



Andrzej P. SIKORA\*

## **Ryzyko poszukiwawcze projektów wydobywczych a europejski rynek LNG**

Streszczenie: Artykuł opisuje bieżący stan poszukiwań i wydobycia węglowodorów – szczególnie gazu ziemnego w kierunku wykorzystania do skroplenia do LNG. Koncentruje się na wydobyciu w Stanach Zjednoczonych, Katarze, Rosji, jako krajów mogących dostarczać i mających bezpośredni wpływ na dostawy LNG do Unii Europejskiej. Szczegółowo przeanalizowano kwestię cen i punktu cenowego dla Henry Hub, poniżej którego opłacalne staje się dostarczanie LNG do UE. Wskazuje, że eksport LNG dla rządu rosyjskiego stał się bardzo ważny dopiero w latach 2013–2014. Autor konkluduje, że w jego opinii Rosja dość późno zaczęła myśleć o rozwoju terminali LNG i że zbyt późno (grudzień 2013 roku) weszła w życie w Rosji ustawa dotycząca liberalizacji eksportu LNG, rozbijając tym samym monopol Gazpromu na eksport gazu ziemnego. Amerykańska rewolucja łupkowa kosztowała miliardy dolarów, pozwoliła jednak kompletnie zmienić amerykański przemysł wydobywczy oraz pozycję surowcową, ale przede wszystkim energetyczną Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej. Podkreślono, że dla polskiego projektu łupkowego, poniesione dotychczas koszty są minimalne i w żadnym wypadku nie pozwalają ocenić potencjału zasobów niekonwencjonalnych złóż w Polsce. Według wyliczeń w projekt „polskie łupki” powinno być zostać zainwestowane od 20 do 40 mld zł na jeden obszar koncesyjny, a dopiero wykonanie 300–400 odwiertów poziomych (najlepiej na obszarze 2–3 koncesji) z wielosekcyjnymi szczelinowaniami hydraulicznymi daje szansę na racjonalność decyzji.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, LNG, poszukiwanie, wydobycie, podaż, popyt, cena, ryzyko

### **Risk exploration mining projects and the European LNG market**

Abstract: The article describes the current state of the exploration and production of hydrocarbons – particularly natural gas towards the use of condensation to LNG. It focuses on mining in the United States, Qatar, Russia, the countries which can provide and have a direct impact on the supply of natural gas and LNG to the European Union. The article thoroughly analyzes the issue price and the price point for the Henry Hub, below which the delivery of LNG to the EU becomes cost-effective. This indicates that the export of LNG for the Russian government was very important until 2013–2014. The author concludes that, in his opinion, Russia, began to think about the

\* Dr inż., Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. Warszawa; e-mail: andrzej.sikora@ise.com.pl

development of LNG terminals much too late as the law on the liberalization of exports of LNG, smashing the same monopoly Gazprom to export natural gas entered into force in Russia (December 2013). The American revolution has cost billions of dollars, but allowed the American mining industry and the position of raw materials, but above all, the energy of the United States of America to change completely. He emphasizes the previously incurred costs that for the Polish shale gas project, are minimal and in no case allow us to evaluate the potential of unconventional resources in Poland. According to the calculations in the "Polish shales" project from PLN 20 to 40 billion should be invested on one area of the concession, and only the execution of 300–400 horizontal wells (preferably in the area of the concession) with a multi-section hydraulic fracturing provides an opportunity for decision rationality

Keywords: natural gas, LNG, exploration, production, supply, demand, price, risk

## Wprowadzenie

Wykorzystanie technologii szczelinowania oraz zwiększenie liczby odwiertów poziomych kosztem odwiertów pionowych stało się początkiem znanej już wszystkim tzw. rewolucji łupkowej. Stopniowy rozwój technologii pozwolił Stanom Zjednoczonym zmienić swoją historyczną strategię i z importera surowców energetycznym stać się potencjalnie jednym z największych eksporterów ropy naftowej, gazu ziemnego przede wszystkim w postaci skroplonej LNG i olbrzymiej ilości produktów ropopochodnych. Inwestycje w rozwój technologiczny pozwoliły i nadal pozwalają Amerykanom wygrywać zaciętą rywalizację mocarstw o utrzymanie swoich historycznych udziałów w rynku. Jedną z najważniejszych konsekwencji łupkowej rewolucji dla amerykańskiej gospodarki i przemysłu jest możliwość zagwarantowania jej taniej energii, jakże ważnej dla ciągłego rozwoju kraju.

Najbardziej przykrą dla geologicznego świata konsekwencją obecną na rynku trendu spadkowego cen ropy jest przede wszystkim spowolnienie aktywności poszukiwawczej nowych złóż. Według danych podawanych przez IHS, w zeszłym roku odkryto tylko 2,8 mld baryłek ropy, co ciekawe, większość nowych rezerw, które zostały znalezione to rezerwy *off-shore* czyli znajdujące się głęboko w morzu. Odkrycia nowych złóż ropy naftowej spadły więc do poziomu najniższego od ponad 60 lat (najniższy roczny wolumen notowany od 1954 roku), co może wskazywać na potencjalne niedobory dostaw w następnym dziesięcioleciu (Fin. Times 2016a).

Dodatkowo wyliczenia Wood Mackenzie wskazują, że wydatki sektora *oil and gas* znacząco spadły w 2015 roku z poziomu około 95 mld dol. w 2014 r. i w 2016 r. wyniosą tylko 41 mld dol. i prawdopodobnie jeszcze spadną w roku kolejnym. Tenże Wood Mackenzie prowadzi dalej w kolejnym raporcie wywód, że „to amerykańskie zasoby węgłowodorów w skałach łupkowych są najniższą kosztowo opcją dla przyszłego wydobycia i wydają się przyciągać znacznie więcej inwestycji niż konkurujące projekty na *deepwater fields*” (Fin. Times 2016b).

### 1. Pierwsze dostawy LNG do Polski

W czerwcu 2016 r. Gaz System poinformował o udanym odbiorze pierwszej w polskiej historii dostawie skroplonego gazu ziemnego LNG, zakupionego przez PGNiG w formule *spot*. Technicznie, odbiór skroplonego gazu ziemnego i zatłoczenie go do zbiorników, trwały zaledwie 21 godzin (Biznes Alert 2016).

Najważniejszą zmienną, która wpłynie na to, kiedy i jak często, kolejne, zakupione w formule *spot* metanowce, mogą pojawić się w polskim terminalu, to przede wszystkim cena surowca i KLIENT odbiorca, który zamówi dodatkowe ilości gazu.

W najnowszym raporcie dotyczącym rynku skroplonego gazu ziemnego, *Qatar National Bank* (QNB) prognozuje, że na rynku LNG przynajmniej do 2020 r. będzie panowała nadpodaż. Uruchomienie nowych projektów LNG w Australii (tab. 1), Stanach Zjednoczonych i Rosji (tab. 2) spowoduje znaczną nadwyżkę zainstalowanej mocy skraplania i według przywołanego scenariusza jej wzrost wyniesie około 8% rocznie do 2020 (rys. 1).

TABELA 1. Projekty terminali LNG w Australii 2016–2017

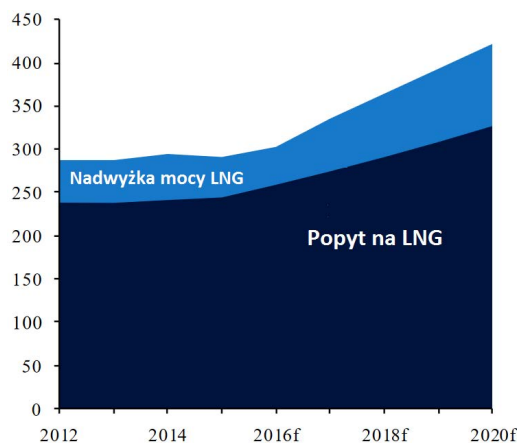
TABLE 1. LNG terminal's projects in Australia 2016–2017

Project	Zdolności skraplania [mln m <sup>3</sup> /d]*	Planowane oddanie do użytku [rok]
Gorgon	59,47	2016
Gladstone LNG	14,16	2016
Australia Pacific LNG	14,16	2016
Ichthys	33,98	2017
Prelude	14,16	2017
Wheatstone	33,98	2017
Razem	167,07	

Opracowanie: Instytut Studiów Energetycznych.

Źródło: ENERGYANALYST 2016; 28.06.2016.

\* Liczone według wzoru 1 bn cfd = 28 316 846,6 m<sup>3</sup>.



Rys. 1. Światowy popyt na LNG oraz nadwyżki zainstalowanej mocy skraplającej gaz ziemny [mln t]

Opracowanie: Instytut Studiów Energetycznych

Źródło: U.S. Department of Energy, Boston Consulting Group, Goldman Sachs, International Energy Agency and QNB Economics forecasts (U.S. Department...)

Fig. 1. Global demand for LNG and excess installed capacity of liquefaction for natural gas

TABELA 2. Projekty terminali LNG w Rosji 2017–2030

TABLE 2. LNG terminals in Russia 2017–2030

Operator	Lokalizacja	Zdolności skraplania [mln m <sup>3</sup> /d]*	Planowane oddanie do użytku [rok]
Gazprom	Baltic	36,81	2021
Gazprom	Sakhalin 3	19,82	2021
Gazprom	Murmansk	45,31	Shelved zawieszony
Gazprom	Shtokman	28,32	Shelved zawieszony
Gazprom	Vladivostok Phase I	19,82	Delayed opóźniony
Gazprom	Vladivostok Phase II	19,82	Delayed opóźniony
<b>Razem Gazprom</b>		<b>169,90</b>	
Novatek	Yamal I	19,82	2017
Novatek	Yamal II	19,82	2018
Novatek	Yamal III	19,82	2019
Novatek	Gydan	56,63	2018–2025
<b>Razem Novatek</b>		<b>116,10</b>	
Rosneft	Pechora Phase I	8,50	2018
Rosneft	Pechora Phase II	5,66	rozważany
Rosneft	Sakhalin	19,82	Nie wcześniej niż 2020
<b>Razem Rosneft</b>	Rosneft	<b>33,98</b>	
<b>Razem Rosja</b>		<b>319,98</b>	

Opracowanie: Instytut Studiów Energetycznych.

Źródło: ENERGYANALYST 2016.

\* Liczone według wzoru  $1 \text{ bn cfd} = 28316846,6 \text{ m}^3$ .

Jest oczywiste, że Katar obawia się utraty wpływów na rynku LNG, a jest to dziś przecież największy światowy eksporter skroplonego gazu ziemnego. Raport QNB słusznie podkreśla, że niskie ceny ropy naftowej i w konsekwencji niskie ceny gazu ziemnego opóźnią budowę infrastruktury będącej obecnie w fazie wczesnych projektów bądź w fazie projektów inżynierskich. Zakłada on jednocześnie, że projekty będące aktualnie w budowie zostaną ukończone, co w konsekwencji wpłynie na nadpodaż LNG na świecie. Co ważne, prognozowany wzrost zapotrzebowania na około 6% rocznie do 2020 nie pozwoli na utrzymanie równowagi rynkowej.

Oznaczać to może, iż w najbliższych latach znacznie więcej transakcji może być zawieranych w formule *spot* niż w formule kontraktów długoterminowych i tu należy wypatrywać szansy dla polskiego terminala w Świnoujściu. QNB zauważa, że światowy rynek LNG

bardzo się zmienił i znacznie rozwinął, a od 1990 roku popyt na LNG wzrastał w tempie 6,2% rocznie, czyli ponad cztery razy szybciej niż popyt na ropę naftową. Dodatkowo, udział LNG sprzedawanego w formule *spot* lub krótkoterminowej (kontrakt krótszy niż 4 lata) wzrósł z 25% w 2012 do 29% w 2014 roku. Pytanie tylko jak przekonać inwestorów i banki do inwestycji w drogą infrastrukturę krytyczną nie posiadając kontraktów długoterminowych, a tylko kontrakty *spot* lub krótkoterminowe?

## 2. Amerykańskie LNG

U.S. Department of Energy (U.S. Department...) zaktualizował i opublikował ceny eksportowe amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego LNG za okres do końca kwietnia 2016 roku. Nadal jeden milion brytyjskich jednostek termicznych (mmBtu) gazu ziemnego pochodzącego z formacji niekonwencjonalnych, dostarczony z terminala LNG Sabine Pass kosztował poniżej 4 dol./mmBtu, a średnio wyniósł 3,72 dol./mmBtu (tab. 3). To około 137,64 dol./1000 m<sup>3</sup>.

Najciekawszą informacją jest cena surowca w pierwszym ładunku LNG wysłanym z USA do Europy. Dodał on pod koniec kwietnia br. do Portugalii, a skroplony, amerykański

TABELA 3. Eksport gazu LNG ze Stanów Zjednoczonych

TABLE 3. Export LNG from the US

Data wypłynięcia	Terminal	Kraj dostawy	Nazwa metanowca	Ilość [m <sup>3</sup> ]*	Cena w punkcie wyjścia \$/mmBtu oraz \$/1000 m <sup>3</sup> **
2/24/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Brazylia	Asia Vision	56 438,03	3,35 123,95
3/15/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Indie	Clean Ocean	80 520,32	3,77 139,49
3/26/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Brazylia	Gaslog Salem	92 605,32	3,62 133,94
3/28/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Zjednoczone Emiraty Arabskie	Energy Atlantic	96 023,39	3,95 146,15
4/08/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Argentyna	Stena Clear Sky	88 575,17	4,10 151,7
4/15/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Portugalia	Creole Spirit	104 773,93	3,41 126,17
4/25/2016	Sabine Pass LNG Terminal	Argentyna	Gaslog Salem	90 103,16	3,85 142,45

Opracowanie: Instytut Studiów Energetycznych.

Źródło: U.S. Department of Energy.

\* Liczone dla wzoru m<sup>3</sup> = ft<sup>3</sup>/35,315.

\*\* Dla wzoru 1 mmBTU = 37 USD/1000 m<sup>3</sup>.

kański gaz ziemny kosztował 3,41 dol./mmBtu, czyli około 126,17 dol./1000 m<sup>3</sup>. Tańszy był tylko pierwszy transport do Brazylii, gdzie cena wyniosła 3,35 dol./mmBtu, czyli około 123,95 dol./1000 m<sup>3</sup>. Oczywiście, należy do tych kwot doliczyć, koszt frachtu oraz opłaty regazyfikacyjne, ale już dziś widać, że amerykański gaz LNG może być konkurencyjny. Dodatkowo jego cena jest bacznie śledzona przez Rosjan i Gazprom. Przypomnijmy, że średnia cena importowanego przez Ukrainę z Zachodu gazu ziemnego wyniosła w kwietniu FOB 177,6 dol./1000 m<sup>3</sup> i spadła w porównaniu do marca o 10 USD (CIRE 2016).

Warunki zakupu amerykańskiego gazu LNG dla Europy stają się coraz bardziej korzystne, a ekonomicznym uwarunkowaniem powinien być 22 czerwca br. Ogłoszony 42-dniowy przestój zatłaczania gazu ziemnego do największego w Wielkiej Brytanii magazynu Rough (Reuters 2016; ICIS 2016) spowodował skok kwotowań notowanego na brytyjskiej giełdzie NBP kontraktu Winter 16 (zima 16) do poziomu 6,411 dol./mmBtu. Cena była na tyle wysoka, że pozwoliła nie tylko pokryć klasyczną opłatę dla eksportu czyli: 115% ceny gazu na Henry Hub, lecz także 2,25 dol./mmBtu (ok. 83,25 dol./1000 m<sup>3</sup>) opłaty technicznej za skroplenie gazu ziemnego (LNGWORLD 2016) zapisanej w kontrakcie (2011 r.) między Cheniere i Shell oraz fracht, a dodatni spread cenowy wyniósł 0,119 dol./mmBtu (4,4 dol./1000 m<sup>3</sup>).

Oczywiście, powyższa informacja powinna być traktowana tylko jako przykład i bardzo ważna ciekawostka, lecz wprost pokazuje jak zwiększą się: po pierwsze konkurencja i rywalizacja między dostawcami LNG, a po drugie jak ogromny wpływ na europejską cenę gazu ziemnego od Gazpromu może mieć i już ma amerykański gaz ziemny.

Prezes PGNiG Grzegorz Piotr Woźniak powiedział pod koniec kwietnia br., że Polska płaci dziś najwięcej za gaz ziemny pochodzący z Rosji (Woźniak 2016). Oczywiście nie mógł poinformować, ile dokładnie, gdyż tego zabraniają mu klauzule prawne. Z analizy Instytutu Studiów Energetycznych wynika jednak, iż Polska płaci w II kwartale 2016 r. za gaz z Rosji nie więcej niż 200 dol./1000 m<sup>3</sup> i nie mniej niż 190 dol./1000 m<sup>3</sup>. Oznacza to, że przy cenie na poziomie 3,5 dol./mmBtu (około 129,5 dol./1000 m<sup>3</sup>) za amerykański gaz i przy cenie 200 dol./1000m<sup>3</sup> za gaz rosyjski „polska różnica” wynosi około między 70,5 a 60,5 dol./1000m<sup>3</sup> (tabela 4).

Pamiętając, że sama opłata techniczna za skroplenie wynosi dziś 2,25 dol./mmBtu, a to około 83,25 dol./1000 m<sup>3</sup>, czyli znacznie przewyższa uzyskaną różnicę na cenie samego surowca. Dodatkowo, odbierając LNG w Świnoujściu, trzeba doliczyć jeszcze polskie stawki za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego, które zostały przyjęte 2 czerwca br. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Stawka za świadczenie usług długotrwałych określona została na poziomie 0,0086 zł/kWh (stawka opłaty stałej) oraz 0,0005 zł/kWh (stawka opłaty zmiennej) (Polskie LNG 2016). Czyli około 1,1 €/MWh (Biznes Alert 2016 – 1).

„Kontraktowa cena rosyjskiego gazu dla Ukrainy w trzecim kwartale 2016 roku wyniesie 167,57 dolarów za 1000 m<sup>3</sup>, poinformował prezes Gazpromu Aleksiej Miller podczas konferencji po posiedzeniu akcjonariuszy koncernu. Według niego Gazprom wystawił już Naftogazowi wstępny rachunek za paliwo. [...] W czerwcu Naftogaz zwrócił się do Gazpromu z wnioskiem o wznowienie dostaw gazu na Ukrainę w okresie od drugiej połowy 2016 do kwietnia 2017 roku. Ukraińska spółka zaproponowała Gazpromowi, aby podpisać aneks do kontraktu gazowego, który obowiązywałby przez najbliższe trzy kwartały i uwzględniał ekonomicznie uzasadniony poziom ceny paliwa, jakim jest według Ukraińców „cena na hubie minus koszty przesyłu” (Biznes Alert 2016 – 2).

By amerykański gaz mógł pojawić się w Polsce, jego cena w punkcie Henry Hub powinna być znacznie poniżej 2 dol./mmBtu lub jak pokazał przykład brytyjski, niskie dziś europejskie ceny na giełdach musiałyby się odbić. Ważne jest również polityczne nastawienie Gazpromu, oraz przede wszystkim to jak nisko może zejść ze swojej ceny, by blokować konkurentów z gazem LNG w Polsce i europejskich portach. Kto dziś pamięta lata 2002–2004, gdy w Polsce płaciliśmy za 1000 m<sup>3</sup> gazu z kierunku wschodniego (bo to nie był tylko gaz rosyjski...) około 110 USD.

TABELA 4. Analiza ceny amerykańskiego gazu oraz różnicy w odniesieniu do ceny rosyjskiego gazu

TABLE 4. Analysis of the price of US natural gas and the difference in relation to the price of Russian natural gas

dol./mmBtu	dol./1000 m <sup>3</sup>	200 dol./1000 m <sup>3</sup>	195 dol./1000 m <sup>3</sup>	190 dol./1000 m <sup>3</sup>	180 dol./1000 m <sup>3</sup>	177,6 dol./1000 m <sup>3</sup>
2	74	126	121	116	106	103,6
3,5	129,5	70,5	65,5	60,5	50,5	48,1
3,8	140,6	59,4	54,4	49,4	39,4	37
4	148	52	47	42	32	29,6
4,2	155,4	44,6	39,6	34,6	24,6	22,2
4,5	166,5	33,5	28,5	23,5	13,5	11,1

Opracowanie: Instytut Studiów Energetycznych 2016.

Dla przykładu przy 2 dol./mmBtu w Henry Hub i cenie za gaz rosyjski 200 USD za 1000 m<sup>3</sup> różnica wynosi 126 USD. Analogicznie przy 4,5 dol./mmBtu w Henry Hub i cenie za gaz rosyjski 177,6 USD za 1000 m<sup>3</sup> różnica wynosi już tylko 11,1 USD.

### 3. Rosyjskie LNG

Eksport LNG dla rządu rosyjskiego stał się bardzo ważny dopiero w latach 2013–2014. Wydaje się, że Rosja dość późno zaczęła myśleć o rozwoju terminali LNG. 1 grudnia 2013 roku weszła w życie ustawa dotycząca liberalizacji eksportu LNG, rozbijając tym samym monopol Gazpromu na eksport gazu ziemnego.

Obecnie jedynym działającym terminalem LNG jest Sakhalin-2, który eksportuje zaledwie 11 mln t gazu rocznie (Mitrova 2016). Budowa terminala zaczęła się w 2009, a infrastruktura została oddana do użytku w 2011 roku. Jest on zarządzany przez Gazprom, Royal Dutch Shell oraz japońskie firmy Mitsui and Mitsubishi (Shell 27,5% (minus jedna akcja), Gazprom 50% (plus jedna akcja), Mitsui 12,5%, Mitsubishi 10%). Eksport gazu jest przewidziany w kierunku azjatyckim, głównie do Japonii, Południowej Korei, ale także do Chin, Tajlandii i na Tajwan. Gaz dostarczany do terminala pochodzi ze złóż Gazpromu. Projekt Sakhalin 1 jest rozwijany przez Rosneft według strategii „Russian Far East LNG”, a jego start jest zakładany na 2018–2019 rok.

Gazprom rozważa jeszcze dwa projekty LNG. Pierwszy to Vladivostok LNG, który znajduje się w fazie poszukiwania finansowania od lutego 2013 roku. Planowana moc terminala to 10 mln t z możliwością rozbudowy mocy. Terminal miałby być zbudowany koło Władywostoku, a pierwszy *train* oddany do użytku w 2018 roku.

Drugi projekt to *Baltic LNG* mający powstać w porcie Ust Ługa. Terminal o mocy 10 mln t mógłby być przeznaczony do dostaw gazu w obrębie basenu Morza Bałtyckiego. Gazprom planuje, że terminal będzie oddany do 2018 roku.

Prócz terminali skraplających Gazprom rozważa również projekt terminala regazyfikacyjnego w Obwodzie Kaliningradzkim, który miałby dysponować mocą regazyfikacyjną na poziomie 9 mln m<sup>3</sup>/d. Gazprom zakłada, że już pod koniec 2017 roku terminal będzie mógł odbierać pierwszy transport LNG. W jednej ze strategii, zakłada się, iż do tego terminala miałby być transportowany gaz z terminala *Baltic LNG*.

Największym projektem dla skroplonego gazu ziemnego jest dziś w Rosji bez wątpienia terminal Yamal LNG. Udziałowcem w projekcie jest rosyjski Novatek, francuski Total i Chińskie (CNPC). Budowa projektu ruszyła w 2013 roku, ma on dysponować mocą 16,5 mln t, a pierwszy *train* o mocy 5,5 mln t powinien zostać oddany do użytku już w 2017 roku (kolejny w 2018 roku i ostatni w 2019 roku). Terminal będzie znajdować się w bardzo trudno dostępnym regionie, który jak podkreśla Total zostaje zamrożony przez 7–9 miesięcy w roku i gdzie noc polarna trwa 3 miesiące. Warto również podkreślić, że specjalnie na jego potrzeby powstanie 16 metanowców lodolamaczy (*ice-class ARC7*), którymi LNG mógłby być transportowany we wszystkich kierunkach. Pierwszy metanowiec powinien zostać oddany już w tym roku ([Total 2016](#)).

Skala zaangażowania w projekty LNG wskazuje, iż Rosja poważnie rozważa szersze wejście na rynek światowego skroplonego gazu ziemnego. Ciężko porównywać wyżej wymienione projekty do projektów oraz ich skali w USA czy w Australii. Wskazują one jednak kierunek, w którym może rozwijać się sektor gazowy Rosji.

#### 4. Ryzyko poszukiwawcze projektów wydobywczych

28 kwietnia 2016 roku Komisja Europejska wniosła do Trybunału Sprawiedliwości UE sprawę przeciwko Polsce w związku z nieodpowiednią oceną rozpoznawczych odwiertów górniczych ([EU 2016](#)). Jak czytamy w komunikacie, polskie prawo zezwala na wiercenia na głębokości do 5000 m bez uprzedniego przeprowadzenia oceny potencjalnego oddziaływania na środowisko. Komisja podkreśla, że według prawa unijnego głębokie wiercenia wymagają oceny przytaczając potwierdzający tę tezę niedawny wyrok Trybunału Sprawiedliwości UE (sprawa C-531/13).

Do dziś, w ramach tzw. projektu polskie łupki wykonano w Polsce zaledwie 72 odwierty rozpoznawcze. Wszystkie liczące się na świecie firmy działające w sektorze *upstream* opuściły polskie koncesje, Chevron Corp., a wcześniej ExxonMobil, Talisman, Total i Marathon Oil. W czerwcu ubiegłego roku zrezygnował również amerykański ConocoPhillips, który zdaniem ISE miał najlepiej przygotowany i sfinansowany plan poszukiwawczy.

Ministerstwo Środowiska poinformowało, że do 30 kwietnia 2016 roku w Polsce obowiązywały 32 koncesje na poszukiwanie złóż węglowodorów uwzględniających gaz z łupków. Ich liczba oczywiście spada, 31 sierpnia 2015 roku obowiązywało 40 koncesji, a w końcu



2014 roku było ich 53. Aktualne zainteresowanie podmiotów zagranicznych polskim gazem z łupków jest zerowe. Ciężko mówić o światowej uwadze polskim wydobywaniem, kiedy dziś zaangażowanych jest łącznie 10 polskich i zagranicznych podmiotów. PKN ORLEN i PGNiG podpisały porozumienie, a właściwie list intencyjny o współpracy w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów na nowych obszarach w Polsce. Spółki chcą współpracować w rejonach: Basenu Pomorskiego, Basenu Lubelskiego, Monokliny Przedsudeckiej, Bloku Gorzowa oraz Przedgórze Karpat i w Karpatach. W komunikacie czytamy „po szczegółowej analizie informacji i danych geologicznych uzyskanych na obszarach objętych listem intencyjnym będą podejmować ostateczne decyzje inwestycyjne” (Orlen 2016). I niestety nie brzmi to zachęcająco ani optymistycznie.

Amerykańska rewolucja kosztowała setki miliardów dolarów, pozwoliła jednak kompletnie zmienić amerykański przemysł wydobywczy oraz pozycję surowcową ale przede wszystkim energetyczną Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej (Janusz i in. 2015; Gross-Gołacka i in. 2013). Według danych Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego, koszty łupkowych odwiertów i zabiegów szczelinowania hydraulicznego wykonywanych w Polsce wyniosły około 3,2 mld zł. Przy czym 58% tej kwoty stanowiły inwestycje dokonane przez inwestorów zagranicznych, a resztę przez krajowych, głównie PGNiG i PKN Orlen. Dodatkowo, trzeba doliczyć jeszcze 367,1 mln zł, które wydano na łupkowe badania sejsmiczne oraz koszty założonych biur i zapłacone ekspertyzy.

## Podsumowanie

Należy podkreślić, że dla tak ważnego projektu, jakim jest gaz z łupków, poniesione dotychczas koszty są minimalne i w żadnym wypadku nie pozwalają ocenić potencjału zasobów niekonwencjonalnych złóż w Polsce. Przypomnijmy, iż według wyliczeń Instytutu Studiów Energetycznych wykonanych w latach 2009–2014 r., w projekt „polskie łupki” powinno być zostać zainwestowane od 20 do 40 mld zł na jeden obszar koncesyjny(!) (Janusz i in. 2015; Kaliski i in. 2013, 2014), a dopiero wykonanie 300–400 odwiertów poziomych (najlepiej na obszarze 2–3 koncesji) z wielosekcyjnymi i różnopląszczynowymi szczelinowaniami hydraulicznymi daje szansę na racjonalność decyzji.

## Literatura

- Gross-Gołacka i in. 2013 – Gross-Gołacka, E., Lubiewa-Wieleżyński, W., Sikora, A.P., Szurlej, A. i Biały, R. 2013. Wyzwania dla producentów nawozów mineralnych w kontekście liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego. *Przemysł Chemiczny* t. 92 nr 8, s. 1393–1398.
- Janusz i in. 2015 – Janusz, P., Kaliski, M. i Szurlej, A. 2015. Rewolucja łupkowa na rynku gazu skroplonego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 31, z. 3, s. 5–24.
- Kaliski i in. 2013 – Kaliski, M., Krupa, M., Rychlicki, S., Siemek, J. i Sikora, A. 2013. Estymacje kosztów otworów poszukiwawczych i wydobywczych dla złóż ropy i gazu w basenach geologicznych w Polsce. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* t. 29, z. 3 s. 151–167.
- Kaliski i in. 2014 – Kaliski, M., Krupa, M., Sikora, A. i Szurlej, A. 2014. Ekonomiczne aspekty pozyskania gazu z formacji łupkowych na podstawie doświadczeń rynku północnoamerykańskiego. *Rynek Energii* Nr 1(110), s. 151–158.

U.S. Department of Energy Boston Consulting Group, Goldman Sachs, International Energy Agency and QNB Economics forecasts.

Mitrova, T. 2013. Russian LNG: The Long Road to Export, IFRI Russia. Nei. Reports no. 16 (Paris: Institutfrançais des relations internationales, December 2013), 3 and 19.

#### Źródła internetowe

Financial Times a. [Online] Dostępne w: <https://next.ft.com/content/1a6c6032-1521-11e6-9d98-00386a18e39d> [Dostęp: 05.07.2016].

Financial Times b. [Online] Dostępne w: <http://next.ft.com/content/acc23ed2-3099-11e6bda0-04585c31b153> [Dostęp: 13.07.2016] tłumaczenie własne.

Biznes Alert . [Online] Dostępne w: <http://biznesalert.pl/arctic-princess-rozladawal-gaz-skroplony-swinoujsciu/> [Dostęp: 28.06.2016].

CIRE 2016 . [Online] Dostępne w: <http://www.cire.pl/item,131019,1,0,0,0,0,ukraina-w-kwietniu-taniej-kupowalagaz.html> [Dostęp: 28.06.2016].

[Online] Dostępne w: ICIS 2016 [www.icis.com/resources](http://www.icis.com/resources) [Dostęp: 28.06.2016].

Reuters 2016. [Online] Dostępne w: <http://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL8N19F1B7> [Dostęp: 28.06.2016].

LNGWORLD 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.lngworldnews.com/shell-takes-first-sabine-pass-cargo-under-long-term-deal/> [Dostęp: 28.06.2016].

Woźniak 2016 . [Online] Dostępne w: <http://tvn24bis.pl/surowce,78/piotr-wozniak-byl-gosciem-programu-bilans-w-tvn24-bis,638667.html> [Dostęp: 28.06.2016].

Polskie LNG 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.polskieng.pl/biuro-prasowe/aktualnosci/wiadomosc/artikul/201452/> [Dostęp: 28.06.2016].

Biznes Alert 2016 – 1. [Online] Dostępne w: <http://biznesalert.pl/rz-pgnig-bedzie-na-razie-jedynym-klientem-gazoportu-w-swinoujsciu/> [Dostęp: 28.06.2016].

Biznes Alert 2016 – 2. [Online] Dostępne w: <http://biznesalert.pl/niska-cene-ukraina-wznowi-zakupy-gazu-gazpromu/> [Dostęp: 28.06.2016].

Total 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.total.com/fr/expertise-energies/projets/petrole-gaz/gnl/yamal-lng> [Dostęp: 28.06.2016].

EU 2016. [Online] Dostępne w: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-1454\\_pl.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1454_pl.htm) [Dostęp: 28.06.2016].

ENERGYANALYST. [Online] Dostępne w: [www.energyanalyst.co.uk](http://www.energyanalyst.co.uk) [Dostęp: 28.06.2016].

Orlen 2016. [Online] Dostępne w: <http://www.orlen.pl/PL/BiuroPrasowe/Strony/PgNiG-i-ORLEN-rozszerz%C4%85-wsp%C3%B3lne%82prac%C4%99-poszukiwawczo-wydobywc%C4%85.aspx> [Dostęp: 14.07.2016].