

Gaz łupkowy – nowe regulacje

PAWEŁ TUROWSKI

Polski rząd przygotowuje projekty nowego prawa regulującego wydobycie gazu łupkowego oraz zmieniającego zasady i wysokość pobieranych danin. Tworząc nowe regulacje skorzystano z rozwiązań norweskich, duńskich i holenderskich. Państwo planuje pobierać od 2020 r. do 40 proc. zysków z produkcji węglowodorów. Powstanie także nowy państwowy operator, który z mocy prawa otrzyma udziały w każdej koncesji wydobywczej oraz fundusz majątkowy do gromadzenia części zysków z wydobycia. Stare regulacje przyjęto na początku lat 90. XX w. i w większym stopniu były skoncentrowane na określeniu zasad wydobywania węgla kamiennego oraz budowie systemu finansowania ochrony środowiska.

W ciągu ostatnich kilkunastu miesięcy pojawiły się nowe informacje dotyczące możliwości potencjału krajowych złóż gazu łupkowego. Za najbardziej aktualny można traktować raport Polskiego Instytutu Geologicznego z początku 2012 r., wskazujący dane, które zgodnie z metodologią badawczą 3P (*proven + possible + probable*) można interpretować w sposób następujący: potwierdzone zasoby gazu łupkowego wynoszą 340 mld m³, zasoby możliwe – 768 mld m³, zaś prawdopodobne – 1,92 bln m³ surowca¹. Trzeba pamiętać, że raport PIG to jedynie szacunki wykonane we współpracy polskich i amerykańskich służb geologicznych. Wykonano je analizując 56 rdzeni wydobytych przy poszukiwaniach złóż węgla, które prowadzono od lat 60. XX w.². Część rdzeni była zwiertrzała, co nie ułatwiało wykonania obliczeń. Pomimo że dane z raportu PIG są jedynie szacunkami, to pośrednio otrzymano najważniejszą informację. Badania doświadczalne wykonywane na materiale geologicznym wydobytym z głębi ziemi potwierdziły wcześniejszą, teoretyczną hipotezę amerykańskich geologów o istnieniu złóż gazu i ropy naftowej ściśniętej w skałach pochodzą-

¹ Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych Dolnego Paleozoiku w Polsce (Basen Bałtycko-Podlasko-Lubelski). Raport pierwszy. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, marzec 2012 r., http://www.pgi.gov.pl/en/dokumenty-in/doc_view/771-raport-pl.html (dostęp: 19 kwietnia 2013 r.).

² *Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland, 2012*, Fact Sheet 2012, U.S. Geological Survey, <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3102/> (dostęp: 19 kwietnia 2013 r.).

cych z epoki dolnego paleozoiku na terenie Polski. Warto pamiętać, że dotychczas opublikowane raporty zawierają zarówno wielokrotnie wyższe prognozy, jak i znacząco niższe. Trzeba wyjaśnić przyczyny tak dużej rozpiętości w publikowanych szacunkach złóż gazu łupkowego w Polsce. Mają na nie wpływ odmienne metodologie wyliczeń przyjmowane przez poszczególne ośrodki badawcze oraz sposób interpretacji informacji geologicznych wykorzystanych do obliczeń. Rzeczywiste informacje o zasobach krajowych złóż będzie można uzyskać dopiero po przeprowadzeniu odpowiedniej liczby wierceń. Specjaliści branżowi szacują, że należy wykonać ok. 100 odwiertów pionowych, tyle samo poziomych oraz przeprowadzić szczelinowania wywierconych otworów, aby uzyskać precyzyjne informacje o krajowych zasobach gazu łupkowego. Jednak do tej pory wykonano tylko 33 odwierty pionowe, 10 poziomych i jedynie 4 szczelinowania poziome³. Mimo że przeprowadzono szczelinowanie 9 otworów pionowych i wykonano kilka tzw. mikroszczelinowań⁴ to nadal informacji geologicznych jest mało – zaś kluczowe są dane ze szczelinowań poziomych, których wykonano niewiele. Ministerstwo Środowiska, na podstawie zobowiązań inwestycyjnych nałożonych na firmy poszukiwawcze, szacuje, że w ciągu 4–5 lat zostanie wykonana niezbędna liczba wierceń do precyzyjnej oceny wielkości polskich złóż gazu łupkowego, zaś do 2021 r. koncesjonariusze mają wykonać ponad 300 odwiertów poszukiwawczych⁵, które umożliwią bardzo precyzyjne rozpoznanie.

Nowe regulacje

Uruchomienie przemysłowej eksploatacji gazu łupkowego wymaga przygotowania nowych regulacji prawnych określających m.in. zasady prowadzenia wydobywania, sposób prowadzenia nadzoru prac przez organa państwa oraz poziom dochodów zarówno inwestorów prywatnych, jak i państwa, będącego właścicielem wydobywanych surowców energetycznych. Nowe regulacje są niezbędne, ponieważ obecnie obowiązujące prawo geologiczne i górnicze korzeniami sięga początku lat 90. XX w. Było ono tworzone w określonej sytuacji

³ *Tabelaryczne zestawienie ilości zakończonych otworów poszukiwawczych typu „shale gas” wraz z rodzajem dokonanych zbiegów w otworze. Stan na dzień 02.04.2013 r.*, http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_04/77a085001878ff7ef934579d843ef318.pdf (dostęp: 11 kwietnia 2013 r.).

⁴ *Ibidem.*

⁵ *Kiedy i gdzie rozpoczęto poszukiwania shale gas w Polsce?*, http://www.mos.gov.pl/arttykul/3327_najczesciej_zadawane_pytania_odpowiedzi/12473_6_kiedy_i_gdzie_rozpoczeto_poszukiwania_shale_gas_w_polsce.html (dostęp: 12 kwietnia 2013 r.).

ekonomicznej kraju, w czasie transformacji gospodarczej, a poziom wydobycia węgla kamiennego był redukowany. Z tych przyczyn państwo nie uznawało za kluczowe budowanie regulacji mających zapewnić dochody budżetowi z tytułu eksploatacji kopalni. Po części koncepcja ta znajdowała uzasadnienie w strukturze właścicielskiej przemysłu wydobywczego – kopalnie były własnością państwową, więc ewentualny zysk należny właścicielowi mógł zasilać budżet narodowy. Kolejnym celem przyjętego ponad 20 lat temu prawa górniczego i geologicznego była budowa systemu finansowania ochrony środowiska. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) zyskał stabilne źródło finansowania proekologicznych inwestycji. Dzięki temu możliwe było m.in. uruchomienie wsparcia budowy oczyszczalni ścieków czy zmniejszanie poziomu emitowanych przez przemysł i energetykę pyłów. Beneficjentem tych regulacji okazały się także gminy posiadające kopalnie – ich budżety otrzymały udział finansowy ze sprzedaży wydobytego węgla, ropy czy gazu. Podsumowując, można zauważyć, że dotychczas obowiązujące prawo geologiczne i górnicze, chociaż zbudowało wystarczające otoczenie prawne dla branży górnictwa węglowego i systemu wsparcia inwestycji proekologicznych, to nie jest wystarczające dla tworzącego się sektora przemysłu wydobywczego gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych.

Renta surowcowa

Wszystkie kraje będące znaczącymi producentami gazu ziemnego i ropy naftowej zbudowały systemy prawne i podatkowe, które z jednej strony są atrakcyjne i przyciągają wielkie koncerny energetyczne posiadające niezbędne sposoby i środki do prowadzenia prac wydobywczych, z drugiej zaś strony gwarantują państwu udział w zyskach z wydobytych surowców. Obliczając poziom dochodów państwa, można oprzeć je na pojęciu tzw. renty surowcowej. Zgodnie z definicją stosowaną przez Ministerstwo Finansów, jest nią nadwyżka przychodów ze sprzedaży gazu i ropy nad kosztami ich wydobycia⁶. Istniejące w różnych krajach odmienne systemy podatkowe posiadają cechy wspólne – umożliwiają koncernom uzyskiwanie ulg inwestycyjnych, których

⁶ *Projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw*, Projekt z dnia 28 marca 20013 r., s. 26, <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/154867/154875/154876/dokument66543.pdf?lastUpdateDay=24.04.13&lastUpdateHour=12%3A54&userLogged=false&date=%C5%9Brod%2C+24+kwiecie%C5%84+2013> (dostęp: 12 kwietnia 2013 r.).

poziom i zakres jest ściśle limitowany, oraz traktują branżę wydobywania ropy i gazu jako sektor gospodarczy niezwykle dochodowy i w związku z tym renta surowcowa pobierana przez państwa produkujące ropę i gaz w porównaniu z innymi branżami jest niezwykle wysoka. I tak: Wielka Brytania pobiera 63 proc. całej renty surowcowej, a Australia ustaliła ją na poziomie 56 proc. Trzeba nadmienić, że wymierne wartości odzwierciedlają realne wpływy budżetowe – nominalne obciążenia są znacząco wyższe, ale redukuje je odpis amortyzacyjny za poniesione wydatki na prace górnicze, wydobywcze i budowę niezbędnej infrastruktury takiej jak wieże wiertnicze czy kopalniane rurociągi.

Tabela 1. Wysokość renty surowcowej – kraje produkujące gaz i ropę

Kraj	Renta od wartości surowca
Wielka Brytania	62 proc.
Norwegia	72 proc.
Dania	64 proc.
Australia	56 proc.
Polska	jest – 21 proc. będzie – ok. 40 proc. (od 2020 r.)

Źródło: obliczenia własne na podstawie: *projektu ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw*, projekt z dnia 28 marca, s. 27, 28, 29; *Wydobycie ropy i gazu. Szanse i zagrożenia podatkowe w Polsce*, DLA Piper Wiater sp.k., Warszawa 2011 r. s. 6, 7.

W Kanadzie udział podmiotów budżetowych w rencie surowcowej jest także bardzo wysoki – wszystkie obciążenia podatkowe sięgają maksymalnie ponad 70 proc., ale istnieje możliwość odliczenia amortyzacji wydatków na infrastrukturę wydobywczą⁷. Pierwszy podatek od wartości wydobytego surowca w zależności od prowincji różni się skalą (w przedziale 10–45 proc.), zaś stawka drugiego podatku CIT (*Corporate Income Tax – podatek od dochodów przedsiębiorstw*) jest stała i wynosi 25 proc. Przy podatku CIT przedsiębiorstwa mogą skorzystać z 10. proc. obniżki podstawy opodatkowania, jeśli kupiły sprzęt wydobywczy⁸. Także w Stanach Zjednoczonych opłaty ponoszone przez koncerny wydobywcze są wysokie, ale nie sposób

⁷ *Wydobycie ropy i gazu szanse i zagrożenia podatkowe w Polsce*. DLA Piper Wiater sp.k., Warszawa 2011 r.

⁸ *Ibidem*.

określić ich przeciętnej wysokości ze względu na wielopoziomowy system danin (podatki federalne, stanowe, opłaty licencyjne) oraz indywidualny dla każdego projektu sposób wyliczania. Aby uzmysłwić poziom komplikacji autor przytoczył składowe: stawka podatku CIT wnoszonego do budżetu federalnego wynosi 35 proc. Jeśli przedsiębiorstwo wydobywcze poniosło wysokie nakłady inwestycyjne lub zanotowało stratę podatkową, to wówczas jest zobowiązane zapłacić podatek minimalny wynoszący 20 proc.⁹. Dodatkowo firma wydobywcza wnosi także opłatę licencyjną ustalaną indywidualnie na rzecz właściciela złoża, którym może być osoba prywatna, dzierżawca, przedsiębiorstwo, stan, władze federalne¹⁰. W Stanach Zjednoczonych, odmiennie niż w Europie, właściciel ziemi jest jednocześnie właścicielem wszystkich kryjących się pod jego własnością kopalni i surowców energetycznych.

W Polsce renta surowcowa jest jedną z najniższych wśród wszystkich krajów produkujących gaz i ropę naftową i wynosi jedynie 21 proc. Nowe stawki zaplanowane przez Ministerstwo Finansów zaczną obowiązywać od 2020 r.¹¹ i wyniosą do ok. 40 proc.¹². Pomimo wzrostu będzie to nadal atrakcyjna dla inwestorów stawka – wystarczy ją porównać z obowiązującymi w innych krajach produkujących ropę i gaz ziemny. Zmiana wysokości daniny wymusza przebudowę dotychczas obowiązującej struktury opłat. Planowane jest wprowadzenie sześciu podstawowych składowych. Najważniejsze z nich to:

- specjalny podatek węglowodorowy od 0 proc. do 25 proc. uzależniony od relacji skumulowanych przychodów do skumulowanych wydatków;
- podatek CIT o stawce 19 proc. (od zysku brutto), nowa stawka amortyzacyjna na odwierty;
- podatek od wydobycia niektórych kopalni o stawce 1,5 proc. dla gazu łupkowego, od którego można odliczyć stratę¹³;
- opłaty za użytkowanie górnicze.

⁹ *Ibidem*.

¹⁰ *Ibidem*.

¹¹ Art. 32 ust. 1. projektu ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw, Projekt z dnia 12 czerwca 20013 r. <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/154867/154892/154893/dokument76442.pdf?lastUpdateDay=27.06.13&lastUpdateHour=12%3A43&userLogged=false&date=czwartek%2C+27+czerwiec+2013> (dostęp: 27 czerwca 2013 r.).

¹² *Uzasadnienie do projektu ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw*, Projekt z dnia 12 czerwca 2013 r., s. 35, 36, <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/154867/154892/154893/dokument76442.pdf?lastUpdateDay=27.06.13&lastUpdateHour=12%3A43&userLogged=false&date=czwartek%2C+27+czerwiec+2013> (dostęp: 25 czerwca 2013 r.).

¹³ *Ibidem* s. 36.

Dwie kolejne składowe będą stanowiły dochód samorządów terytorialnych oraz NFOŚiGW, którego statutowym celem jest budowa infrastruktury oczyszczania wód i powietrza. Są nimi:

- podatek od nieruchomości;
- opłata eksploatacyjna od 20 do 24 zł za 1 tys. m³ wydobytego gazu¹⁴.

Nowe regulacje wzmocnią finansowo samorzady, ponieważ nowa stawka opłaty eksploatacyjnej wzrośnie czterokrotnie w porównaniu z obowiązującą. Jednocześnie rozszerzona została lista beneficjentów o samorzady powiatowe oraz wojewódzkie. Projektowana ustawa zakłada, że 60 proc. środków z opłaty eksploatacyjnej zasili budżet gminy, na której terenie znajduje się kopalnia gazu lub ropy, po 15 proc. trafi do powiatów i samorządów wojewódzkich, zaś 10 proc. będzie dochodem Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej¹⁵. Podatek od nieruchomości w całości będzie przychodem gminy. Trudno oszacować, ile zyskają samorzady wojewódzkie i powiatowe, na których terenie będzie prowadzone wydobycie – można domniemywać, że w stosunku do obecnych dochodów mogą to być środki znaczące. Wśród stu najbogatszych polskich gmin, bardzo wysokie miejsca od lat zajmują te, w których działają kopalnie surowców mineralnych płacące podatki od nieruchomości oraz opłaty eksploatacyjne od ilości wydobytych z ziemi substancji.

Tabela 2. Beneficjenci dochodów z opłaty eksploatacyjnej

Beneficjent	Opłata eksploatacyjna dotychczasowa	Opłata eksploatacyjna proponowana
Samorząd wojewódzki	-	15 proc.
Samorząd powiatowy	-	15 proc.
Samorząd gminny	60 proc.	60 proc.
NFOŚiGW	40 proc.	10 proc.
Opłata eksploatacyjna	5,89 zł/1 tys. m ³ gazu	20–24 zł/1 tys. m ³ gazu

Źródło: art. 1 pkt 44 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, projekt z dnia 15 lutego 2013 r., http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_02/de57b2bec67742eff6c8140b9e931c57.pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

Zagwarantowanie lokalnym społecznościom godziwego udziału w zyskach z wydobywania m.in. gazu i ropy powinno zmniejszyć poziom ewentualnych napięć

¹⁴ *Ibidem* s. 36.

¹⁵ Art. 1 pkt 55 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, projekt z dnia 12 czerwca 2013 r., http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_06/987d96f1f50c6c7175fea5fa66f3faf9.pdf (dostęp: 26 czerwca 2013 r.).

społecznych i protestów związanych z przyszłymi pracami górniczymi. Dodatkowe wpływy finansowe do samorządowych kas mogą stać się dźwignią rozwoju gospodarczego dla regionu – a dla jego mieszkańców szansą na lepsze życie.

Inwestowanie

Eksploracja gazu łupkowego na skalę przemysłową w Polsce nie będzie możliwa bez pozyskania inwestorów, którzy sfinansują proces poszukiwań i przyszłego wydobycia. Uczestniczenie w tym procesie to także szansa na zyski dla krajowych koncernów energetycznych, posiadających koncesje poszukiwawcze. Analiza giełdowa szacuje wartość koncesji poszukiwawczych należących do krajowego koncernu Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) na 7 mld zł, zaś koncesje PKN Orlen na 5 mld zł, dla tzw. pozytywnego scenariusza¹⁶. Choć raport nie przedstawia zastosowanej metodologii dotyczącej sposobu doboru i rodzaju parametrów wziętych do wyliczeń oprócz raportu Polskiego Instytutu Geologicznego dotyczącego zasobów gazu niekonwencjonalnego oraz informacji o koncesjach i z tej przyczyny można mieć zastrzeżenia co do oszacowanej wartości koncesji, to jednak uzmysławia skalę możliwego wzrostu wartości rodzimych koncernów energetycznych, jeśli projekt wydobycia gazu łupkowego z tych złóż zakończy się powodzeniem¹⁷.

Tabela 3. Koncesje na poszukiwanie gazu łupkowego (stan na 1 kwietnia 2013 r.)

Właściciel	Liczba koncesji	Suma	Wartość (mld zł)
PKN Orlen	9	24	12
PGNiG	15		
pozostali	85	85	?
		109	?

Źródło: *Podmioty posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – łącznie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (shale gas)*, http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_04/befd3289452b017dbab71c3c1a552996.pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

¹⁶ *Gaz łupkowy w Polsce. Aktualizacja raportu*. BRE Dom Inwestycyjny, 26 stycznia 2013 r., <http://www.dibre.pl/ds-server/8983?ticketSource=ui-pub> (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

¹⁷ *Podmioty posiadające koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – łącznie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (shale gas)*, http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_04/befd3289452b017dbab71c3c1a552996.pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.). Dla porządku należy przypomnieć, że PGNiG i Orlen posiadają łącznie 24 koncesje na poszukiwanie m.in. gazu łupkowego spośród 109 wydanych.

Państwa produkujące surowce energetyczne zachęcają rodzime koncerny energetyczne do prowadzenia działalności wydobywczej. Gdy odkryte zasoby surowców są stosunkowo duże, w naturalny sposób pojawia się dysproporcja między wielkością potencjału ekonomicznego tych koncernów a znacznie większymi potrzebami inwestycyjnymi na zagospodarowanie złóż. Powstałą lukę wypełniają zagraniczne podmioty energetyczne, których wielkość i skala możliwości ekonomicznych umożliwiają sfinansowanie niezbędnych prac poszukiwawczych i wydobywczych. Większość krajów producenckich traktuje posiadane złoża ropy i gazu jako bardzo ważne źródło dochodów i z tej przyczyny w ich wydobycie inwestowane są bezpośrednio środki państwowe. Instrumentem do wdrażania w życie takiej polityki są specjalne instytucje kontrolowane przez państwo, które z mocy prawa otrzymują prawo do objęcia określonej procentowo części udziałów w zagospodarowywanym złożu. Z reguły określona jest górna granica udziałów państwowej instytucji w złożu – a to czy z tego prawa skorzysta w maksymalnej wysokości zapisanej w ustawie, w jej części czy zrezygnuje ze swojego udziału, zależy od decyzji ciała zarządzającego. W Norwegii państwowymi udziałami w złożach zarządza Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE) poprzez wyspecjalizowane przedsiębiorstwo (Petoro). Posiada udziały w 146 licencjach wydobywczych i w 13 spółkach operujących na infrastrukturze przesyłowej ropy i gazu ziemnego¹⁸.

Tabela 4. Państwowe udziały w krajowych złożach ropy i gazu

Kraj	Instytucja	Udział w złożach
Norwegia	SDØE	ok. 24 proc. (ropa) ok. 46 proc. (gaz)
Dania	Nordsøfonden	20 proc. (gaz i ropa)
Holandia	EBN	ok. 40–50 proc. (gaz i ropa)
Polska	NOKE	maks. 5 proc.

Źródło: *opracowanie własne na podstawie*: <http://www.nordsoefonden.dk/en/about-us> (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.); <http://www.ebn.nl/en/Financieel/Pages/Annual-report.aspx> (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.); http://petoro.aarsrapport.destinet.no/Portals/122/Filer/Petoro_Annual_Report2011.pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.); art. 1 pkt 18, projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, projekt z dnia 15 lutego 2013 r., http://www.mos.gov.pl/g2/big/2013_02/de57b2bec67742eff6c8140b9e931c57.pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

Tym samym państwowe SDØE jest największym udziałowcem w złożach ropy i gazu Norwegii – ocenia się, że kontroluje ponad 24 proc. zasobów ropy

¹⁸ *Annual Report for SDFI and Petoro, 2011*. Petoro, s. 27, http://petoro.aarsrapport.destinet.no/Portals/122/Filer/Petoro_Annual_Report2011.pdf, pdf (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

i ponad 46 proc. zasobów gazu ziemnego. W Danii zbudowano zbliżony do norweskiego model zarządzania państwowymi udziałami w złożach – na mocy prawa od 2005 r. *Nordsøfonden* (Duński Fundusz Morza Północnego) stał się właścicielem 20 proc. udziałów we wszystkich złożach ropy i gazu¹⁹. Z kolei w Holandii państwo ma prawo do 40 proc. udziału w licencjach na poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, którym zarządza państwowe przedsiębiorstwo naftowe *Energie Beheer Nederland* (EBN). Jednak koncern posiada obecnie więcej udziałów w holenderskim przemyśle poszukiwawczo-wydobywczym ropy naftowej i gazu ziemnego (ok. 40–50 proc.)²⁰. W roku 2012 koncern EBN zarobił ponad 8,52 mld euro, zaś po odjęciu kosztów niezbędnych inwestycji budżet państwa otrzymał 6,93 mld euro²¹.

W Polsce projekt nowego prawa przygotowany przez resort środowiska zakłada budowę podobnej instytucji do już istniejących w Norwegii, Danii i Holandii. Będzie nią Narodowy Operator Kopalni Energetycznych (NOKE), który otrzyma znacznie niższe niż jego odpowiednicy udziały w złożach ropy i gazu. Udział NOKE w ramach jednej koncesji nie może przekroczyć 5 proc. zaś nakłady poniesione przez operatora muszą być proporcjonalne w stosunku do zysków²². Choć operator zyskał prawo do objęcia udziałów we wszystkich koncesjach wydobywczych – nie oznacza to, że musi za każdym razem z niego korzystać. Logiczne byłoby skoncentrowanie ograniczonych środków na projektach rokujących szybkie uruchomienie wydobycia i odpowiedni poziom produkcji.

Ile może być wart udział NOKE w krajowych złożach gazu łupkowego? Potencjalna wartość krajowych złóż gazu łupkowego została obliczona z uwzględnieniem najważniejszych szacunków dotyczących ich wielkości przeliczonych przez średnią cenę gazu z lat 2009–2010 (płaconą Gazpromowi). Dla porównania – w pierwszej połowie 2012 r. Polska płaciła rosyjskiemu koncernowi średnio 526 dolarów za 1 tys. m³ gazu²³, choć w latach wcześniejszych ceny były niższe i sięgały ok. 250 dolarów za 1 tys. m³ (do

¹⁹ About us, <http://www.nordsoefonden.dk/en/about-us> (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

²⁰ *Participations & Project*, <http://www.ebn.nl/en/SamenwerkingenEnProjecten/Pages/default.aspx> (dostęp: 16 kwietnia 2013 r.).

²¹ *Annual report 2012. The future of Energy*, EBN, s. 26, <http://www.ebn.nl/en/Financieel/Pages/Annual-report.aspx> (dostęp: 22 kwietnia 2013 r.).

²² *Art. 1 pkt 25 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw*, projekt z dnia 12 czerwca 2013 r., op.cit.

²³ A. Kublik, *Czy Polska przestanie płacić najdrożej w UE za gaz z Rosji?*, „Gazeta Wyborcza” z 5 lutego 2013 r., http://wyborcza.biz/biznes/1,101562,13348060,Czy_Polska_przestanie_placic_najdrozej_w_UE_za_gaz.html (dostęp: 18 lutego 2013 r.).

roku 2008). Szacunki wartości złóż należnych NOKE zostały wykonane przy założeniu, że operator obejmie 5 proc. w koncesjach obejmujących wszystkie złoża krajowe. Wówczas potencjalna wartość udziałów NOKE może być porównywalna lub znacząco wyższa od wartości złóż obecnie kontrolowanych przez krajowe koncerny takie jak PGNiG i Orlen. Należy zauważyć, że koszty operacyjne NOKE będą małe z uwagi na szkieletową strukturę operatora. Nie będzie zatrudniać wielu pracowników obsługi, nie będzie także właścicielem infrastruktury – opłaci jedynie część kosztów. Szacunkowe wyliczenia uzmysławiają dużą efektywność instytucji narodowego operatora dla zabezpieczenia odpowiedniego poziomu udziału państwa w zyskach z produkcji węglowodorów.

Tabela 5. Potencjalna wartość krajowych złóż gazu łupkowego oraz udziałów Narodowego Operatora Kopalni Energetycznych w złożach

Średnia cena gazu 2010 r. od Gazpromu	Wielkość złóż gazu łupkowego w Polsce (prognoza)	Wartość złóż (cena 300 dolarów/1000m ³) (szacunki)	Udziały NOKE (odpowiadające 5 proc. udziałowi w każdej koncesji)
300 dolarów /1 tys. m ³	4,24 bln m ³ Energy Information Agency (EIA USA) 2013 r.	1272 mld dolarów	63,6 mld dolarów
	0,0275–0,145 bln m ³ United States Geological Survey (USGS) 2012 r.	8,2–43,5 mld dolarów	0,4–2,1 mld dolarów
	0,34–0,76 bln m ³ Państwowy Instytut Geologiczny (PIG) 2012 r.	102–228 mld dolarów	5,1–11,4 mld dolarów
	1 bln m ³ Rystad Energy 2010 r.	300 mld dolarów	15 mld dolarów
	1,4 bln m ³ Wood Mackenzie 2009 r.	420 mld dolarów	21 mld dolarów
	3 bln m ³ Advanced Resources International 2009 r.	900 mld dolarów	45 mld dolarów

Źródło: wyliczenia własne na podstawie: *Konferencja Gaz Łupkowy 2012 – Zagadnienia prawne, środowiskowe, regulacyjne i finansowe związane z poszukiwaniem i produkcją gazu łupkowego*, P. Woźniak, Główny Geolog Kraju, http://www.mos.gov.pl/g2/big/2012_11/43de509cb5be23e6e29d595e1b6cf414.pdf (dostęp: 24 kwietnia 2013 r.); P. Turowski, *Gaz łupkowy w Polsce – szanse, wyzwania i zagrożenia*, „Bezpieczeństwo narodowe” nr 21, Biuro Bezpieczeństwa Narodowego, Warszawa 2012, s. 124.

Środki NOKE na zagospodarowanie złóż będą pokrywane z funduszy jego właścicieli – państwowego Banku Gospodarstwa Krajowego, NFOŚiGW²⁴. Ponad 80 proc. zysków operatora trafi do nowej, państwowej instytucji, jaką będzie Fundusz Pokoleń, mający na celu odpowiednie zarządzanie powierzonymi środkami²⁵. Jest wzorowany na znanych za granicą funduszach określanych mianem państwowych funduszy majątkowych (*ang. sovereign wealth funds*), inwestujących środki zgromadzone w wyniku sprzedaży gazu i ropy zgodnie z długofalowymi potrzebami państwa²⁶. Pieniądze zgromadzone w przyszłości przez krajowy Fundusz Pokoleń mogą stać się kołem zamachowym dla gospodarki przez finansowanie gwarantujących rentowność projektów gospodarczych oraz mogą zostać wykorzystane do wspierania sektora badawczego ochrony zdrowia oraz funduszu rezerwy demograficznej. Projektowane prawo powierza zarządzanie funduszem Radzie Ministrów²⁷.

Państwowe fundusze majątkowe

Ponad 3/4 istniejących na świecie Państwowych Funduszy Majątkowych zostało stworzone przez kraje produkujące surowce energetyczne i służą do gromadzenia nadwyżek finansowych uzyskiwanych ze sprzedaży surowców energetycznych, w celu zapewnienia kolejnym pokoleniom dostatniego życia. Fundusze przyjmują różnorodne strategie inwestycyjne, od lokowania nadwyżek w akcje tysięcy przedsiębiorstw, działalność spekulacyjną na giełdach, kupowanie przedsiębiorstw czy inwestycje bezpośrednie w wybrane sektory krajowego przemysłu, naukę czy budowę infrastruktury transportowej. Państwowe Fundusze Majątkowe dysponują gigantyczną sumą ponad 5,4 bln dolarów²⁸. Czy Polska dołączy do grona znaczących producentów nośników energii i zyska z ich sprzedaży instrument stymulowania rozwoju gospodarczego kraju? To pytanie na razie pozostaje bez odpowiedzi, ponieważ na tak wczesnym etapie zbyt wiele czynników geologicznych, technicznych i ekonomicznych nadal jest niewiadoma, i tym samym nie można

²⁴ Art.1. pkt 25 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze... *op.cit.*

²⁵ Art. 1 pkt 48 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze... *op.cit.*

²⁶ *Czym są Państwowe Fundusze Majątkowe?*, <http://www.sovereignwealthfunds.pl/about/> (dostęp: 27 czerwca 2013 r.).

²⁷ Art. 1 pkt 48 projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze... *op.cit.*

²⁸ *Sovereign Wealth Funds Ranking*. <http://www.swfinstitute.org/fund-rankings/> (dostęp: 25 kwietnia 2013 r.).

precyzyjnie oszacować skali przyszłych wpływów finansowych²⁹. Można natomiast zauważyć, że zarówno projekt regulacji prawnych dotyczących deklarowanych wysokości obciążeń podatkowych, proponowane ramy prawne dla nowej gałęzi przemysłu wydobywczego i projektowane nowe instytucje korzystają ze sprawdzonych na świecie wzorców, koncentrując się na dwóch kluczowych celach – budowie konkurencyjnych warunków dla podmiotów inwestujących w wydobywanie oraz zapewnieniu państwu godziwych dochodów z produkcji węgłowodórów.

Tabela 6. Państwowe Fundusze Majątkowe. Przykłady

Kraj	Fundusz	Środki (mln dolarów)	Rok rozpoczęcia działalności
Norwegia	Government Pension Fund Global	715,9	1990
Kanada	Alberta Heritage Fund	16,4	1976
Meksyk	Oil Revenues Stabilization Fund of Mexico	6,4	2000
Angola	Fundo Soberano de Angola	5	2012
Kazachstan	Kazakhstan National Fund	61,8	2000
	National Investment Corporation	20	2012
Algeria	Revenue Regulation Fund	77,2	2000
Azerbejdżan	State Oil Fund	32,7	1999
Nigeria	Nigerian Sovereign Investment Authority	1	2011
Suma środków wszystkich Państwowych Funduszy Majątkowych		5,473 bln dolarów	

Źródło: *Sovereign Wealth Funds Rankings*, <http://www.swfinstitute.org/fund-rankings/> (dostęp: 24 czerwca 2013 r.).

Wpływ wydobywania gazu łupkowego na gospodarkę

Wydobywanie surowców energetycznych na dużą skalę może prowadzić do ożywienia gospodarczego – koncerny zatrudniają pracowników oraz umożliwiają budowanie nowych branż przemysłu i usług powiązanych z sektorem wydobywczym (m.in.: sektora metalurgicznego dostarczającego rury i instalacje wiertnicze, sektora usług geologicznych, sektora nauki opracowu-

²⁹ *Projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobywania niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw*, projekt z dnia 28 marca 2013 r., s. 43.

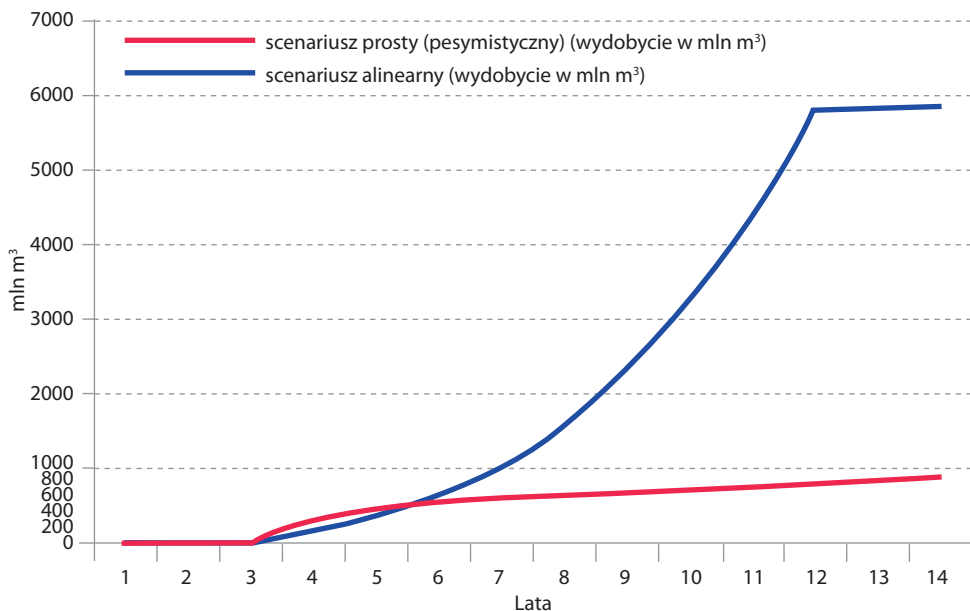
jącego i wdrażającego technologie wydobywcze oraz sektora przetwarzania surowców energetycznych). Taki model gospodarczy stosuje większość europejskich krajów produkujących ropę i gaz. W Norwegii, rozwój koncernu energetycznego Statoil i jego awans do światowej czołówki przedsiębiorstw wydobywczych był możliwy dzięki szerokiemu zaangażowaniu w prace wydobywcze na morskim szelfie kontynentalnym. Po latach koncern osiągnął taki poziom ekonomiczny, że mógł rozpocząć ekspansję na skalę międzynarodową i uczestniczyć w projektach wydobywczych na wielu kontynentach. Dzięki przemyślanej polityce gospodarczej rozwinięto kolejne sektory gospodarki opierające się na kluczowej gałęzi, jaką jest wydobycie ropy i gazu z dna morskiego. Norwegowie stworzyli unikatową technologię i narzędzia techniczne do wydobywania morskiego w warunkach arktycznych. Przewaga technologiczna zaowocowała m.in. zaproszeniem wystosowanym przez Rosneft w 2012 r. do uczestnictwa w gigantycznych projektach wspólnego zagospodarowania złóż na Morzu Barentsa (wartość wszystkich prac: 30–40 mld dolarów) oraz na Morzu Ochockim (szacowana wartość nakładów: 30–60 mld dolarów)³⁰. Zbudowano także koncern Gassco, zarządzający olbrzymim systemem naziemnych i podmorskich gazociągów transportujących surowiec do odbiorców na Półwyspie Skandynawskim, Wyspach Brytyjskich oraz we Francji, Belgii, Niemczech i Danii. Gazociągi należące do państwowego koncernu przesłały w 2011 r. do klientów ponad 94 mld m³ gazu³¹. W Norwegii rozwinięto produkcję chemiczną, dla której podstawowym surowcem jest gaz ziemny. Koncern chemiczny Yara, który specjalizuje się w produkcji nawozów sztucznych jest jednym z liczących się na świecie producentów tych produktów. Przykład Norwegii ilustruje skalę możliwości rozwoju gospodarczego kraju opartego na przemyśle wydobywczym gazu ziemnego i ropy naftowej.

Warto zastanowić się, jakie efekty ekonomiczne przyniesie Polsce wykorzystanie norweskich wzorców. W tym celu należy przytoczyć szacunki dotyczące wydobycia gazu łupkowego. Analizy prezentują rozbieżne prognozy. Przygotowane przez resort środowiska zakładają dwa scenariusze. Pesymistyczny wskazuje, że po 14 latach od rozpoczęcia prac wydobycie

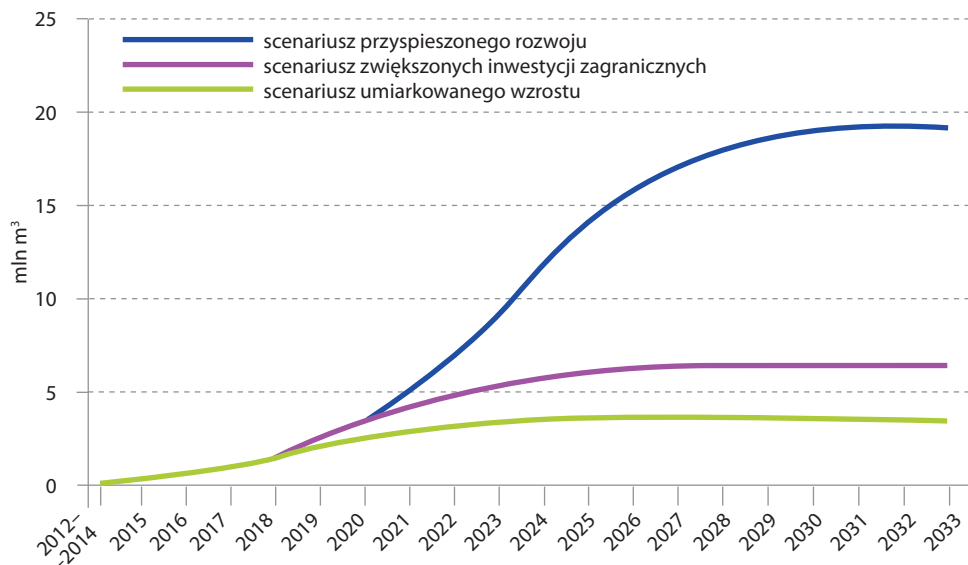
³⁰ I. Wiśniewska, *Zasoby naturalne rosyjskiego szelfu: uchylone drzwi dla zagranicznych inwestorów*. Komentarze OSW, nr 76 z 9 maja 2012 r., s. 6, http://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Komentarze_76.pdf (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.).

³¹ *Gassco key figures*, <http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/gassco-en/Gassco/Home/om-gassco/nokkeltall/> (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.).

Wykres 1. Scenariusz prosty (pesymistyczny) i alinearny wydobywania według resortu środowiska



Wykres 2. Dynamika wydobywania gazu łupkowego w poszczególnych scenariuszach CASE



Źródło: Ocena Skutków Regulacji projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 15 lutego 2013 r., s. 18, (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.); http://www.mos.gov.pl/arttykul/5170_konsultacje_spoleczne/20013_ocena_skutkow_regulacji.html (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.); *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Analiza scenariuszowa*, Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Warszawa, 11 lipca 2012 r., s. 9, http://www.case-research.eu/sites/default/files/publications/CASE_shalegas_nastrone_0.pdf (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.).

nie przekroczy 1 mld m³ gazu rocznie³². Drugi, określany mianem alinearne, prognozuje po 11 latach od rozpoczęcia prac wydobywczych wyniesie ok. 6 mld m³ rocznie³³.

Osiągnięcie pułapu produkcji odpowiadającego wyższemu scenariuszowi resortu środowiska będzie możliwe pod warunkiem wykonania kilkudziesięciu odwiertów produkcyjnych (w pierwszym roku wydobywania ma ich być łącznie 20, w drugim – 30, w trzecim – 50, zaś w kolejnych latach, aż do dziewiątego ma ich przybywać co roku po 10, aby osiągnąć łącznie poziom 110 odwiertów)³⁴. Zakłada się również obniżenie kosztów prac wydobywczych z powodu rozwoju rynku usług poszukiwawczych – w jedenastym roku od rozpoczęcia wydobywania gazu łupkowego koszt jednego otworu wydobywczego wraz z infrastrukturą naziemną obniży się do 8,5 mln dolarów w porównaniu z 12,9 mln dolarów w roku pierwszym³⁵. Uproszczone obliczenia wskazują, że osiągnięcie poziomu wydobywania 6 mld m³ gazu rocznie będzie wymagało wykonania 110 odwiertów wydobywczych kosztem ok. 1,3–1,5 mld dolarów nakładów³⁶. Pomimo że należy do tej kwoty doliczyć koszty gaziociągów kopalnianych łączących odwierty z siecią gazową, prognozowane nakłady, o ile nie zostaną radykalnie zwiększone, nie wydają się być dramatycznie wysokimi w porównaniu z ilością wydobywanego surowca i możliwą jego wartością rynkową³⁷.

Z kolei Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych w swoich szacunkach dotyczących wydobywania gazu łupkowego oprócz dwóch scenariuszy zbliżonych poziomem wydobywania do prognoz resortu środowiska przedstawia kolejny, zakładający przyspieszony rozwój wydobywania. Przy założeniu, że wydobywanie rozpocznie się już za dwa lata, to w 11. roku od jego rozpoczęcia produkcja sięgnie 15 mld m³, aby pięć lat później dotrzeć do prawie

³² *Ocena Skutków Regulacji projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 15 lutego 2013, s. 18, http://www.mos.gov.pl/arttykul/5170_konsultacje_spoleczne/20013_ocena_skutkow_regulacji.html (dostęp: 29 kwietnia 2013 r.).

³³ *Ibidem*.

³⁴ *Ibidem*.

³⁵ *Ibidem*.

³⁶ Obliczenia własne.

³⁷ Wyliczenia kosztów na podstawie szacunków prezentowanych w *Ocenie Skutków Regulacji...* pozwalają obliczyć, że po 11 latach wydobywanie ma sięgnąć niespełna 6 mld m³ gazu rocznie. W pierwszym półroczu 2012 r. cena 1 tys. m³ gazu kupowanego od Gazpromu osiągnęła szczyt i wynosiła ponad 530 dolarów. W 2010 r. wynosiła ok. 300 dolarów, zaś w poprzednich latach 1 tys. m³ kosztowało średnio 250 dolarów. Przy takich cenach 1 mld m³ gazu kosztował odpowiednio – powyżej 520 mln dolarów, ok. 300 mln dolarów i 250 mln dolarów.

20 mld m³ rocznie³⁸. Tak wysokie wydobycie byłoby silnym motorem dla gospodarki narodowej – w szczytowym okresie powstałoby 200 tys. nowych miejsc pracy, z czego połowa zostałaby w okresie późniejszym utrzymana. Osiągnięcie wymienionego wyżej poziomu wydobycia doprowadziłoby do co najmniej 0,5 proc. wzrostu rocznego PKB w porównaniu ze scenariuszem najbardziej pesymistycznym, zaś w szczytowym okresie roczny wzrost PKB byłby wyższy i wyniósłby ok. 0,81 proc. rocznie³⁹. Do powyższych szacunków należy jednak podchodzić z ostrożnością, ponieważ bardziej precyzyjne prognozy ekonomiczne będą mogły zostać przygotowane dopiero po uzyskaniu kluczowych danych o realnym poziomie rocznej krajowej produkcji. Z kolei bez informacji, czy średni poziom wydobycia z jednego odwiertu wyniesie rocznie 30 czy 54 mln m³ gazu, nie można obliczyć skali koniecznych nakładów. Z tych przyczyn większe znaczenie mają szacunki natury ogólnej dotyczące potencjalnych poziomów wydobycia gazu ziemnego oraz ich przełożenia na wzrost PKB krajowej gospodarki niż szczegółowe kalkulacje dotyczące liczby tworzonych miejsc pracy, kosztów niezbędnych nakładów inwestycyjnych czy skali budowanego łańcucha ekonomicznego powiązanego z wydobyciem gazu łupkowego. Prognozy wskazują zasadniczą prawidłowość – rozwój wydobycia to proces rozłożony w czasie – od daty uruchomienia przemysłowego wydobycia gazu łupkowego potrzeba co najmniej 10 lat, aby osiągnąć stabilny poziom rocznych możliwości produkcyjnych.

Wnioski

Nie jest znana wielkość krajowych złóż gazu ziemnego. Istniejące szacunki bardzo się różnią poziomem wyliczeń w zależności od przyjętej metodologii badawczej. Precyzyjne kalkulacje będzie można przedstawić po zweryfikowaniu materiału geologicznego uzyskanego ze stu odwiertów badawczych. Dotychczas istniejące regulacje prawne w Polsce nie były dostosowane do potrzeb wydobycia węglowodorów niekonwencjonalnych.

³⁸ *Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Analiza scenariuszowa*, Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych, Warszawa, 11 lipca 2012 r., s. 9, http://www.case-research.eu/sites/default/files/publications/CASE_shalegas_nastrone_0.pdf (dostęp: 19 kwietnia 2013 r.).

³⁹ *Ibidem*, s. 16.

Logika proponowanych przez rząd regulacji uwzględnia dwie kluczowe przesłanki. Skoro rozwinięcie wydobywania na skalę przemysłową nie będzie możliwe bez uczestnictwa zagranicznych koncernów energetycznych, to skala obciążeń finansowych musi być atrakcyjna w porównaniu z rozwiązaniami zastosowanymi w innych krajach produkcyjnych. Dotychczas obowiązujące opłaty i podatki muszą zostać zwiększone, aby potrzeby finansowe państwa były uwzględnione w produkcji węglowodorów niekonwencjonalnych. Projektowane przez rząd regulacje zakładają wzrost dochodów państwa – tzw. renta surowcowa ma sięgnąć 40 proc., co oznacza dwukrotny wzrost dochodów w stosunku do obowiązujących regulacji. Nowe obciążenia i tak są jednymi z najniższych w porównaniu z innymi krajami produkcyjnymi. Proponowana jest budowa nowych instytucji, takich jak państwowy operator oraz państwowy fundusz. Te dwie instytucje służą zabezpieczeniu interesów finansowych państwa z tytułu eksploatacji surowców energetycznych. Narodowy Operator Kopalni Energetycznych uzyska z mocy projektowanego prawa udział w każdej koncesji wydobywczej i tym samym w wydobytym surowcu. Państwowy fundusz ma z kolei inwestować część dochodów państwowych zgodnie z długofalową polityką kraju. Zgromadzone na nim środki mogą w przyszłości zasilić system emerytalny, ochrony zdrowia, ale też wspierać naukę lub wybrane projekty gospodarcze.

Nowe rozwiązania prawne są nowoczesne, korzystają z wypracowanych przez inne kraje produkcyjne wzorców. Tworzą czytelną strukturę praw i zasad obowiązujących przy wydobywaniu gazu i ropy oraz budują instrumenty umożliwiające zaspokajanie potrzeb finansowych państwa zarówno w perspektywie krótkoterminowych potrzeb budżetowych, jak i długofalowych celów strategii społecznej i ekonomicznej państwa. Choć nie jest znana do tej pory skala przyszłego przemysłowego wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych, proponowane przez rząd nowe regulacje porządkują zasady funkcjonowania tej gałęzi gospodarki kraju.*

* Tekst przekazano Redakcji 21 czerwca 2013 r.

