skumulowane wydobywanie na Wankorze przekroczyło 25 mln ton, przez co ponownie zaczęła obowiązywać tam zwykła stawka NDPI.

<sup>66</sup> Skomplikowana formuła cła eksportowego wyliczana jest w następujący sposób: do podstawy w wysokości 29,2 USD za tonę ropy dodaje się 65% od różnicy między aktualną ceną tony ropy i 182,5 USD (liczba zmienna). Od października 2011 roku zamiast 65% stosowany będzie wskaźnik 60%.

oraz zniesienie w sierpniu 2011 roku NDPI na ropę z szelfu Morza Czarnego i Ochockiego (do czasu wydobycia 20 mln ton), złóż położonych w Jamało-Nienieckim OA (do 30 mln ton) i o zasobach do 5 mln ton<sup>67</sup>.

Wbrew pozorom podjęte w ciągu ostatnich czterech lat działania władz rosyjskich są jednak nieznaczne i nie przyczyniają się do realnej poprawy sytuacji sektora naftowego. Przyjęte środki są bowiem fragmentaryczne, nie mają charakteru systemowego i dotyczą jedynie złóż odpowiadających za kilka procent rosyjskiego wydobycia. W przypadku starych złóż, dających ogromną większość produkowanej ropy, poza niewielkim zmniejszeniem cła eksportowego nie podjęto żadnych kompleksowych działań na rzecz poprawy sytuacji. Ponadto znaczna część przyjętych rozwiązań przyniosła korzyści przede wszystkim koncernom państwowym Rosnefti i Gazpromnefti. Jednak nawet ta pierwsza firma z dużymi możliwościami lobbingsowymi wśród najwyższych przedstawicieli władzy nie była w stanie utrzymać zerowego cła eksportowego na ropę z Wankoru. Należy też zauważyć, że przyjęte środki dotyczą głównie złóż położonych w bardzo niekorzystnych warunkach klimatycznych i/lub wymagających kosztownych rozwiązań technologicznych. Przykładem są złoża Gazpromnefti położone w Jamało-Nienieckim OA. Koncern ten ocenia, że dzięki zniesieniu wobec nich NDPI zyska około 4,5 mld USD, co znacząco poprawi opłacalność inwestycji, ale jednocześnie szacuje, że realizacja projektu będzie możliwa przy cenie ropy co najmniej 100 USD za baryłkę i że niezbędna jest tymczasowa ulgowa stawka na cło eksportowe. Również Rosneft' przewiduje, że jej inwestycje w złoża na szelfie są możliwe wyłącznie przy czasowym zniesieniu cła eksportowego.

Rozwiązania proponowane przez rosyjskie koncerny i eksporterów idą w kierunku konieczności przeprowadzenia systemowej reformy dla całego sektora zamiast wprowadzania ulg podatkowych wobec wybranych regionów lub projektów wydobywczych. Postulują oni m.in. stopniowe znoszenie ceł wywozowych na ropę, przy jednoczesnym podniesieniu NDPI na ropę i akcyzy na produkty naftowe lub – według innego wariantu – wprowadzenie jednego podatku, którego wysokość byłaby uzależniona od wysokości dochodu koncernów<sup>68</sup>. Wysokość obciążeń fiskalnych miałyby być również uzależniona od odległości przesyłu ropy.

<sup>67</sup> K. Mielnikow, Nieftianikam obnulili stawku, *Kommersant*, 22.07.2011.

<sup>68</sup> Żertwa dobcyzi, *RusEnergy*, 25.20.2010.

Wydaje się, że władze są świadome konieczności przeprowadzenia gruntownej reformy podatkowej tego strategicznego sektora gospodarki rosyjskiej. W końcu 2010 roku Ministerstwo Energetyki zaproponowało zmniejszenie cła eksportowego do 55%, a dla nowych złóż wprowadzenie jednego podatku dochodowego w wysokości 27%. Według wyliczeń ministerstwa w pierwszym roku obowiązywania podobnego systemu dochody państwa spadłyby o 2,5 mld USD, ale w ciągu kolejnych dziesięciu lat dochody byłyby wyższe o 20% niż przy obecnie obowiązującym systemie<sup>69</sup>. Podobne wnioski zawiera przygotowany przez Ministerstwo Energetyki generalny schemat rozwoju sektora naftowego do 2020 roku, który przewiduje, że bez daleko idącej reformy podatkowej wydobyte ropy w Rosji zacznie lawinowo spadać, nawet o 30% w ciągu kilkunastu lat (zob. szerzej na ten temat rozdz. V).

Jednak mimo że władze dysponują obiektywnym obrazem sytuacji w sektorze, to nadal ich odpowiedź na istniejące wyzwanie jest daleko niewystarczająca i fragmentaryczna ze względu na strach przed konsekwencjami spadku wpływów budżetowych. Bierną postawę Kreml usprawiedliwia również wysokimi cenami, co jednak w niewielkim stopniu przekłada się na zwiększenie możliwości inwestycyjnych koncernów naftowych. Ponadto w Rosji ścierają się ze sobą dwie grupy w elicie władzy, z których jedna pod przewodnictwem wicepremiera Igora Sieczina, kuratora sektora naftowego, lobbuje na rzecz wprowadzenia zmian podatkowych, a druga z centrum w Ministerstwie Finansów jest temu przeciwna lub uznaje podejmowane już działania za wystarczające. Ta ostatnia grupa, której postawa gwarantuje utrzymanie wysokiego poziomu wpływów budżetowych, cieszy się poparciem większości rosyjskiej elity odpowiadającej na podejmowanie kluczowych decyzji. Tym samym oznacza to, że szanse na rzeczywiste zmiany obciążeń fiskalnych sektora naftowego w najbliższych latach są niewielkie.

### 3.3. Konsekwencje braku reformy podatkowej

Bardzo ostrożne działania władz dowodzą, że obawiają się one, iż głębsza reforma systemu podatkowego sektora naftowego może doprowadzić do znaczącego spadku wpływów budżetowych. O ile rzeczywiście jest to realny scenariusz w krótkim okresie, to bez daleko idącej reformy fiskalnej produkcja ropy spadnie ze wszystkimi tego negatywnymi konsekwencjami dla budżetu. Przedstawiciele firm naftowych regularnie ostrzegają, że Rosja stoi przed

<sup>69</sup> D. Kaźmin, A. Pierietołczina, F. Stierkin, Syriewoje zaklatje, *Wiedomosti*, 12.10.2011.



wyborem: reforma podatkowa albo stały spadek wydobycia<sup>70</sup>. Podobne opinie należy potraktować nie tylko jako lobbing na rzecz daleko idącej liberalizacji systemu podatkowego, ale realne ostrzeżenie, że obecnie obowiązujące obciążenia fiskalne stanowią przeszkodę w rozwoju sektora i grożą poważnym kryzysem.

Poza realnie zbliżającym się niebezpieczeństwem znaczącego spadku wydobycia ropy zbyt agresywny system fiskalny ma również co najmniej dwie inne ważne konsekwencje. Po pierwsze, wpływa na obserwowany w ciągu ostatnich dwóch lat wzrost aktywności koncernów rosyjskich w zagranicznych projektach wydobywczych. Podmioty te licząc na bardziej sprzyjające warunki dla inwestycji zaczęły inwestować w złoża w różnych częściach świata. Dobrze pokazuje to przykład TNK-BP, która nie mając wcześniej inwestycji w *upstream* poza granicami Rosji, w październiku 2010 roku kupiła od BP udziały w projektach naftowych w Wenezueli i Wietnamie, w lipcu 2011 roku przejęła za 1 mld USD 45% udziałów w złożu w Brazylii i zamierza wziąć udział w przetargu na licencje wydobywcze w Iraku. Poza granicami Rosji aktywne są również: ŁUKoil (wydobywa lub poszukuje ropy w Iraku, Azerbejdżanie, Kazachstanie, Wietnamie, Ghanie, Egipcie i Arabii Saudyjskiej) Gazpromnieft' (Irak, Iran), Rosnieft' (Algieria), Tatnieft' (Libia, Syria). Skala i przyspieszenie ekspansji zagranicznej rosyjskich koncernów naftowych wskazują, że jedną z jej najważniejszych przyczyn jest niekorzystny klimat inwestycyjny w Rosji.

Po drugie, zbyt wysokie obciążenia fiskalne odbijają się niekorzystnie na wycenie rosyjskich koncernów, pomimo wysokich cen ropy. Przykładem jest Rosnieft', której wartość giełdowa jest pięciokrotnie mniejsza niż ExxonMobil, mimo że zasoby ropy rosyjskiej firmy są o 1/3 większe niż koncernu amerykańskiego. Obok zbyt małego udziału produktów naftowych w całości sprzedaży rosyjskich koncernów najważniejszą tego przyczyną jest konieczność działania w nieprzychylnym środowisku podatkowym. Problem znacznie niższej kapitalizacji niż zagraniczna konkurencja, mająca porównywalną wielkość wydobycia i zasoby, dotyczy wszystkich rosyjskich koncernów naftowych.

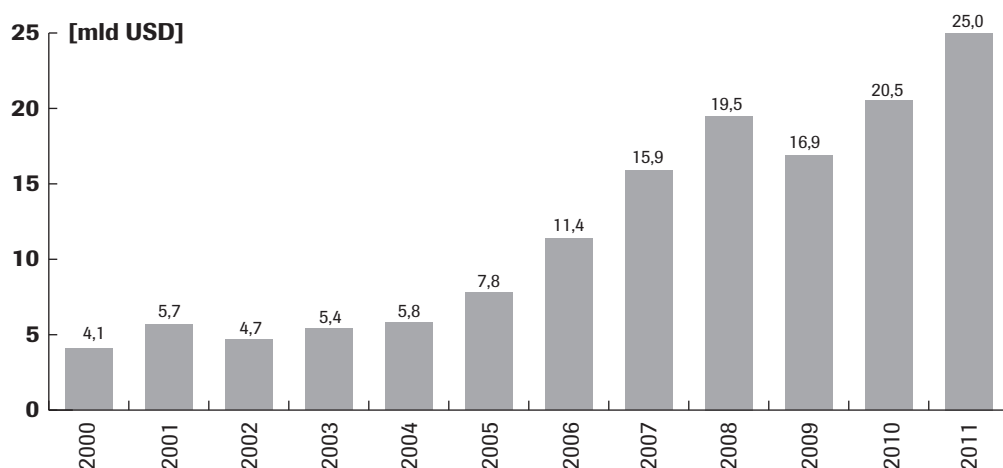
#### 4. Niewystarczające inwestycje

Zbyt wysokie obciążenia fiskalne sektora naftowego skutkują niewystarczającym poziomem środków przeznaczanych przez rosyjskie koncerny na inwestycje

<sup>70</sup> Zob. np. wypowiedź wiceszefa ŁUKoilu, Leonida Fieduna, Argus FSU Energy, 27.05.2011, s. 3.

cje, w tym w prace geologiczno-poszukiwawcze i zagospodarowywanie odkrytych, ale dotychczas nieeksploatowanych złóż. Poziom inwestycji w przeliczeniu na baryłkę wydobytej ropy aktualnie sięga w Rosji około 9–10 USD, choć w ostatnich latach był znacznie niższy i wynosił 5–7 USD<sup>71</sup>. Tymczasem średnia dla dużych międzynarodowych firm naftowych wynosi około 15–20 USD<sup>72</sup>. Wprawdzie w ciągu ostatnich pięciu lat, dzięki wzrostowi ceny ropy, wydatki inwestycyjne koncernów rosyjskich rosły, jednak wciąż są one daleko niewystarczające. O ile w latach 2000–2004 poziom inwestycji wynosił 4–5 mld USD rocznie, o tyle od 2005 roku zaczął szybko wzrastać do 11,4 mld w 2007 roku i 25 mld USD w 2010 roku (zob. Wykres 11). Dla porównania wydatki inwestycyjne koncernu ExxonMobil, który wydobywa mniej ropy niż Rosneft, wyniosły w 2011 roku 32 mld USD, czyli więcej niż wszystkich rosyjskich firm naftowych łącznie<sup>73</sup>.

**Wykres 11.** Poziom inwestycji firm naftowych w Rosji w latach 2000–2011



**Dane:** *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010; za lata 2010–2011 obliczenia własne na podstawie danych firm

Strategia energetyczna 2030 prognozuje, że poziom niezbędnych inwestycji w sektorze w ciągu najbliższych dwudziestu lat powinien wynieść 609–624 mld USD, w tym tylko wydatki na wydobycie i prace geologiczno-poszukiwawcze 491–501 mld USD (zob. Tabela 2). Oznacza to konieczność inwestowania rządu 24–25 mld USD rocznie, co jest poziomem znacznie wyższym niż aktualne wydatki. Przy tym firmy naftowe będą musiały ponosić również koszty modernizacji

<sup>71</sup> Inwestycy, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010, s. 91.

<sup>72</sup> Czistaja pribyl nieftiegazowych kompanij RF mozet priewysit' \$100 mld, 30.05.2011, <http://www.rosbalt.ru/business/2011/05/30/853490.html>

<sup>73</sup> I. Krawczenko, Bał Nieftianikow, *Wiedomosti*, 13.03.2012.

sektora rafineryjnego oraz budowy ropociągów (sieci Transnefti oraz połączeń między ich złożami a systemem Transnefti), co według Strategii 2030 oznacza dodatkowe koszty w wysokości 5,9–6,2 mld rocznie. Co ciekawe, podobnie poziom niezbędnych inwestycji w sektorze naftowym określa IEA, która szacuje je na 633 mld USD do 2035 roku, w tym 44 mld miałyby zostać przeznaczone na modernizację sektora rafineryjnego<sup>74</sup>. Dodatkowo rosyjskie Ministerstwo Zasobów Naturalnych szacuje poziom inwestycji w zagospodarowanie szelfu arktycznego na około 325 mld USD do 2040 roku<sup>75</sup>.

**Tabela 2.** Prognozowane potrzeby inwestycyjne sektora naftowego do roku 2030 (mld USD)

Poziom inwestycji	I etap (do 2013-2015)	II etap (do 2020-2022)	III etap (do 2030)	Razem
Wydobycie i prace geologiczno-poszukiwawcze	110-111	109-112	272-278	491-501
Sektor rafineryjny	21-22	8-9	18-19	47-50
Transport	31-32	17-18	23-24	71-74
<b>Ogółem</b>	<b>162-165</b>	<b>134-139</b>	<b>313-321</b>	<b>609-625</b>

**Dane:** Strategia energetyczna do 2030 roku

Struktura inwestycji rosyjskich koncernów naftowych w 2010 roku wyglądała następująco: wiercenia na eksploatowanych już złożach (40,2%), budownictwo przemysłowe (42%), sprzęt (13,3%), wiercenia w celu poszukiwania nowych złóż (3,6%), inne (0,9%)<sup>76</sup>. Zwraca uwagę niski poziom wydatków na poszukiwanie nowych złóż, który w ciągu ostatnich lat systematycznie spadał. Kryzys w tej sferze pokazuje fakt, że o ile na początku lat 90. poziom wierceń w celach poszukiwawczych nowych złóż wynosił około 7 mln metrów rocznie, to w roku 2009 obniżył się do 0,86 mln metrów<sup>77</sup>. Koncerny rosyjskie przeznaczają

<sup>74</sup> IEA World Energy Outlook 2010.

<sup>75</sup> I. Kezik, Inwestycje w dieficjcie, *Moskowskije Nowosti*, 5.10.2011.

<sup>76</sup> A. Mieszczerin, Fasadnoje błagopułczije: nieft' i gaz Rossii 2010, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 4, 2011, s. 42.

<sup>77</sup> Gosudarstwo uchodit, *Nieftiesierwis*, nr 1/2011.

na poszukiwania nowych złóż około 0,8 mld USD. Tymczasem według ocen rosyjskich ekspertów niezbędne inwestycje na prace geologiczno-poszukiwawcze powinny wynosić 15-18 mld USD rocznie<sup>78</sup>. Przyczyną niskiego poziomu nakładów na ten cel są m.in. uregulowania prawne, które nie dają gwarancji, że dana firma otrzyma prawo zagospodarowania odkrytego przez siebie złoża. Niewielki jest również udział państwa w wydatkach na prace geologiczno-poszukiwawcze – w 2010 roku wyniosły 310 mln USD (wzrost z poziomu 110 mln USD w 2005)<sup>79</sup>. Dla porównania w takich państwach jak Kanada, USA czy Brazylia państwo przeznaczają na ten cel 5-8% środków od całkowitej wartości produkcji naftowej<sup>80</sup>.

Kluczowe pytanie brzmi, czy rosyjskie koncerny naftowe są w stanie samodzielnie wygenerować tak ogromne środki inwestycyjne? Wydaje się, że jest to możliwe, jednak pod dwoma warunkami: po pierwsze, wymaga to poprawy klimatu inwestycyjnego, w tym przede wszystkim złagodzenia przez władze obciążeń fiskalnych i stworzenia konkurencji, m.in. równych warunków działania dla państwowych i prywatnych koncernów naftowych, zamiast faworyzowania podmiotów kontrolowanych przez państwo, oraz po drugie, utrzymania wysokich cen ropy, bez których zagospodarowanie wielu złóż będzie nieopłacalne. Władze są jednak bardziej skłonne obarczać winą za niewystarczający poziom inwestycji koncerny, zamiast szukać rozwiązania w formie obniżenia podatków. Przykładem tego jest wypowiedź premiera Putina z lipca 2011 roku, kiedy skrytykował firmy naftowe za zbyt niski poziom inwestycji, zarzucając im jednocześnie, że za 2010 rok wypłaciły 8 mld USD dywidendy<sup>81</sup>.

Zysk netto ośmiu największych koncernów naftowych, kontrolujących 90% całości rosyjskiego wydobycia, wyniósł w 2011 roku aż 48,9 mld USD (zob. Tabela 3). Co prawda, część rosyjskich firm przeznaczają pokaźne sumy na inwestycje zagraniczne, co musi odbywać się kosztem zmniejszenia ich możliwości inwestycyjnych w samej Rosji. Ponadto niemal wszystkie wielkie koncerny naftowe z Rosji mają zobowiązania kredytowe, których wielkość na początku 2012 roku wynosiła ponad 44 mld USD (zob. Tabela 3) i muszą przeznaczać część dochodu na bieżącą obsługę zadłużenia<sup>82</sup>. Niezależnie od tego poprawa klimatu inwestycyjnego i szczególnie podatkowego stałaby się

<sup>78</sup> Riesursnaja baza: sliwki koncizilis, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 5, 2010, s. 44.

<sup>79</sup> Gosudarstwo uchodit, *Nieftiesierwis*, nr 1/2011.

<sup>80</sup> Riesursnaja baza: sliwki koncizilis..., *op. cit.*, s. 42.

<sup>81</sup> Dane: projekt Generalnego schematu rozwoju sektora naftowego do 2020 roku.

<sup>82</sup> Obliczenia własne na podstawie danych koncernów.

silnym impulsem na rzecz zwiększenia przez rosyjskie koncerny naftowe poziomu inwestycji w zagospodarowywanie nowych złóż i prace geologiczno-poszukiwawcze.

**Tabela 3.** Zysk netto koncernów naftowych w 2011 i ich dług według stanu na początek 2012 roku (mld USD)

Koncern naftowy	Zysk	Dług
Rosneft'	12,4	15,8
ŁUKoil	10,3	6,3
TNK-BP	8,9	6,7
Surgutnieftegaz	8	0
Gazpromneft'	5,35	5,8
Tatneft'	1,75	2,6
Baszneft'	1,6	2,3
Rusneft'	0,67	5,06
<b>RAZEM</b>	<b>48,9</b>	<b>44,5</b>

**Źródło:** Dane koncernów

Do znaczącego zwiększenia inwestycji w rosyjskim sektorze naftowym oraz ogólnej poprawy jego sytuacji przyczyniłoby się większe niż dotychczas otwarcie na inwestorów zagranicznych.

## 5. Ograniczenia dostępu dla inwestorów zagranicznych

Rosyjski sektor naftowy jest w znacznym stopniu zamknięty dla koncernów międzynarodowych, co tym samym ogranicza ilość potrzebnego kapitału i konkurencję. Udział inwestorów zagranicznych jest ściśle limitowany, co wynika ze zmiany, dość liberalnej wcześniej, polityki władz, do jakiej doszło w trakcie pierwszej kadencji prezydenckiej Władimira Putina i czego konsekwencją było usztywnienia prawa. Zgodnie z ustawodawstwem, jeśli podmiot nierosyjski chce objąć powyżej 10% akcji rosyjskiej firmy w sektorach uznanych za strategiczne, do których zalicza się naftowy, potrzebuje zgody

rządowej komisji ds. kontroli inwestycji zagranicznych<sup>83</sup>. Ponadto istnieją reguły nieoficjalne, niezapisane w ustawodawstwie, które sprowadzają się do konieczności uzyskania akceptacji politycznej dla każdej znaczącej inwestycji zagranicznej, w tym szczególnie jeśli przewiduje ona objęcie znaczącej części udziałów w firmie rosyjskiej przez obcy kapitał. Postępujące w ostatnich latach upaństwowienie i kontrola ze strony elity politycznej nad sektorem naftowym oznaczały, że w praktyce podmioty międzynarodowe mogą liczyć jedynie na mniejszościowe pakiety akcji w rosyjskich spółkach energetycznych, a tym samym nie uzyskują realnego wpływu na zarządzanie nimi.

W akcjonariacie największych rosyjskich firm naftowych nie ma żadnych znaczących inwestorów zagranicznych poza koncernem TNK-BP, w którym 50% akcji należy do BP. Ta brytyjska firma jest właścicielem również 1,3% akcji Rosnefti, kupionej podczas IPO tej firmy na giełdzie londyńskiej w 2006 roku.

Inwestorzy zagraniczni posiadają również udziały w kilku małych firmach, będących najczęściej *joint venture* ze spółkami rosyjskimi. Indyjska ONGC kontroluje 100% akcji Imperial Energy, chińska CNPC 49% w Vostok Energy (Rosneft' 51%) i PetroVietnam posiada 49% akcji w Rusvietpetro (Zarubieźneft' 51%), chiński Sinopec 49% akcji Udmurtniefti (Rosneft' 51%). Firmy zagraniczne uczestniczą również w kilku projektach wydobywczych jako mniejszościowi partnerzy firm rosyjskich, co demonstruje Tabela 4.

Udział firm zagranicznych w rosyjskim sektorze naftowym, poza akcjami BP w TNK-BP wciąż jest zatem nieznaczący. Jednak od 2010 roku władze Rosji wysyłają sygnały świadczące o gotowości do większego otwarcia na inwestycje zagraniczne<sup>84</sup>. Najważniejszym tego przejawem były wspomniane umowy między BP a Rosneftią (niezrealizowana) oraz między Rosneftią i ExxonMobil o eksploatacji trzech bloków na Morzu Karskim. W 2010 roku Rosneft' podpisała również porozumienie z amerykańskimi koncernami ExxonMobil i Chevron o wspólnej eksploatacji odpowiednio szelfu kaspijskiego (Rów Tuapsiński) i czarnomorskiego (Wał Szatskiego)<sup>85</sup>.

<sup>83</sup> Przygotowywana jest zmiana prawa, która podwyższy próg do 25%.

<sup>84</sup> Zob. szerzej: I. Wiśniewska, Kontrolowane otwarcie sektora energetycznego Rosji na inwestorów zagranicznych, *Tydzień na Wschodzie*, 9.03.2011.

<sup>85</sup> W czerwcu 2011 roku Chevron i Rosneft' zakończyły współpracę przy tym projekcie. Oficjalnym powodem były różnice w ocenie potencjału surowcowego Wału Szatskiego.

**Tabela 4.** Udział firm zagranicznych w projektach naftowych w Rosji

Nazwa złoża	Udziałowcy	Zasoby	Stan projektu
Sachalin-1	ExxonMobil (30%), Sodeco (30%), ONGC (20%)	256 mln ton	wydobycie roczne 9 mln ton
Sachalin-2	Shell (27,5%), Mitsui (12,5%), Mitsubishi (10%)	150 mln ton	wydobycie około 8 mln ton
Sachalin-3 (Blok weninski)	Rosnieft' (74,9%), Sinopec (25,1%)	169 mln ton	trwają przygotowa- nia do uruchomie- nia wydobycia
Chariaga	Total (40%), StatoilHydro (40%), Zarubieźnieft' (10%)	97 mln ton	wydobycie około 1 mln ton ropy
Spółka Siewier Energia, posiada złoża w Jamało- -Nienieckim OA	Eni i Enel (49%), Gazpromnieft' i Novatek (51%)	568 mln ton	zagospodarowanie złoża się jeszcze nie rozpoczęło

Transakcje te sygnalizują nowe podejście Rosji do inwestorów zagranicznych. Już w przyjętej w 2009 roku Strategii energetycznej do 2030 roku znalazł się postulat przyciągania inwestycji międzynarodowych. Atrakcyjność rosyjskich złóż dla podmiotów zagranicznych, niezależnie od istniejącego ryzyka politycznego, sprawia, że są one zainteresowane udziałem w projektach realizowanych w Rosji. Nowa polityka Moskwy w tej sferze nosi jednak charakter otwarcia kontrolowanego, ograniczonego i obwarowanego wieloma warunkami. Nie wynika również z poprawy klimatu inwestycyjnego ani oferowanych nowych, lepszych warunków współpracy. Najważniejszym jej celem jest próba skłonienia wybranych wielkich firm zagranicznych do zainwestowania w ryzykowne, technicznie trudne i kapitałochłonne projekty wydobywcze, szczególnie takie, w których firmy rosyjskie nie mają niezbędnych technologii (odnosi się to przede wszystkim do złóż położonych na szelfie). Tym samym inwestorzy traktowani są głównie jako źródło *know-how* i kapitału. Przy tym projekty te najczęściej wymagają długiego i kosztownego okresu przygotowawczego, rosyjskie firmy z zasady zachowują pakiet kontrolny, a inwestor pozbawiony jest realnego wpływu na zarządzanie. Ponadto częstym warunkiem dopuszczenia zagranicznego koncernu do inwestycji w Rosji jest wzajemna

wymiana akcji lub odsprzedażenie firmie rosyjskiej atrakcyjnych aktywów międzynarodowych.

Wciąż jest zbyt wcześnie, aby podsumowywać rezultaty polityki kontrolowanego otwarcia rosyjskiego sektora naftowego na inwestycje zagraniczne. Można jednak oczekiwać, że w najbliższych latach zainteresowanie władz rosyjskich zwiększeniem inwestycji zagranicznych będzie rosło, szczególnie jeśli wydobycie ropy zacznie spadać. W wielu regionach (szelf arktyczny, Syberia Wschodnia i Daleki Wschód) rosyjskie koncerny nie są w stanie działać w pojedynkę z powodu złożoności technologicznej złóż i ich kapitałochłonności i będą potrzebować partnera zagranicznego. W przypadku Dalekiego Wschodu decyzja o wyborze danego koncernu będzie również miała ważne znaczenie polityczne (wybór między firmami chińskimi i japońskimi). Znacznie większe niż dotychczas zaangażowanie koncernów zagranicznych mogłoby przyspieszyć eksploatację wielu złóż, a tym samym stać się jednym z panaceów na pogłębiające się problemy rosyjskiego sektora naftowego. Można jednak przypuszczać, że podmioty zagraniczne będą oczekiwać gwarancji ochrony inwestycji i zmiany niekorzystnego systemu podatkowego<sup>86</sup>.

<sup>86</sup> Niewostriebowannyje bogatstwa, *RusEnergy*, 18 maja 2011.



## V. ILE ROPY BĘDZIE WYDOBYWAĆ I EKSPORTOWAĆ ROSJA?

### 1. Prognoza wydobycia ropy do 2030 roku

W 2011 roku wydobycie ropy w Rosji wyniosło 511,3 mln ton, osiągając najwyższy poziom od upadku ZSRR<sup>87</sup>. Kluczowym celem Rosji w polityce naftowej jest utrzymanie produkcji w najbliższych latach na poziomie około 500 mln ton rocznie, który władze uznają za „optymalny”<sup>88</sup>. Mimo że potwierdzone zasoby rosyjskiej ropy są wciąż ogromne, a Rosja posiada prawdopodobnie bardzo znaczące nieodkryte zapasy, to osiągnięcie tego celu będzie trudne i uzależnione od zmiany polityki państwa wobec sektora naftowego.

Zamieszczone w rosyjskich dokumentach oficjalnych prognozy dotyczące poziomu wydobycia ropy znacząco się różnią. Strategia energetyczna do 2030 roku, zatwierdzona w końcu 2009 roku, przewiduje, że produkcja surowca w ciągu najbliższych dwudziestu lat wzrośnie o około 5%, osiągając w latach 2020–2022 poziom 505–525 mln ton rocznie, a w latach 2028–2030 poziom 530–535 mln ton. Przyjęta w czerwcu 2010 roku Strategia rozwoju geologii do 2030 roku zakłada zaś, że wydobycie ropy spadnie w 2015 roku do 490 mln ton, a następnie będzie nieznacznie rosnąć osiągając poziom 500 mln ton w 2020 roku i 530 mln ton w 2030 roku (zob. Tabela 5).

**Tabela 5.** Prognozy wydobycia ropy do 2030 roku według Strategii energetycznej i Strategii rozwoju geologii (w mln ton)

	2010 (fakt)	2015	2020	2025	2030
Strategia energetyczna do 2030	505	515	527	533,5	534
Strategia rozwoju geologii do 2030	505	490	500	-	530

Inną prognozę zawiera Generalny schemat rozwoju sektora naftowego do 2020 roku, upubliczniony w końcu 2010 roku i zatwierdzony w kwietniu 2011 roku

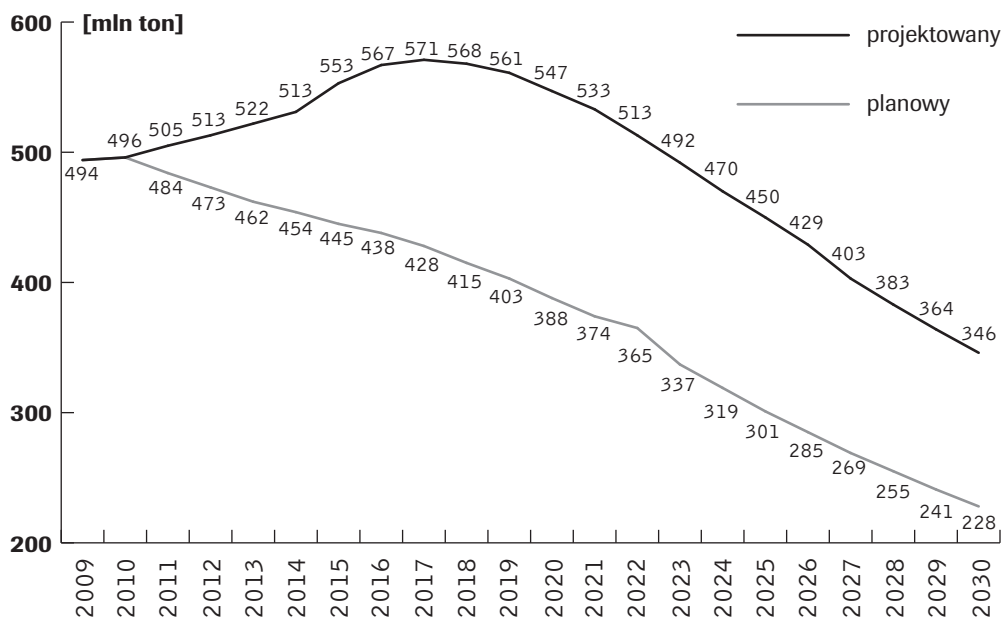
<sup>87</sup> W końcu lat 80. wydobycie w Rosyjskiej FSRR wynosiło 570 mln ton rocznie.

<sup>88</sup> Zob. np. wystąpienie premiera Władimira Putina, luty 2011 roku, <http://premier.gov.ru/events/news/14105/>

przez rządową komisję ds. kompleksu paliwowo-energetycznego. Dokument opracowany przez Ministerstwo Energetyki na zamówienie rządu powstał we współpracy z szeregiem rosyjskich i zagranicznych ośrodków naukowo-badawczych. Generalny schemat prognozuje dwa możliwe scenariusze poziomu wydobycia ropy w Rosji do roku 2030 (zob. Wykres 12). Według pierwszego, nazwanego „planowym”, przy utrzymaniu obecnych warunków działania koncernów naftowych produkcja ropy w ciągu najbliższych lat będzie w szybkim tempie spadać, osiągając poziom 454 mln ton w 2015 roku, 403 mln w 2020 roku i 228 mln w 2030 roku. Oznacza to zatem lawinowy spadek o 20% w ciągu dziesięciu lat i o 55% w ciągu dwudziestu lat, ze wszystkimi tego negatywnymi konsekwencjami dla państwa rosyjskiego.

Zgodnie z drugim scenariuszem, określonym jako „projektowany”, przy znaczącym zwiększeniu inwestycji i odpowiedniej polityce państwa, w tym głównie liberalizacji opodatkowania sektora naftowego, wydobycie ropy w ciągu najbliższych kilku lat będzie wzrastać, osiągając maksymalny poziom 571 mln w 2017 roku. Tym samym przy zmianie otoczenia działania firm naftowych dokument zakłada osiągnięcie bardziej optymistycznego poziomu wydobycia niż Strategia 2030.

**Wykres 12.** Prognozy wydobycia ropy w Rosji do 2030 roku według projektu Generalnego schematu rozwoju sektora naftowego



Jednak po 2017 roku schemat przewiduje szybki spadek produkcji do 547 mln ton w 2020 roku, 470 mln w 2025 roku i 346 mln w 2030 roku. Oznacza to, że postulowane ulgi podatkowe będą w stanie oddalić spadek produkcji rosyjskiej ropy o kilka lat, a nie zatrzymać i za dwadzieścia lat może być on o 31,5% mniejszy niż obecnie. W dokumencie znajduje się jednak zastrzeżenie, że poziom wydobycia po 2020 roku „zależy od przeprowadzenia prac geologicznych, odkrycia nowych złóż i popytu na surowiec”.

Ze wszystkich dokumentów przygotowanych przez rosyjskie instytucje państwowe i dotyczących prognozy sytuacji w rosyjskim sektorze naftowym Generalny schemat rozwoju sektora naftowego do 2020 roku ocenia jego przyszłość najbardziej realistycznie. Nawet jeśli przyjąć, że alarmistyczny ton tego opracowania ma służyć również lobbowaniu wśród decydentów korzystnej dla sektora naftowego zmiany podatkowej.

Większość rosyjskich ekspertów jest zdania, że prognozy oficjalne, szczególnie te zawarte w Strategii energetycznej do 2030 roku, są zbyt optymistyczne i w ciągu najbliższych kilkunastu lat należy się spodziewać spadku produkcji, a jedyną niewiadomą jest jego wielkość. Jedną z najbardziej miarodajnych opinii dla dużej części rosyjskich ekspertów jest prognoza przedstawiona w 2010 roku na łamach pisma branżowego *Nieftiegazowaja Wiertikal*<sup>89</sup>. Jej autorzy przewidują, że Rosja osiągnie szczyt produkcji w 2015 roku, kiedy wyniesie on 506,5 mln ton, aby po tej dacie zacząć systematycznie spadać, osiągając poziom 498,1 mln w 2020 roku, 478,1 mln w 2025 roku i 443,1 mln w 2030. Wnioski te są zgodne z przewidywaniami wielu rosyjskich ekspertów, którzy uzależniają poziom wydobycia ropy od polityki państwa, ale generalnie oczekują jego spadku. Podobne prognozy formułuje również Międzynarodowa Agencja Energetyki (IEA). Zgodnie z jej przewidywaniami wydobycie ropy w Rosji pozostanie na obecnym poziomie do 2015 roku, po czym zacznie spadać: o 7% do 2020 roku i o 3,5% do 2025 roku, po czym utrzyma się na tym poziomie do 2030–2035 roku<sup>90</sup>. Tym samym według IEA w ciągu najbliższych piętnastu lat produkcja spadnie o około 50 mln ton.

<sup>89</sup> J. Podolski, S. Kipelman, Niże optymizma, wysze piessimizma, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 6, 2010.

<sup>90</sup> IEA World Energy Outlook 2010, s. 128.

**W ocenie autora tego tekstu najbardziej prawdopodobnym scenariuszem dla rosyjskiego sektora naftowego jest nieznaczny wzrost wydobycia ropy (kilka milionów ton rocznie) w ciągu najbliższych 2-3 lat, po czym produkcja zacznie spadać poniżej poziomu 500 mln ton. Wielkość spadku będzie uzależniona od działań podjętych przez władze, w tym głównie poprawy klimatu inwestycyjnego i otoczenia podatkowego. Jeśli dojdzie do zmiany polityki naftowej państwa, spadek wydobycia może wynieść około kilkudziesięciu milionów ton do 2030 roku. Jednak jeśli działania podjęte przez państwo okażą się zbyt zachowawcze, wówczas niewykluczony jest spadek produkcji nawet do poziomu poniżej 400 mln ton.**

### **1.1. Syberia Wschodnia nie zastąpi Syberii Zachodniej**

Główną przyczyną prognozowanego zmniejszenia produkcji jest pogarszający się stan złóż na Syberii Zachodniej, kluczowego centrum wydobycia rosyjskiej ropy, gdzie w latach 2006–2010 spadek wydobycia wyniósł w sumie około 5% i zgodnie z większością prognoz utrzyma się w przyszłości. Szczególnie zła sytuacja jest na złożach w Chanty-Mansyjskim OA, gdzie wydobywane jest ponad 50% całości rosyjskiej ropy. Eksperci rosyjscy ostrzegają, że obserwowany spadek jest niezależny od wzrostu aktywności inwestycyjnej firm naftowych, znaczącego zwiększenia odwiertów i szerokiego zastosowania technologii podwyższających efektywność wydobycia<sup>91</sup>. W najlepszym wypadku produkcja w tym regionie utrzyma się na poziomie nieco niższym niż obecny, jednak bardziej prawdopodobne jest, że będzie szybko spadać<sup>92</sup>. Nawet optymistyczna w prognozach Strategia 2030 przewiduje, że w ciągu najbliższych kilkunastu lat wydobycie ropy na Syberii Zachodniej będzie się systematycznie i nieodwracalnie obniżać, a spadek może wynieść nawet 10% w ciągu najbliższych pięciu lat. Jeszcze gorsza sytuacja przewidywana jest w regionie uralsko-nadwołżańskim, drugim najważniejszym centrum naftowym Rosji, gdzie według Strategii 2030 wydobycie w ciągu dziesięciu lat spadnie o 20%, a do 2030 roku nawet o ponad 40% w stosunku do poziomu z 2008 roku (zob. Tabela 6). Przyczyną tego stanu jest wysoki stopień wyeksploatowania starych złóż, ekstenzywne wydobycie po 1991 roku oraz nieopłacalność wydobycia na niektórych złożach przy obecnych warunkach podatkowych.

<sup>91</sup> M. Turukałow, Zapadnaja Sibir: ot sniženija dobyczy do obwała, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 6, 2009, s. 13.

<sup>92</sup> *Ibidem*, s. 14.

**Tabela 6.** Prognoza wydobycia ropy w regionach Rosji według Strategii energetycznej do 2030 roku (mln ton)

Region	2008 (fakt)	2013-2015	2020-2022	2028-2030
Syberia Zachodnia	332,7	294-310	286-312	301-303
Ural-Powołże	106,7	94-97	80-86	59-65
Timano-Peczora	29,1	32-35	35-36	42-43
Syberia Wschodnia	0,5	21-33	41-52	75-69
Daleki Wschód	13,8	23-25	30-31	32-33
Kaukaz	4,8	7-11	19-20	21-22
RAZEM	487,6	486-495	505-525	530-535

Obserwowany w ciągu ostatnich lat wzrost wydobycia rosyjskiej ropy może działać uspokajająco na władze, tworząc iluzję, że sektor znajduje się w dobrej kondycji. Tymczasem obserwowane, nieznaczne w ciągu ostatnich lat, zwiększenie produkcji jest skutkiem w pierwszym rzędzie wprowadzenia do eksploatacji kilku nowych złóż, w tym przede wszystkim: Wankoru, największego złoża zagospodarowanego w Rosji po 1991 roku, które w 2012–2013 roku osiągnie szczyt produkcji (25 mln ton rocznie), złóż na Sachalinie, przygotowanych do produkcji dzięki technologii i kapitałowi koncernów zagranicznym, Talakańskiego i Wierchnieczońskiego na Syberii Wschodniej oraz rozpoczęcia eksploatacji szelfu kaspijskiego. Wprowadzone do eksploatacji w ostatnich latach nowe złoża i te, na których wydobycie niebawem się rozpocznie, czyli głównie na Syberii Wschodniej i szelfie kaspijskim, nie są jednak w stanie w średniej i dłuższej perspektywie zamortyzować spadającego wydobycia w tradycyjnych regionach naftowych. Wszystkie rosyjskie dokumenty oficjalne zgodnie stwierdzają, że w ciągu najbliższych co najmniej dwudziestu lat Syberia Zachodnia i region wołżańsko-uralski pozostaną kluczowymi regionami nie tylko pod względem wielkości wydobycia, ale i przyrostu zasobów dzięki nowo odkrytym złożom.

Problemem rosyjskiego sektora jest również to, że w ciągu najbliższych kilku lat nie jest planowane wprowadzenie do eksploatacji nowych, dużych złóż. Strategia 2030 zakłada, że wzrośnie znaczenie wydobycia ropy na Syberii

Wschodniej i północy Kraju Krasnojarskiego (Wankor), jednak prognozy tego dokumentu, przewidujące zwiększenie udziału tych regionów oraz Dalekiego Wschodu w ogólnym wydobyciu rosyjskiej ropy do 18–19% w 2030 roku są zbyt optymistyczne. Celem rosyjskich władz jest zapełnienie budowanego ropociągu WSTO, który po roku 2015 ma osiągnąć moc 80 mln ton rocznie, co wydaje się w najbliższych kilkunastu latach nierealne. Nawet Strategia 2030 przewiduje, że za dwadzieścia lat wydobycie w tym regionie wyniesie maksymalnie 75 mln ton. Znaczna część rosyjskich ekspertów uważa jednak, że założone prognozy wydobycia w tym regionie Rosji nie odpowiadają danym o dostępnych zasobach naftowych. Odkryte i zagospodarowywane złoża mogą w najlepszym wypadku produkować 50 mln ton ropy rocznie, a osiągnięcie zakładanego przez władze poziomu 80 mln ton będzie wymagało dwukrotnego zwiększenia nadań geologiczno-poszukiwawczych nowych złóż<sup>93</sup>. Co prawda, część ekspertów uważa, że wydobycie na Syberii Wschodniej będzie szybko wzrastać. Według szacunków syberyjskiego oddziału Rosyjskiej Akademii Nauk w 2020 roku sięgnie 76 mln ton, w 2030 roku 87 mln ton. Natomiast raport Oxford Institute for Energy Studies szacuje, że po 2020 roku wydobycie wyniesie około 80 mln ton, aby po kilku latach sięgnąć niemal 100 mln ton<sup>94</sup>. Podobne prognozy są znacznie bardziej optymistyczne niż założone w Strategii 2030.

Syberia Wschodnia jest regionem wciąż słabo zbadanym geologicznie, a należy pamiętać, że czas między odkryciem złoża i osiągnięciem projektowanego wydobycia wynosi 10–15 lat<sup>95</sup>. Problemem jest również to, że w strefie ropociągu WSTO, tzn. bez konieczności budowy nowych, drogich ropociągów łączących z nim dalej położone złoża, znajduje się odpowiednio 667 mln ton ropy w zasobach potwierdzonych i 857 mln ton w prawdopodobnych, co jest ilością zbyt małą, aby zapełnić WSTO<sup>96</sup>. Ponadto nowe złoża są bardziej skomplikowane technologicznie, w znacznej części położone na terenach bez jakiegokolwiek infrastruktury, a przez to drogie w eksploatacji. Wysokość niezbędnych inwestycji szacowana jest na około 160 mld USD do 2030 roku (łącznie dla Syberii Wschodniej i Dalekiego Wschodu). Jeszcze innym problemem złóż wschodniosyberyjskich jest wysoki koszt transportu surowca ropociągiem

<sup>93</sup> A. Korżubajew, I. Filimonowa, L. Eder, O realnych perspektiwach kompleksnego oswojenia rezerw surowców ropy i gazu w Rosji, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 20, 2010, s. 22.

<sup>94</sup> J. Henderson, The strategic implications of Russia's Eastern oil resources, The Oxford Institute for Energy Studies, January 2011, s. 60.

<sup>95</sup> S. Kipelman, J. Podolski, Niże optymizmu..., *op.cit.*; ES'2030: ignorirujia realii, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 19, 2010, s.25.

<sup>96</sup> O. Priszczepa, J. Podolski, Mnienie WNIIGRI: niet po niefti i wozmožno po gazu, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 20, 2010, s. 28.

WSTO, który realnie wynosi 130 USD za tonę. W związku z tym, że jest dotowany przez Transneft' (przy jednoczesnym zawyżaniu taryf przesyłu w kierunku zachodnim), jego koszt wynosi 61 USD, jednak wpływa to na sytuację finansową rosyjskich koncernów naftowych<sup>97</sup>.

**Kompleks istniejących problemów, konieczność wielkich nakładów inwestycyjnych, niedopuszczanie inwestorów zagranicznych i czasochłonność zagospodarowania tej nowej prowincji naftowej Rosji sprawia, że poziom wydobywania na Syberii Wschodniej najprawdopodobniej będzie rósł wolniej, niż przewidują to władze. Wzrost produkcji mogłoby jednak przyspieszyć zmniejszenie obciążeń podatkowych (głównie cła eksportowego) oraz zaangażowanie inwestorów zagranicznych.** Podjęta we wrześniu 2011 roku przez rząd japoński decyzja o rezygnacji w ciągu dziesięciu lat z energii atomowej może doprowadzić do wzrostu popytu na rosyjskie surowce energetyczne i zwiększyć chęć firm japońskich do zaangażowania inwestycyjnego na Syberii Wschodniej i Dalekim Wschodzie.

## 1.2. Kryzys lub zmiana polityki władz

Jak pokazano w poprzednich rozdziałach, w rosyjskim sektorze naftowym skumulowało się w ostatnich latach szereg problemów, pogłębianych brakiem reakcji ze strony władz. Jednym z kluczowych są zbyt niskie nakłady inwestycyjne, w tym na prace geologiczno-poszukiwawcze o fundamentalnym znaczeniu dla przyszłości sektora oraz na zagospodarowanie nowych złóż. W nieodległej perspektywie przemysł naftowy zacznie odczuwać skutki trwającego w ostatnich latach chronicznego niedoinwestowania. Strategia energetyczna stawia cel, aby do 2020 roku przyrost zasobów ropy naftowej wyniósł 5,5 mld ton, a do 2030 roku o kolejne 5,1 mld ton, co oznaczałoby wzrost potwierdzonych zasobów ropy o 50% według klasyfikacji rosyjskiej lub o 100% według klasyfikacji międzynarodowej. Osiągnięcie podobnego poziomu jest nierealne bez ogromnego zwiększenia inwestycji. Ponadto pogarsza się jakość istniejących zasobów naftowych, których wydobywanie będzie skomplikowane z powodu położenia w trudnych strukturach geologicznych (udział ropy trudno wydobywalnej wynosi 60% w całości zasobów<sup>98</sup>), trudnych warunków klimatycznych i braku rozwiniętej infrastruktury, braku odpowiednich technologii.

<sup>97</sup> Interfax-ANI, 23-30.12.2009.

<sup>98</sup> S. Fiłatow, O. Bielakowa, Oswojenie trudnoizwlekajemych zapasów ropy: ocena ekonomicznej efektywności, *Nieftiegazowaja Wiertikal*, nr 23-24, 2010.

Strategia 2030 i IEA zgodnie szacują, że poziom niezbędnych inwestycji w rosyjskim sektorze naftowym w ciągu najbliższych dwudziestu lat powinien wynosić około 30 mld USD rocznie. Zatem wobec 25 mld USD nakładów inwestycyjnych w 2011 roku rosyjskie koncerny naftowe muszą wygenerować jeszcze około 5 mld USD rocznie. Byłoby to możliwe w przypadku gruntownej reformy systemu podatkowego. Wprowadzone w 2011 roku zmiany w wysokości cła eksportowego oraz zniesienie NDPI na niektórych złożach w perspektywicznych regionach naftowych, choć wciąż są niewystarczające dla poprawy sytuacji, to jednak pokazują, że władze dostrzegają zbliżający się problem spadku wydobywania. Elita rządząca obawia się jednak konsekwencji spadku dochodów naftowych do budżetu, stąd jej działania wobec tej strategicznej gałęzi gospodarki są bardzo ostrożne i pozbawione szerszej wizji. Reforma podatkowa skutkowałaby wprawdzie zmniejszeniem wpływów podatkowych, jednak – jak przekonuje Generalny schemat – spadek byłby „nieznaczący” i po 2020 roku zostałby „wielokrotnie zrekompensowany” zwiększonymi dochodami.

Przyszły poziom wydobywania będzie uzależniony nie tylko od reformy systemu podatkowego. Niezbędna jest również rezygnacja z istniejącego nieformalnego podziału firm naftowych na dwie kategorie. Do pierwszej zaliczają się koncerny państwowe i zbliżone do elity władzy, które są faworyzowane w dostępie do nowych złóż i wspierane za pomocą różnych metod administracyjnych. Do drugiej zaś należą firmy prywatne, które nie mogą liczyć na żadne ulgi i które w związku z pogarszającym się klimatem inwestycyjnym redukują swoje plany inwestycyjne i zwiększają aktywność międzynarodową. Oddzielną kategorią są małe spółki naftowe, które przy poprawie ich warunków działania mogłyby zagospodarowywać wiele złóż, nieinteresujących dla wielkich koncernów, przyczyniając się w ten sposób do wzrostu produkcji.

Kolejną kwestią, która wymaga zmiany, jest polityka wobec inwestorów zagranicznych. Wprawdzie wydaje się, że przy poluzowaniu obciążeń podatkowych rosyjskie firmy naftowe byłyby w stanie wygenerować niezbędne środki na inwestycje, jednak w przypadku wielu perspektywicznych zasobów (szelf arktyczny i zachodniosyberyjskie złoża ropy niekonwencjonalnej) nie mają niezbędnych technologii. Oznacza to, że bez zaangażowania wielkich firm międzynarodowych ich eksploatacja, jeśli nie będzie zupełnie niemożliwa, to zostanie odsunięta w czasie. Od 2010 roku obserwowana jest pewna zmiana polityki władz wobec inwestorów, czego przykładem jest zaangażowanie ExxonMobil na Morzu Karskim. Wydobywanie na tym sztandarowym projekcie zacznie się jednak nie wcześniej niż po 2030 roku. Z punktu widzenia przyszłości rosyjskiego sektora naftowego bardziej pożądanymi byłyby otwarcie



inwestorom zagranicznym, w tym azjatyckim, dostępu do zasobów Syberii Wschodniej i szelfu morskiego na Dalekim Wschodzie.

Konkludując należy raz jeszcze podkreślić, że najważniejszy wpływ na przyszłość rosyjskiej ropy będzie miała polityka państwa. Bez zmiany sposobu myślenia władz o sektorze i traktowania go przede wszystkim jako kluczowego źródła dochodów budżetowych, tendencje kryzysowe będą się tylko pogłębiać. Będzie to miało daleko idące skutki dla całej gospodarki i państwa, które w ciągu ostatnich lat stało się państwem surowców, silnie uzależnionym od zysków z eksportu ropy.

Należy wspomnieć o jeszcze jednym kluczowym czynniku, który będzie miał ogromny wpływ na przyszłość rosyjskiego sektora naftowego, w tym na poziom wydobycia, mianowicie na cenę ropy. Zagospodarowanie większości nowych złóż i części starych będzie nieopłacalne przy cenie baryłki poniżej 100 USD. Spadek ceny, który utrzymałby się w dłuższym okresie, miałby katastrofalne skutki dla rosyjskiego budżetu i kondycji firm naftowych. Skutkiem tego zapewne byłaby rezygnacja władz z liberalizacji polityki fiskalnej ze wszystkimi tego negatywnymi skutkami dla Rosji i sektora naftowego.

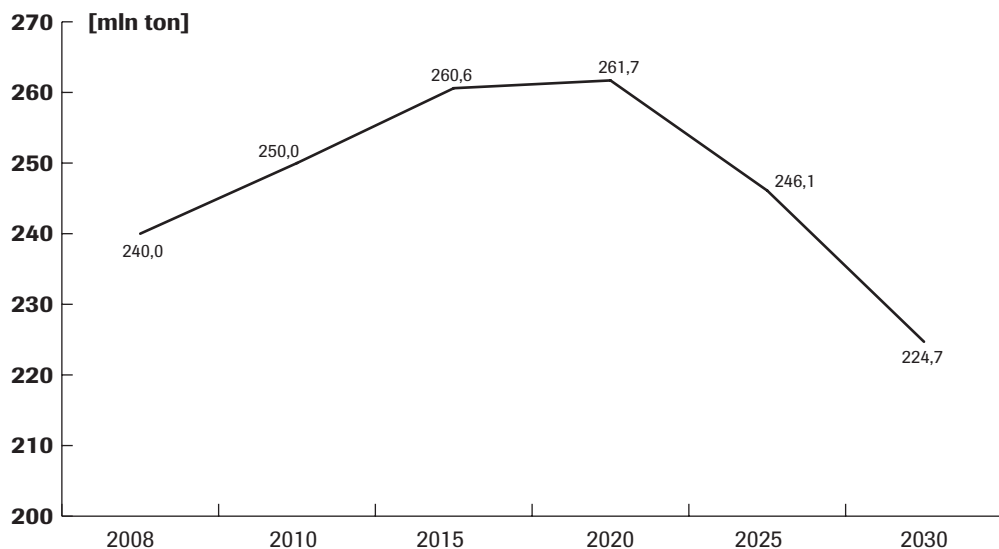
## 2. Przyszły poziom eksportu ropy

W ostatnich kilku latach eksport rosyjskiej ropy utrzymywał się na poziomie około 250 mln ton rocznie. Strategia energetyczna do 2030 roku przewiduje, że w latach 2013–2015 eksport wyniesie 243–244 mln ton, w 2022 roku 240–252 mln i w 2030 roku 222–248 mln. Najbardziej prawdopodobny poziom eksportu według tego dokumentu został przedstawiony na Wykresie 13. Tym samym oznacza to, że rosyjskie władze spodziewają się w 2030 roku spadku eksportu o około 35 mln ton w stosunku do obecnej wielkości, nawet pomimo prognozowanego wzrostu wydobycia. Spowodowane jest to zakładanym wzrostem poziomu przerobu ropy w rosyjskich rafineriach, który ma się zwiększyć z 247 mln ton w 2010 roku do 232–239 mln ton w 2013–2015, 249–260 mln ton w latach 2020–2022 i 275–311 mln w 2030 roku. Nieznacznie wzrosnąć ma również konsumpcja produktów naftowych w Rosji do poziomu 125 mln ton rocznie o około 10% według Strategii 2030 i o 7% według IEA do 2030 roku<sup>99</sup>. W ocenie tej ostatniej instytucji Rosja wyprzedzi Stany Zjednoczone i zajmie pierwsze miejsce na świecie pod względem konsumpcji energii *per capita*<sup>100</sup>.

<sup>99</sup> IEA *World Energy Outlook 2010*, s. 107.

<sup>100</sup> Do 2035 roku konsumpcja energii w Rosji na mieszkańca wyniesie 6,4 tony ekwiwalentu ropy. *Ibidem*, s. 89.

Wykres 13. Prognoza eksportu rosyjskiej ropy według Strategii do 2030



**Prognozowany przez autora tego tekstu spadek wydobycia rosyjskiej ropy nieuchronnie będzie musiał skutkować spadkiem eksportu. Wysokość spadku będzie jednak zależna od kilku czynników, w tym głównie od popytu wewnętrznego i wielkości przerobu ropy w rafineriach w Rosji.** Wprowadzie Strategia 2030 zakłada znaczący rozwój mocy przerobowych rosyjskich rafinerii, jednak w perspektywie kilku najbliższych lat obowiązujące od października 2011 roku zmiany w wysokości cła eksportowego na ropę i produkty naftowe mogą doprowadzić do spadku przerobu ropy w rafineriach rosyjskich i tym samym zwiększenia eksportu surowej ropy. Jego wielkość szacowana jest przez Ministerstwo Energetyki FR na 20–25 mln ton rocznie<sup>101</sup>. Nie jest jednak jasne, czy wielkość ta utrzyma się w kolejnych latach, tym bardziej że władze deklarują chęć modernizacji krajowych rafinerii i w dłuższym terminie chcą zwiększać eksport produktów naftowych kosztem surowej ropy, co powinno mieć pozytywny wpływ na kapitalizację koncernów naftowych i utrzymanie zatrudnienia w tej gałęzi przemysłu.

**Można zatem zakładać, że w ciągu najbliższych trzech-czterech lat eksport rosyjskiej ropy prawdopodobnie może nieznacznie wzrosnąć z obecnego poziomu 250 mln ton, a następnie zacznie się obniżać wraz ze spadkiem wydobycia. Przy tym przy założeniu, że w najbliższych latach**

<sup>101</sup> J. Mazniewa, Eksportnyj prowau, *Wiedomosti*, 5.09.2011.

**konsumpcja krajowa będzie rosła w niewielkim tempie, a państwo i firmy naftowe będą dążyć do utrzymania poziomu przerobu surowca w rosyjskich rafineriach zbliżonego lub o 10% niższego od obecnego, oznacza to, że zmniejszająca się produkcja ropy będzie miała największy wpływ właśnie na wielkość eksportu i doprowadzi do jego spadku zapewne o co najmniej 10%, a prawdopodobnie nawet kilkanaście procent.**

### **3. Kierunki eksportu: ile do Europy, ile do Azji?**

Rosyjskie władze od lat deklarują dążenie do dywersyfikacji eksportu ropy. Przez dziesięciolecia państwa europejskie tradycyjnie były kluczowymi odbiorcami rosyjskiego surowca o pozycji niemal monopolistycznej. Związane to jest z położeniem geograficznym rosyjskich złóż (Ural, Powołże, Syberia Zachodnia), skąd eksport do Europy pozostaje najbardziej racjonalny ekonomicznie. Konsekwencją tego była rozwinięta jeszcze w czasach ZSRR infrastruktura przesyłowa w kierunku zachodnim. Tylko niewielkie ilości surowca trafiały na rynek amerykański oraz do Azji. W przypadku złóż na Sachalinie rynek azjatycki i ewentualnie zachodnie wybrzeże Stanów Zjednoczonych są naturalnymi miejscami eksportu. Od końca lat 90. niewielkie ilości rosyjskiej ropy transportowane były również do Chin, początkowo koleją, a od stycznia 2011 roku nowym ropociągiem Skoworodino–Daqing, będącym odnogą WSTO, o przepustowości 15 mln ton rocznie.

W ostatnich latach widoczne są działania Rosji zmierzające do zmiany uzależnienia od kierunku europejskiego, mającego obecnie ponad 80-procentowy udział w całości eksportu, poprzez wzrost sprzedaży do państw azjatyckich. Strategia 2030 zakłada, że w ciągu najbliższych dwudziestu lat udział rynków azjatyckich w ogólnym poziomie eksportu ropy wzrośnie dwukrotnie z obecnych 12% do 22–25%<sup>102</sup>. Zwiększenie eksportu do państw Azji jest bezpośrednią konsekwencją rozpoczęcia zagospodarowywania złóż Syberii Wschodniej, a jego przyszła wielkość jest bezpośrednio uzależniona od tego, ile ropy będzie wydobywane w tym regionie Rosji. Powstający ropociąg WSTO, pierwszy projekt infrastrukturalny w Rosji nie skierowany na rynek europejski, ma przyczynić się do stworzenia nowej prowincji naftowej. O ile sprzedaż ropy wschodniosyberyjskiej lub sachalińskiej odbiorcom w Azji jest zrozumiała z przyczyn geograficznych, o tyle decyzja, aby poprzez WSTO

<sup>102</sup> Warto przypomnieć, że Strategia energetyczna do 2020 roku stawiała nawet zupełnie nie-realistyczny cel zwiększenia udziału Azji w rosyjskim eksporcie ropy z ówczesnych 3% do 30% w 2020 roku.

transportować ropę ze złoża Wankor na północy Kraju Krasnojarskiego, która na wiele lat pozostanie najważniejszym zapleczem surowcowym tego ropociągu, jest już decyzją polityczną. Z powodu odległości tańsze i bardziej racjonalne ekonomicznie byłoby przesyłanie tego surowca w kierunku europejskim.

W związku z prognozowanym wzrostem wydobycia na złożach na Syberii Wschodniej, północy Kraju Krasnojarskiego i Sachalinie udział krajów azjatyckich w ogólnym poziomie eksportu będzie rósł. Jednocześnie w związku z oczekiwanym spadkiem wydobycia surowca na Syberii Zachodniej i regionie uralsko-nadwożańskim nieuchronny będzie spadek eksportu w kierunku europejskim. **Jeśli przyjąć, że w 2020 roku prawdopodobne wydobycie ze złóż wschodniosyberyjskich wyniesie około 50 mln ton, a na Sachalinie około 20–25 mln ton, oznacza to, że udział Azji w ogólnym poziomie eksportu (przyjmując jego wielkość zbliżoną do obecnego poziomu około 250 mln ton rocznie) wzrośnie do około 28–30%<sup>103</sup>. Poziom ten może być nawet wyższy niż 1/3 rosyjskiego eksportu, o ile ogólny poziom eksportu będzie niższy niż obecnie.**

W ostatnich latach przedstawiciele rosyjskich władz wielokrotnie grozili, że Rosja może „skierować swoje ropociągi do Azji”, zmniejszając dostawy w kierunku europejskim<sup>104</sup>. Realizacja podobnych propagandowych deklaracji jest jednak nierealna. **Europa pozostanie w przyszłości najważniejszym rynkiem sprzedaży rosyjskiej ropy, choć jej udział spadnie do około 2/3 całości eksportu.** Prawdopodobne jest, że już za kilka lat w kierunku europejskim będzie przesyłane mniej rosyjskiej ropy niż obecnie, co będzie jednak konsekwencją nie decyzji politycznych, a naturalnych procesów spadku wydobycia na złożach, które przez ostatnie dziesięciolecia były zapleczem surowcowym rosyjskiego eksportu. Pomimo oczekiwanego zmniejszenia się poziomu eksportu do państw europejskich Rosja rozbudowuje infrastrukturę przesyłową w kierunku zachodnim, czego dowodem jest powstający ropociąg BTS-2. Tym samym otwierając nowy ropociąg eksportowy do Azji i rozszerzając moce eksportowe w kierunku europejskim, Rosja zwiększa możliwości swojej polityki naftowej.

WOJCIECH KONOŃCZUK

<sup>103</sup> Ropa z tego regionu Rosji może jednak trafiać również na zachodnie wybrzeże Stanów Zjednoczonych.

<sup>104</sup> Zob. np. artykuł ministra energetyki Rosji w *Financial Times*, 19.10.2007.



## **Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia**

Ośrodek Studiów Wschodnich (OSW) jest instytucją ekspercką zajmującą się monitorowaniem oraz analizą sytuacji politycznej, gospodarczej i społecznej w Rosji, na Kaukazie i w Azji Centralnej, w państwach Europy Środkowej i Wschodniej, w Niemczech oraz na Bałkanach.

OSW powstał w 1990 roku i jest w całości finansowany z budżetu państwa. W 2006 roku Ośrodkowi nadano imię założyciela – Marka Karpia.

Odbiorcami naszych opracowań są przede wszystkim instytucje państwowe: Kancelaria Prezydenta RP, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, ministerstwa i agencje rządowe, a także Sejm i Senat RP.

Szczególnie aktywnie włączamy się w dyskusję dotyczącą polityki wschodniej Unii Europejskiej, wyzwań dla bezpieczeństwa energetycznego oraz procesów transformacji politycznej i społeczno-gospodarczej sąsiadów Polski.

Znaczna część naszych publikacji dostępna jest na stronie internetowej **osw.waw.pl**

## **Serie wydawnicze**

**Punkt Widzenia** – krótkie opracowania analityczne prezentujące opinie naszych ekspertów na aktualne tematy; wydawane w języku polskim i angielskim.

**Prace OSW** – duże opracowania analityczne poświęcone ważnym procesom politycznym, społecznym i gospodarczym zachodzącym na obszarze zainteresowania OSW; wydawane w języku polskim i angielskim.

## **Newslettery OSW**

**Tydzień na Wschodzie** – tygodniowy biuletyn analityczny dotyczący obszaru Rosji, Ukrainy, Białorusi, Kaukazu i Azji Centralnej (wersja angielska: EASTWEEK)

**BEST OSW** – tygodniowy biuletyn analityczny dotyczący obszaru krajów bałtyckich, Europy Środkowej, Niemiec oraz Bałkanów (wersja angielska: CEWEEKLY)

**Komentarze OSW** – w tej serii publikujemy analizy o najistotniejszych wydarzeniach z obszaru naszego zainteresowania w pogłębionej formie (wersja angielska: OSW Commentary)

Newslettery OSW są dostępne w bezpłatnej prenumeracie