

## PERSPEKTYWY WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

MIROSŁAW GWIAZDOWICZ, JACEK KRZAK,  
BARTOSZ PYZDER, MIROSŁAW SOBOLEWSKI,  
MONIKA STACHURSKA-WAGA

### PROSPECTS FOR SHALE GAS IN POLAND

This article surveys Poland's prospects for tapping its reserves of unconventional gas. In order to put these issues in context it begins with a brief overview of United States' experience in shale gas exploration and drilling as well as geography and recent estimates of shale gas resources in Poland. The next sections discuss the relevant technical, economic, environmental and legal issues relating to the fledgling Polish shale gas industry, including the powers of local government and the 2011 changes to the Geological and Mining Act.

### 1. WPROWADZENIE

Wzrastające zapotrzebowanie na gaz oraz wyczerpywanie się zasobów gazu konwencjonalnego spowodowały wzrost zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami gazu, a rozwój nowych technologii umożliwił dostęp do tych zasobów gazu, których wydobycie wcześniej było nieopłacalne.

W USA rozkwit sektora gazu łupkowego doprowadził do głębokich przemian na rynku energetycznym. W 2000 r. gaz łupkowy stanowił tam zaledwie 1% w podaży gazu, a dziś jego udział sięga blisko 20% i stale rośnie. Wielu ekspertów uważa, że łupkowy boom może być powtórzony w Polsce, gdzie według niektórych szacunków może znajdować się ok. 30% europejskich złóż gazonośnych łupków. Polski rząd traktuje wydobycie gazu łupkowego jako szansę na zdynamizowanie gospodarki i podniesienie bezpieczeństwa energetycznego

kraju. Strategiczne decyzje w tej dziedzinie powinny być jednak poprzedzone rzetelną analizą korzyści i kosztów. Rozpoczęcie przemysłowego wydobycia gazu łupkowego będzie wymagało m.in. udostępnienia odpowiednich terenów pod odwierty, znacznych zasobów wody i energii potrzebnych do prowadzenia prac wydobywczych, dostępu do infrastruktury umożliwiającej transport wydobytego surowca oraz odpowiednich rynków zbytu.

W pierwszej części artykułu zaprezentowano doświadczenia Stanów Zjednoczonych jako kraju, w którym wydobycie gazu łupkowego na skalę przemysłową rozpoczęto już w latach 80. XX wieku. W drugiej części znalazła się analiza zasobności złóż gazu łupkowego w naszym kraju. Omówiono również perspektywy wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce przy istniejących warunkach geologicznych i rozwiązaniach prawnych.

---

Mirosław Gwiazdowicz – specjalista ds. systemu gospodarczego w Biurze Analiz Sejmowych; e-mail: miroslaw.gwiazdowicz@sejm.gov.pl.

Jacek Krzak – specjalista ds. systemu gospodarczego w Biurze Analiz Sejmowych; e-mail: jacek.krzak@sejm.gov.pl.

Bartosz Pyzder – stażysta w Biurze Analiz Sejmowych; e-mail: bartosz.pyzder@sejm.gov.pl.

Mirosław Sobolewski – specjalista ds. systemu gospodarczego w Biurze Analiz Sejmowych; e-mail: miroslaw.sobolewski@sejm.gov.pl.

Monika Stachurska-Waga – specjalista ds. finansów publicznych w Biurze Analiz Sejmowych, e-mail: monika.stachurska@sejm.gov.pl.

## 2. AMERYKAŃSKIE DOŚWIADCZENIA W DZIEDZINIE WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO

Stany Zjednoczone są jak na razie jedynym krajem, w którym zasoby gazu łupkowego są eksploatowane na skalę przemysłową. O sukcesie tego sektora przesądził splot czynników, do których należały m.in. rozwój nowych technologii wydobycia, specyficzne uwarunkowania rynkowe i prawne, dobrze rozwinięty tradycyjny sektor gazowy zapewniający kadry i infrastrukturę gazowniczą oraz sprzyjająca koniunktura międzynarodowa. Wysokie ceny gazu na rynku światowym skłoniły przedsiębiorców do inwestycji, które wcześniej uważane były za nieopłacalne. Obecnie w USA toczy się debata na temat potrzeby wzmocnienia systemu regulacyjnego, zwłaszcza w odniesieniu do spraw związanych z wpływem eksploatacji gazu łupkowego na środowisko i zasoby wodne. Tematyka ta wciąż jest wyłączona z zakresu przepisów federalnych i jest domeną regulacji na poziomie stanowym i lokalnym. Wynik tej debaty może mieć duży wpływ na dalszy rozwój sektora gazu łupkowego. Będzie też oddziaływał na toczące się w Europie dyskusje o zasadach eksploatacji tych zasobów.

### TECHNOLOGIA WYDOBYCIA

W USA gaz z łupków był wydobywany już w XIX w. (po raz pierwszy uzyskano go w roku 1821 z odwiertu w miejscowości Fredonia w stanie Nowy Jork). Początkowo gaz wydobywany był z pionowych i stosunkowo płytkich odwiertów, przy zastosowaniu technologii nieróżniących się od tych stosowanych przy eksploatacji gazu konwencjonalnego. Produkcja gazu była wówczas niewielka, gaz wykorzystywano na potrzeby lokalne, zwłaszcza, że sieć przesyłowa nie była jeszcze dobrze rozwinięta. Na przełomie lat 50. i 60. ubiegłego wieku dla zwiększenia wydajności odwiertów zaczęto stosować zabiegi stymulacji hydraulicznej (tzw. szczelinowanie hydrauliczne), które umożliwiają powstanie w skale sieci szczelin uwalniających gaz. Zabieg ten polega na wtłoczeniu do szybu pod bardzo wysokim ciśnieniem mieszaniny wody, piasku i związków chemicznych. Piasek ma zapobiec zamykaniu szczelin, zaś dodatki chemiczne przyczyniają się do poprawy warunków wydobywania gazu (np. zapobiegają pęcznieniu iltów, działają antykorozyjnie, zapobiegają rozwojowi bakterii).

Przełom nastąpił w 2003 r., kiedy na dużą skalę wprowadzono technologię wiercenia otworów poziomych. Pozwala ona na wykonanie większej liczby odwiertów wykorzystując do tego jeden szyb. Dzięki temu możliwe stało się wydobywanie gazu zalegającego na dużym obszarze pod ziemią, przy jednoczesnym wykorzystaniu niewielkiego terenu na powierzchni ziemi. Długość odcinków poziomych może wynieść 600 m, a głębokość pionowa – zależna od głębokości zalegania złoża – sięga niekiedy 4000 m. Wiercenie odbywa się zazwyczaj w kilku etapach. Podczas każdego z nich w wierconym otworze umieszcza się metalowe rury okładzinowe, które następnie zostają zacementowane do pożądanego głębokości. W kolejnym etapie orurowanie jest węższe i rozciąga się od powierzchni ziemi do (nowego) dna odwiertu. Najwęższe, końcowe rury okładzinowe (położone w odwiercie najbardziej centralnie) sięgają od powierzchni ziemi do docelowej strefy produkcyjnej, z kilkoma (zwykle trzema) warstwami okładziny pomiędzy

wnętrzem otworu a zewnętrznymi warstwami geologicznymi (np. warstwami wodonośnymi).

Wprowadzenie wierceń poziomych znacznie zwiększyło wydajność uzyskiwaną z eksploatacji pojedynczego otworu. W porównaniu do eksploatacji złóż konwencjonalnych pozyskiwanie gazu z łupków wymaga jednak znacznie większej – sięgającej nawet tysięcy – liczby odwiertów w jednym złożu (w złożu Barnett Shale w Teksasie, gdzie wykonano tysiące odwiertów, ich zagęszczenie wynosi dziś w niektórych rejonach trzy odwierty na 1 km<sup>2</sup>).

### AMERYKAŃSKI SYSTEM REGULACJI W SEKTORZE WYDOBYCIA WĘGLOWODORÓW

Do szybkiego wzrostu wydobywania gazu łupkowego w USA przyczyniły się nie tylko sprzyjające okoliczności zewnętrzne, takie jak komercjalizacja nowych technologii wydobywczych oraz wysokie ceny gazu na świecie, ale także wsparcie ze strony rządu, który wprowadził m.in. odpowiednie zachęty fiskalne dla przedsiębiorców. Jeszcze w latach 80. ubiegłego wieku Kongres uchwalił program wsparcia dla producentów paliw pochodzących ze źródeł niekonwencjonalnych, takich jak metan z pokładów węgla, gaz zamknięty i gaz łupkowy. Ponadto jednym z czynników, który przesądził o dynamicznym rozwoju sektora gazu łupkowego w USA, jest specyficzny zdecentralizowany system regulacji, przewidujący niemal całkowite wyłączenie technologii szczelinowania hydraulicznego spod nadzoru władz federalnych. Przekazanie na szczebel stanowy wielu istotnych kompetencji związanych z licencjonowaniem poszukiwań i wydobywania, a także z kontrolą prowadzonych operacji sprawiło, że systemy regulacyjne w poszczególnych stanach mogą się od siebie znacznie różnić. Sytuację tę może zmienić narastająca dyskusja na temat szkód ekologicznych wywoływanych przez szczelinowanie hydrauliczne. W amerykańskiej debacie publicznej coraz częściej zgłaszane są wnioski wskazujące na konieczność przyznania większych kompetencji w tej dziedzinie federalnej Agencji Ochrony Środowiska. Zdaniem przedstawicieli przemysłu gazowego rozwiązanie takie mogłoby doprowadzić do zahamowania rozwoju tego sektora.

W Stanach Zjednoczonych poszukiwania i wydobywanie węglowodorów regulowane są rozbudowanym systemem przepisów federalnych, stanowych i lokalnych. Kwestie związane z gazem łupkowym nie są wyodrębnione systemowo jako osobne zagadnienie. Do poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania gazu z niekonwencjonalnych złóż mają zatem zastosowanie podobne procedury, jak w przypadku innych węglowodorów. Duże znaczenie ma fakt, czy tereny, na których prowadzona jest eksploatacja, należą do państwa, czy są własnością prywatną, ponieważ z reguły właściciel terenów dysponuje również prawem własności do zasobów ulokowanych pod powierzchnią ziemi (choć prawa te mogą być rozdzielone). Uregulowania zależą także od tego, czy działalność ta ma charakter lądowy, czy morski. Istnieją specjalne przepisy regulujące kwestie licencjonowania wydobywania w poszczególnych sektorach (ropa, gaz). Stany takie jak Teksas, czy Kalifornia uchwaliły przepisy (Texas Natural Resources Code, California Public Resources Code), które stosują się do działalności na wszystkich obszarach tych stanów, zarówno publicznych,

jak i prywatnych. W każdym ze stanów, w którym prowadzone jest wydobywanie węglowodorów, istnieją specjalne agencje nadzorujące tę działalność (wydają one np. zezwolenia na wykonywanie odwiertów, układanie rurociągów itp.). Zasadniczą odmiennością i specyfiką amerykańskiego systemu regulacji sprawiają, że doświadczeń tych nie można w prosty sposób zaadaptować do warunków polskich.

Typowym rozwiązaniem umożliwiającym eksploatację złóż węglowodorów jest uzyskanie koncesji. W zamian za określone opłaty koncesyjne operator staje się właścicielem całości pozyskanych surowców (wielkość ta może być limitowana). Koncesje z reguły udzielane są w drodze przetargu. Szczegółowe warunki koncesji mogą być uzależnione od rozmaitych czynników lokalnych. Opłaty towarzyszące koncesjom federalnym mogą być zdefiniowane jako wartość stała albo jako procentowy udział w wartości wydobytych (lub sprzedanych) surowców. Do lat 70. najpowszechniej stosowaną stawką była  $\frac{1}{8}$  wartości. Obecnie często stosuje się stawki  $\frac{3}{16}$  lub  $\frac{1}{6}$ . Dla działalności wydobywczej prowadzonej na lądzie minimalna stawka federalna wynosi  $\frac{1}{8}$ . Stawki opłat koncesyjnych są w większości określone ustawowo. W szczególnych przypadkach standardowe stawki mogą być jednak modyfikowane, np. po to, by zachęcić inwestorów do podejmowania działalności obciążonej większym ryzykiem (np. w sektorach wymagających innowacyjnych technologii, takich jak gaz łupkowy lub na obszarach o szczególnie trudnych warunkach geograficznych). Koncesje udzielane przez stany lub podmioty prywatne cechują się większym zróżnicowaniem. Koncesje wydawane są zwykle na czas określony (często również z warunkową opcją przedłużenia na kolejny zdefiniowany okres). Okres obowiązywania koncesji może się wahać od jednego roku (w przypadku eksploatowanych, dobrze funkcjonujących złóż), do nawet 10 lat (w przypadku terenów, których eksploatacja związana jest z dużym ryzykiem). Koncesje udzielane przez władze publiczne są z reguły dłuższe niż prywatne. W pierwszym okresie koncesyjnym koncesjonariusz jest z reguły zobowiązany do wykonania określonej liczby wierceń. Niewykonanie tego obowiązku może skutkować cofnięciem koncesji lub nałożeniem uzgodnionych kar.

## EKONOMIKA PRODUKCJI

Trudno na obecnym etapie rozwoju sektora gazu łupkowego ocenić opłacalność przyszłej eksploatacji tego gazu. Taka decyzja jest możliwa na podstawie wielu różnych informacji, dziś często jeszcze nieznanymi. Kluczowe znaczenie będą miały szczegółowe dane o całkowitych zasobach przemysłowych gazu, wydajności pojedynczych otworów oraz kosztach operacyjnych, przede wszystkim kosztach wierceń eksploatacyjnych. Od tego zależeć będzie liczba i głębokość odwiertów oraz stosowane technologie. Koszty wiercenia stanowią najistotniejszy element analizy ekonomicznej (w przypadku gazu z łupków liczba otworów jest znacznie większa niż przy eksploatacji złóż konwencjonalnych, a wykorzystywane najczęściej w tym przypadku wiercenia poziome są około dwukrotnie droższe od wierceń pionowych).

Opłacalność wydobywania gazu z łupków zależeć też będzie od czynników rynkowych. Jak pokazuje przykład USA, o opłacalności w znacznym stopniu decydują wahania cen gazu ziemnego. W latach 2008 i 2009 cena gazu znacząco spadła,

z ponad 11 USD do ok. 3 USD za 1000 cf (tj. 28m<sup>3</sup>), co wkrótce potem spowodowało zmniejszenie aktywności wiertniczej wśród firm wydobywczych, szczególnie na tych obszarach, na których z powodu ukształtowania złoża opłacalność wydobywania była niższa.

## ODDZIAŁYWANIE NA ŚRODOWISKO

Z wydobywaniem gazu łupkowego związanych jest kilka rodzajów oddziaływań na środowisko. Najistotniejsze wydają się problemy poboru wód oraz zagrożeń powodowanych przez zanieczyszczone wody pochodzące z odwiertów.

Eksploatacja gazu z łupków wymaga znacznych ilości wody do zabiegu szczelinowania. Ilość ta szacowana jest średnio na 10–20 tys. m<sup>3</sup> dla jednego odwiertu wiertniczego. Zakładając, że odwierty lokalizowane są w niewielkiej odległości od siebie, a ich liczba jest duża, zapotrzebowanie na wodę na obszarze wydobywania może być ogromne, co zarazem może wpłynąć na bilans wód wykorzystywanych do innych celów. Trzeba odnotować, że do szczelinowania zamiast wody niekiedy wykorzystuje się naturalne solanki o niskim stopniu zasolenia. Trwają też prace badawcze nad opracowaniem metody wykonywania szczelinowania płynami na bazie skroplonych gazów (takich jak np. propan, azot, dwutlenek węgla – które nie oddziałują wcale lub oddziałują na środowisko w niewielkim stopniu).

Inny problem to zagospodarowanie ścieków powstających na skutek eksploatacji odwiertów:

- płynu użytego do szczelinowania (po zabiegu część wody – od 20 do 40% – wraca na powierzchnię); może on zawierać np. środki chemiczne używane do sporządzania płuczek wiertniczych, biocydy, substancje ropopochodne, inhibitory korozji, środki chemiczne stosowane przy wierceniu i stymulacji dopływu węglowodorów;
- wód złożowych, w skład których mogą wchodzić niewielkie ilości metali ciężkich oraz naturalnie występujących materiałów radioaktywnych pochodzących z odwiertów.

Płyny te zwykle magazynuje się w zbiornikach, a następnie przewozi do zakładu utylizacyjnego. Nie można jednak wykluczyć ryzyka lokalnego skażenia środowiska naturalnego na skutek awarii zbiornika lub jego przepełnienia (np. po obfitych opadach deszczu).

Istnieje też ryzyko skażenia wód podziemnych płynem do szczelinowania. Wprawdzie jest on zwykle zatłaczany na głębokościach znacznie większych niż występowanie warstw wodonośnych, niemniej nie można wykluczyć możliwości błędu czy awarii. Takie przypadki były w ostatnich latach odnotowane w USA, np. w hrabstwie Garfield w stanie Kolorado, gdzie doszło do skażenia wód podziemnych płynem do szczelinowania. Firmy wiertnicze przyznają, że w wyniku błędów projektowych lub wykonawczych miała miejsce niewielka liczba przypadków przesiąknięcia ocementowania odwiertów powodującego zanieczyszczenie wód podziemnych.

Z eksploatacją odwiertów wiąże się też problem degradacji powierzchni terenu (degradacji gleb). Powierzchnia wykorzystywana do celów wydobywania jest stosunkowo nieduża (1–2 ha), biorąc jednak pod uwagę fakt, że odwiertów jest wiele, a każdy wymaga doprowadzenia dróg dojazdowych, ogólna wielkość powierzchni terenu, który wymaga następnie

rekultywacji, może być znacząca. Istotnym źródłem uciążliwości dla ludzi i środowiska jest też hałas z urządzeń wiertniczych oraz ze zwiększonego natężenia ruchu pojazdów obsługujących odwierty.

Wpływ eksploatacji gazu łupkowego na środowisko to problem jeszcze nie w pełni rozpoznany. Dlatego w niektórych krajach zasobnych w gaz łupkowy pojawiają się inicjatywy ograniczenia jego wydobycia lub wstrzymania prac poszukiwawczych do czasu, aż problem wpływu na środowisko zostanie dogłębnie zbadany. Jedną z takich prób jest ocena wpływu realizowana obecnie przez amerykańską Agencję Ochrony Środowiska (*Environmental Protection Agency*, EPA), zlecona pod wpływem nacisków opinii publicznej w USA. Wyniki tych badań mają być znane do końca 2012 r.

### 3. GAZ ŁUPKOWY W POLSCE

#### OCENA ZASOBNOŚCI ŹŁOŻ GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

Polska jest obecnie postrzegana jako jeden z najbardziej obiecujących obszarów występowania gazu łupkowego. Analizy wykonywane przez firmy badawcze zajmujące się surowcami energetycznymi wskazują, że złoża tego surowca w naszym kraju można szacować na 1,4–5,3 bln m<sup>3</sup> (dla porównania zasoby gazu łupkowego w USA szacuje się na 6,7–23 bln m<sup>3</sup>). Biorąc pod uwagę, że roczne zużycie gazu w Polsce to ok. 14 mld m<sup>3</sup>, zasoby gazu łupkowego mogłyby zaspokoić potrzeby energetyczne kraju na 200–300 lat. Według firmy Wood Mackenzie wydobywalne zasoby polskiego gazu łupkowego mogą sięgać 1,4 bln m<sup>3</sup>, a według Advanced Resources International 3 bln m<sup>3</sup>. Najdalej poszła przedstawiona w kwietniu br. ocena amerykańskiej rządowej Agencji Informacji o Energii (*Energy Information Agency*, EIA), która technicznie wydobywalne zasoby oszacowała na 5,3 bln m<sup>3</sup>. Ocena ta lokuje Polskę wśród światowych potentatów w dziedzinie zasobów gazu łupkowego. O ile szacunki te zostałyby potwierdzone, w naszym kraju znajdowałoby się ok. 30% europejskich zasobów gazu łupkowego (tabela 1).

Należy jednak zaznaczyć, że dotychczasowe szacunki zasobów gazu łupkowego w Polsce są obciążone bardzo dużym zakresem niepewności. Były one dokonywane przede wszystkim w oparciu o analizę budowy geologicznej Polski i rozprzestrzenienie formacji geologicznych, które mogą stanowić skałę macierzystą dla gazu łupkowego (za najbardziej perspektywiczne pod tym względem uznawane są łupki dolnego paleozoiku) oraz o analogie między układami geologicznymi występującymi w Polsce i USA. Założenia te mogą okazać się błędne ze względu na konieczność wzięcia pod uwagę szeregu zmiennych charakteryzujących złoża (ich głębokość i tektonika, zawartość dodatkowych minerałów, dojrzałość termiczna itp.). By zyskać wiarygodność wstępne szacunki muszą zostać zweryfikowane i potwierdzone empirycznymi danymi uzyskanymi na podstawie analiz próbek pochodzących z odwiertów.

Pierwsze wiercenia poszukiwawcze rozpoczęto w 2010 r. Rezultaty prac terenowych wydają się być optymistyczne, np. brytyjska firma 3Legs Resources, specjalizująca się w poszukiwaniach i eksploatacji gazu niekonwencjonalnego, natrafiła

**Tabela 1. Technicznie wydobywalne zasoby gazu łupkowego w Europie według oceny EIA.**

	Technicznie wydobywalne zasoby gazu łupkowego (bln m <sup>3</sup> )
Dania	0,65
Francja	5,09
Holandia	0,48
Litwa	0,11
Niemcy	0,23
Norwegia	2,35
<b>Polska</b>	<b>5,29</b>
Szwecja	1,16
Turcja	0,42
Ukraina	1,19
Wielka Brytania	0,57
inne	0,54

Źródło: U.S. Energy Information Administration Report on World Shale Gas Resources <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas> [dostęp: 19 lipca 2011 r.].

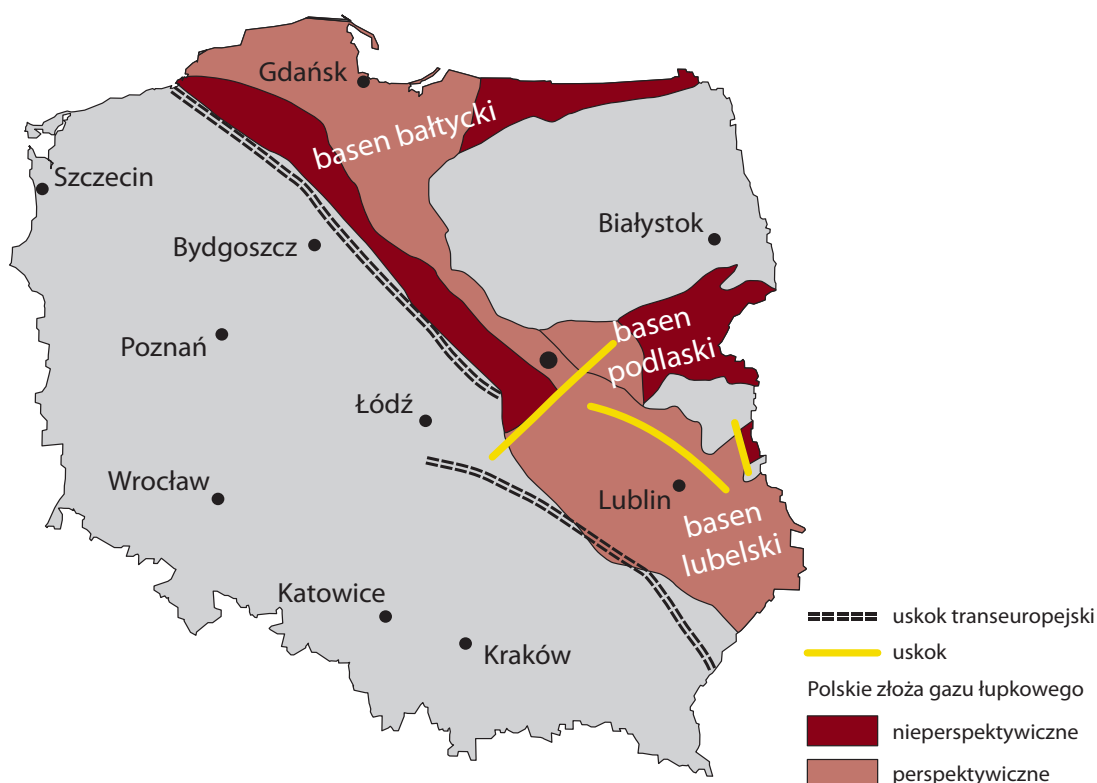
na złoża gazu łupkowego w odwiercie LE-2H w okolicach Łebienia na Pomorzu. Z kolei firma BNK Petroleum Inc. w lutym br. ogłosiła wstępne wyniki badań otworu wiertniczego Wytowno S-1 zlokalizowanego pomiędzy Słupskiem i Ustką (woj. pomorskie). W otworze o głębokości 3580 m stwierdzono obecność gazu ziemnego w łupkach dolnego syluru i ordowiku na głębokości 2,5–3,5 km<sup>1</sup>. Zidentyfikowany gaz ma dobrą jakość, składa się głównie z metanu z niewielką domieszką etanu i propanu. O dużym potencjale polskich zasobów świadczy rosnące zainteresowanie koncesjami na poszukiwania. Angażują się w nie wiodące firmy światowego przemysłu naftowego.

Choć wstępne sygnały są pozytywne, jest jeszcze za wcześnie na to, by mówić o udokumentowanych złożach gazu łupkowego. Dlatego Ministerstwo Środowiska wstrzymuje się z przedstawieniem własnych szacunków tych zasobów zaznaczając, że na wiarygodne dane trzeba poczekać do czasu wykonania wierceń przewidzianych udzielonymi koncesjami poszukiwawczymi. Proces zbierania tych danych może potrwać kilka lat. Natomiast do końca bieżącego roku studium poświęcone oszacowaniu potencjalnych krajowych zasobów gazu łupkowego ma przygotować Państwowy Instytut Geologiczny. Na razie zidentyfikować można jedynie w przybliżeniu strefę występowania paleozoicznych łupków, w których mogą znajdować się złoża gazu. Trzy najważniejsze regiony gazonośne to: bałtycki (sięgający aż do Warszawy), lubelski i podlaski (mapa 1).

Wobec niewystarczającej ilości potwierdzonych danych pochodzących z odwiertów poszukiwawczych oceny zasobów gazu łupkowego w Polsce mają na razie jedynie charakter orientacyjny. Wspomniane powyżej analizy, w tym również najczęściej przywoływany w mediach raport EIA, oceniają jedynie technologiczną możliwość wydobywania gazu,

<sup>1</sup> Jednak nie wszystkie odwierty prowadzą do odkrycia gazu. Np. pierwszy pilotażowy odwiert wykonany przez PGNiG w lipcu 2010 r. w Markowoli na Lubelszczyźnie dał rezultat negatywny.

Mapa 1. Strefy możliwego występowania gazu łupkowego w Polsce.



Źródło: na podstawie <http://shale-gas.itc.pw.edu.pl/en/materials> [dostęp: 22 lipca 2011 r.].

pomijając ekonomiczną stronę tego zagadnienia. Tymczasem to, czy wydobycie będzie się opłacać, jest uzależnione od wielu czynników. Warto pamiętać, że gaz z łupków jest stosunkowo łatwy do odkrycia, ale trudny do wydobycia. Wiąże się to z niską porowatością i niską przepuszczalnością skał w których jest uwięziony. Dlatego nawet w USA mimo znacznych zasobów geologicznych wskaźnik wydobycia tych zasobów jest niski. Złoże gazu łupkowego mogą mieć bardzo zróżnicowane warunki złożowe (głębokość, wielkość złoża, ciśnienie złożowe). W efekcie ekonomika produkcji jest bardzo uzależniona od miejscowych uwarunkowań.

### PROCEDURY UDZIELANIA KONCESJI NA POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO W POLSCE

Przepisy regulujące zasady prowadzenia działalności poszukiwania, rozpoznawania czy wydobycia surowców energetycznych reguluje ustawa z 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze (dalej: u.p.g.g.; Dz.U. z 2005 r. nr 228, poz. 1947 ze zm.). Definiuje ona m.in.:

- poszukiwanie – praca geologiczna w celu odkrycia i wstępnego udokumentowania zasobów złóż kopaliny lub wód podziemnych;
- rozpoznawanie – praca geologiczna na obszarze wstępnie udokumentowanego złoża kopaliny lub wód podziemnych;

- obszar górniczy – przestrzeń, w granicach której przedsiębiorca jest uprawniony do wydobywania kopaliny oraz prowadzenia robót górniczych związanych z wykonywaniem koncesji.

### POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE ZŁOŻ

Zgodnie z u.p.g.g., poszukiwanie i rozpoznawanie kopaliny (lub łączne ich wykonywanie) wymaga uzyskania koncesji oraz posiadania stosownej umowy. W przypadku gazu ziemnego organem uprawnionym do wydawania koncesji na poszukiwanie lub/i rozpoznawanie złóż jest minister właściwy do spraw środowiska. Udzielenie koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie złoża kopaliny wymaga także uzyskania opinii wójta (burmistrza, prezydenta miasta) właściwego ze względu na miejsce wykonywania zamierzonej działalności. Ustanowienie użytkownika górniczego, obejmującego poszukiwanie lub/i rozpoznawanie gazu ziemnego poprzedza się przetargiem. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 3 lata i nie dłuższy niż 50 lat, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o udzielenie koncesji na czas krótszy. Jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes społeczny, udzielenie koncesji może być uzależnione od ustanowienia zabezpieczenia roszczeń, mogących powstać wskutek wykonywania działalności objętej koncesją. Szczegółową zawartość wniosku o koncesję określają art. 18–21 u.p.g.g., natomiast zawartość koncesji – art. 22–25 u.p.g.g.

Przepisy u.p.g.g. dopuszczają przeniesienie koncesji (za wiedzą i zgodą organu koncesyjnego) na inny podmiot, pod warunkiem przejścia pełni obowiązków wynikających z koncesji oraz posiadania praw do informacji geologicznej oraz praw do nieruchomości gruntowej wykazanej w koncesji. Organ koncesyjny może odmówić udzielenia koncesji, jeżeli zamierzona działalność narusza wymagania ochrony środowiska, bądź uniemożliwia wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem. W sytuacji, gdy przedsiębiorca narusza przepisy ustawy, w szczególności w zakresie ochrony środowiska, racjonalnej gospodarki zasobami złóż kopaliny, lub nie wypełnia warunków koncesji, w tym nie podejmuje działalności lub trwale jej zaprzestaje, organ koncesyjny wzywa go do niezwłocznego zaniechania naruszeń. W przypadku niezastosowania się do wezwania, organ koncesyjny może cofnąć koncesję albo ograniczyć jej zakres bez odszkodowania.

Zarówno koncesja, jaki i umowa na poszukiwanie i rozpoznawanie kopaliny są odpłatne, a ich koszty kształtują się następująco:

- umowa – stawka opłaty pomnożona przez ilość kilometrów kwadratowych terenu, na którym prowadzona jest działalność. Należność jest jednorazowa i w całości stanowi dochód Skarbu Państwa;
- koncesja – stawka opłaty pomnożona przez ilość kilometrów kwadratowych terenu, na którym prowadzona jest działalność. Należność jest jednorazowa i stanowi w 60% dochód gminy, na terenie której jest prowadzona działalność objęta koncesją, zaś w 40% dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Stawki opłat są ustalane corocznie. Zgodnie z aktualnym obwieszczeniem Ministra Środowiska z 5 sierpnia 2010 r. w sprawie stawek opłat za działalność polegającą na poszukiwaniu, rozpoznawaniu złóż kopaliny, magazynowaniu substancji oraz składowaniu odpadów na rok 2011 (MP nr 56, poz. 767):

- stawka opłaty za działalność polegającą na poszukiwaniu złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu z węgla kamiennego wynosi w 2011 r. 109,97 zł/km<sup>2</sup>;
- stawka opłaty za działalność polegającą na rozpoznawaniu złóż kopaliny oraz łącznie na poszukiwaniu i rozpoznawaniu złóż ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu z węgla kamiennego – 219,94 zł/km<sup>2</sup>.

## WYDOBYCIE GAZU

Według u.p.g.g. prowadzenie działalności wydobywczej wymaga uzyskania koncesji, podpisania stosownej umowy oraz uiszczenia opłaty eksploatacyjnej. W przypadku wydobywania gazu ziemnego udzielenie koncesji oraz podpisanie umowy leży w kompetencjach ministra właściwego do spraw środowiska, po uprzednim uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, a także z właściwym wójtem, burmistrzem albo prezydentem miasta, na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku jego braku – na podstawie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

Ustanowienie użytkownika górniczego, obejmującego wydobycie gazu ziemnego, poprzedza się przetargiem. Jednak art. 12 u.p.g.g. stanowi, że: *Ten, kto rozpoznał i udokumentował złożo kopaliny, stanowiące przedmiot własności Skarbu Państwa, oraz sporządził dokumentację geologiczną z dokładnością wymaganą do uzyskania koncesji na wydobywanie kopaliny, może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkownika górniczego z pierwszeństwem przed innymi.* Jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes społeczny, udzielenie koncesji może być uzależnione od ustanowienia zabezpieczenia roszczeń, mogących powstać wskutek wykonywania działalności objętej koncesją. Szczegółową zawartość wniosku o koncesję określają art. 18–21 u.p.g.g., natomiast zawartość koncesji – art. 22–25 u.p.g.g.

Przepisy u.p.g.g. dopuszczają przeniesienie koncesji (za wiedzą i zgodą organu koncesyjnego) na inny podmiot, pod warunkiem przejścia pełni obowiązków wynikających z koncesji oraz posiadania praw do informacji geologicznej oraz praw do nieruchomości gruntowej wykazanej w koncesji. Organ koncesyjny może odmówić udzielenia koncesji, jeżeli zamierzona działalność narusza wymagania ochrony środowiska, bądź uniemożliwia wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem. W sytuacji gdy przedsiębiorca narusza przepisy ustawy, w szczególności w zakresie ochrony środowiska, racjonalnej gospodarki zasobami złóż kopaliny, lub nie wypełnia warunków koncesji, w tym nie podejmuje działalności lub trwale jej zaprzestaje, organ koncesyjny wzywa go do niezwłocznego zaniechania naruszeń. W przypadku niezastosowania się do wezwania, organ koncesyjny może cofnąć koncesję albo ograniczyć jej zakres bez odszkodowania.

System opłat za prowadzenie działalności wydobywczej kształtuje się następująco:

- umowa – wysokość opłaty jest ustalana indywidualnie przez Ministra Środowiska na podstawie przyjętych wewnętrznie zasad i zależy m.in. od rodzaju wydobywanej kopaliny czy wielkości rozpoznanego złoża. Należność jest jednorazowa i w całości stanowi dochód Skarbu Państwa;
- koncesja – stawka opłaty (tak jak przy koncesjach na poszukiwanie i rozpoznawanie) pomnożona przez ilość kilometrów kwadratowych terenu, na którym prowadzona jest działalność. Należność jest jednorazowa i stanowi w 60% dochód gminy, na terenie której jest prowadzona działalność objęta koncesją, zaś w 40% dochód NFOŚiGW;
- opłata eksploatacyjna – iloczyn stawki eksploatacyjnej i ilości kopaliny wydobytej w okresie rozliczeniowym. Opłata eksploatacyjna jest regulowana w okresach kwartalnych i stanowi w 60% dochód gminy, na terenie której jest prowadzona działalność objęta koncesją, zaś w 40% dochód NFOŚiGW.

Stawki opłat eksploatacyjnych są ustalane corocznie. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 25 listopada 2010 r. w sprawie stawek opłat eksploatacyjnych (Dz.U. nr 232, poz. 1523) w 2011 r. wynoszą one:

- dla gazu ziemnego wysokometanowego – 5,89 zł/1000 m<sup>3</sup>,
- dla gazu ziemnego pozostałego – 4,90 zł/1000 m<sup>3</sup>.

## NOWA USTAWA PRAWO GEOLOGICZNE I GÓRNICZE

W dniu 9 czerwca 2011 r. Sejm RP uchwalił nowelizację ustawy Prawo geologiczne i górnicze (dalej: n.u.p.g.g.). Ustawa wejdzie w życie od 1 stycznia 2012 r. W przedmiocie procedur związanych z udzielaniem koncesji na poszukiwanie, rozpoznanie i wydobywanie gazu ziemnego nie dokonano fundamentalnych zmian, choć niektóre nowe przepisy mogą utrudnić (lub uniemożliwić) udzielanie koncesji. Dodano bowiem istotną zmianę regulującą przypadek odmowy udzielenia koncesji. W obecnie obowiązującej u.p.g.g. organ koncesyjny może (ale nie musi) odmówić udzielenia koncesji w sytuacji gdy zamierzona działalność uniemożliwia wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem. Nowa treść (art. 29.) u.p.g.g. nakłada na organ koncesyjny bezwarunkowy wymóg odmowy udzielenia koncesji w sytuacji, gdy zamierzona działalność uniemożliwiłaby wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem określonym przez miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku tego planu – w sposób określony w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

Do n.u.p.g.g. wprowadzono także odrębny rozdział pt. *Koncesje na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż*. Jednak w zasadniczej mierze zawiera on uszczegółowione przepisy dotyczące procedur przetargowych w postępowaniu koncesyjnym. Do ważnych „nowości” tego rozdziału należy zaliczyć ustalenie kryteriów istotnych dla rozstrzygnięcia przetargu na koncesje, tj.:

- techniczne i finansowe możliwości oferenta;
- proponowana technologia prowadzenia prac;
- proponowana wysokość wynagrodzenia z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego.

Nowa ustawa nie wprowadza w zasadzie żadnych zmian do systemu naliczania opłat koncesyjnych oraz opłat eksploatacyjnych. W przypadku gazu ziemnego, stawki opłat eksploatacyjnych w 2012 r. pozostaną na poziomie 2011 r., zaś stawki opłat za poszukiwanie i rozpoznawanie złóż będą w 2012 r. minimalnie niższe od obowiązujących w 2011 r. W kolejnych latach (tak jak do tej pory) stawki opłat będą waloryzowane o wskaźnik inflacji. W przypadku opłat eksploatacyjnych zmieniono okres rozliczeniowy z kwartalnego na półroczny.

## UDZIELONE KONCESJE NA POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE GAZU ZIEMNEGO W POLSCE (W TYM ZE ZŁÓŻ ŁUPKOWYCH)

Z danych Ministerstwa Środowiska<sup>2</sup> wynika, że do 1 lipca 2011 r. udzielono łącznie 234 koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu – przy czym należy wziąć pod uwagę, że jest to liczba ogólna, zawierająca m.in. koncesje na

<sup>2</sup> „Zestawienie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce wg stanu na dzień 1 lipca 2011 r.”, [http://www.mos.gov.pl/kategoria/262\\_raporty\\_i\\_zestawienia/](http://www.mos.gov.pl/kategoria/262_raporty_i_zestawienia/) [dostęp: 25 lipca 2011 r.]. Dane aktualizowane są co miesiąc.

poszukiwanie węglowodorów (ropy lub/i gazu) wyłącznie ze złóż konwencjonalnych, czyli nie dotyczących gazu łupkowego. Tego typu koncesji udzielono łącznie 141 (z czego aż 78 należy do PGNiG SA). Stąd też w dalszej prezentacji pominięto koncesje wydane na poszukiwanie węglowodorów ze złóż konwencjonalnych.

Natomiast koncesji udzielonych tylko i wyłącznie na poszukiwanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów (a takim jest również gaz łupkowy) jest zaledwie 11. Jednak duża część koncesjonariuszy wystąpiła i otrzymała koncesje łączne – obejmujące poszukiwania zarówno złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Dotyczą one poszukiwania „gazu ziemnego” w sensie ogólnym, bez precyzowania typu złoża. Do 1 lipca 2011 r. udzielono 82 koncesje typu „łączonego”. Jak można sądzić wynika to z faktu, że w przypadku większości lokalizacji objętych koncesjami występuje szansa na odnalezienie zarówno konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. W Departamencie Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska uzyskano informację, że większość podmiotów, które uzyskały koncesje łączne, będzie prowadziła poszukiwania gazu także w pokładach łupkowych.

Reasumując, według danych na dzień 1 lipca 2011 r. udzielono w sumie 93 koncesji<sup>3</sup>, które dają możliwość poszukiwania i dokumentowania złóż gazu ziemnego zlokalizowanych w pokładach skał łupkowych (tabela 2).

Jak wynika z powyższego zestawienia, polskie firmy posiadają łącznie 26 (z 93) udzielonych koncesji umożliwiających poszukiwanie gazu łupkowego. Nie wyklucza to faktu, że dla zrealizowania zadań poszukiwania i dokumentowania złóż prawdopodobnie będą musiały podjąć współpracę z podmiotami zagranicznymi dysponującymi technologią i specjalistycznym sprzętem, koniecznymi w przypadku pokładów gazu w skałach łupkowych.

Trudno jest określić stan zaawansowania prac prowadzonych przez koncesjonariuszy. Upublicznienie informacji o stanie zaawansowania poszukiwań zależy wyłącznie od woli koncesjonariusza (kontrola może podlegać jedynie prawidłowości wykorzystania koncesji, a nie harmonogramu pracy). Należy też wziąć pod uwagę, że koncesje dotyczą niejednokrotnie dużych powierzchniowo obszarów i nawet w ramach pojedynczej koncesji, zależnie od działki poszukiwawczej, etap prac może istotnie się różnić. Proces wydawania koncesji jest procesem ciągłym – są zatem podmioty posiadające koncesje od 2–3 lat, ale też od 2–3 miesięcy – choć czas posiadania koncesji nie musi być wyznacznikiem zaawansowania prac poszukiwawczych. Jeśli oprzeć się na doniesieniach mediów, do najbardziej zaawansowanych w pracach poszukiwawczych zalicza się firmy Lane Energy Poland, PGNiG SA czy Aurelian Oil & Gas Poland – wykonały one już pierwsze odwierty poziome (m.in. odwiert PGNiG SA na Lubelszczyźnie, który nie potwierdził występowania gazu). Jednak do pełnej oceny złoża potrzeba kilku odwiertów, więc pierwsze dokumentacje złóż to perspektywa 2–3 lat. Ostatecznie, dokonanie przeglądu prezentującego stopień zaawansowania prac poszukiwawczych wymagałoby bezpośredniego kontaktu z poszczególnymi koncesjonariuszami, pomijając fakt, iż część firm może traktować informacje o przebiegu prac poszukiwawczych jako tajemnicę handlową.

<sup>3</sup> Na dzień 1 sierpnia 2011 r. liczba koncesji wynosi 97.

**Tabela 2. Udzielone koncesje na poszukiwanie węglowodorów w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych (w tym gaz łupkowy) (stan na dzień 1 lipca 2011 r.; nie dotyczy metanu kopalnianego)**

Podmiot	Dominujący kapitał lub kraj pochodzenia	Liczba posiadanych koncesji łącznych (złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne)	Liczba posiadanych koncesji wyłącznie na złoża niekonwencjonalne
Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.	USA	4	-
Cuadrilla Polska Sp. z o.o.	Wielka Brytania/USA	2	-
Composite Energy (Poland) Sp. z o.o.	Wielka Brytania	1	-
DPV Service Sp. z o.o.	Węgry	5	-
Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.	Wielka Brytania	1	-
ExxonMobil Exploration and Production Poland Sp. z o.o.	USA	2	4
San Leon Energy Plc	Wielka Brytania	3	3
Realm Energy International Co.	Kanada	3	-
BNK Petroleum	USA	6	-
Lane Energy Poland Sp. z o.o (3Legs Resources Plc)	Wielka Brytania/USA	9	-
LOTOS Petrobaltic SA	Polska	7	-
Marathon Oil Poland Sp. z o.o.	USA	11	-
Eni Spa	Włochy	-	3
Orlen Upstream Sp. z o.o.	Polska	6	-
PGNiG SA	Polska	15	-
Silurian Sp. z o.o.	Polska	4	-
Strzelecki Energia Sp. z o.o.	Polska	-	1
Talisman Energy Polska Sp. z o.o.	Kanada	3	-
<b>ŁĄCZNIE</b>		<b>82</b>	<b>11</b>

Źródło: Ministerstwo Środowiska, [http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011\\_07/ae26f1e06fdb3a91352e588e3f1a28e.pdf](http://www.mos.gov.pl/g2/big/2011_07/ae26f1e06fdb3a91352e588e3f1a28e.pdf) [dostęp: 25 lipca 2011 r.].

Uwagi: 1. Istnieje praktyka, że duże zagraniczne podmioty, zaangażowane w poszukiwanie gazu ziemnego, tworzą odrębne spółki dla konkretnych koncesji, co jest zazwyczaj związane z regionalną lokalizacją stanowiska poszukiwawczego. W powyższym zestawieniu zsumowano liczbę koncesji należących do pojedynczych spółek – o ile były kontrolowane przez jedną spółkę matkę. 2. W przypadku części podmiotów, które uzyskały koncesje, trudno określić jednoznacznie „narodowość” podmiotu – np. spółka, która uzyskała koncesję jest spółką w 100% brytyjską, lecz w finansowanie przedsięwzięcia zaangażowany jest niemal całkowicie fundusz inwestycyjny z USA.

## PERSPEKTYWY WYDOBYCIA GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

W Polsce nie udokumentowano jeszcze żadnego złoża gazu łupkowego, w związku z czym nie prowadzi się również ich eksploatacji. Niemniej w przyszłości wykorzystanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce może odegrać istotną rolę w przemyśle naftowym i energetyce, pod warunkiem pozytywnych wyników prac poszukiwawczych oraz ekonomicznej opłacalności wydobycia.

Zakres prac poszukiwawczo rozpoznawczych dla większości koncesji na poszukiwanie i/lub rozpoznawanie złóż gazu łupkowego, przewiduje w pierwszej kolejności analizę danych archiwalnych (prace analityczne) oraz wykonanie prac sejsmicznych. Dopiero wyniki tych prac pozwolą spółkom podjąć decyzję o przystąpieniu do prac wiertniczych. Zgodnie z postanowieniami udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż, koncesjonariusze przed przystąpieniem do wykonywania prac mają obowiązek poinformować organ koncesyjny o zamiarze ich rozpoczęcia, a następnie zakończenia i przystąpienia do kolejnych faz prac. Dodatkowo koncesjonariusze zobligowani są do przedstawienia sprawozdań z wykonanych prac. Do 1 lipca 2011 r. wykonano 8 otworów poszukiwawczych i trwają prace analityczne w odniesieniu do danych uzyskanych z tych wierceń. Na obecnym etapie rozpoznania niekonwencjonalnych złóż gazu

ziemnego w Polsce nie jest możliwe oszacowanie rzeczywistych zasobów. O wielkości bazy zasobowej tego typu złóż przesądzą wyniki realizacji terenowych prac geologicznych wykonywanych w ramach wydanych koncesji. Odpowiedź na pytanie, czy w Polsce występuje gaz łupkowy i w jakich ilościach, powinna zostać udzielona w ciągu najbliższych 4 lat, czyli w okresie, na jaki średnio wydano koncesje poszukiwawcze. W przypadku potwierdzenia istnienia gazu łupkowego w Polsce, jego wydobycie na skalę przemysłową może rozpocząć się za ok. 5–10 lat.

Zasadność poszukiwania gazu łupkowego zależy w głównej mierze od opłacalności przyszłego wydobycia. Wpływ na opłacalność eksploatacji złóż gazu mają następujące czynniki: całkowite zasoby przemysłowe gazu, wydajność, z jaką można produkować gaz z pojedynczych otworów, oraz koszty operacyjne (głównie wierceń eksploatacyjnych). Polskie przedsiębiorstwa na razie nie dysponują technologiami, które pozwoliłyby na prowadzenie tego rodzaju prac wydobywczych.

Aby ocenić wielkość zasobów gazu niekonwencjonalnego na obszarach objętych koncesjami i opłacalność ekonomiczną ich eksploatacji, potrzebne są liczne specjalistyczne analizy geologiczne, fizykochemiczne i geochemiczne, a przede wszystkim kolejne odwierty, ok. 40 w skali kraju. Konieczne jest też wykonanie odpowiedniej liczby wierceń poziomych, które są prawie dwukrotnie droższe od wierceń pionowych.

Ustalenie kosztów wydobycia gazu łupkowego w naszym kraju również jest trudne do oszacowania. Jak wspomniano wcześniej istotnym elementem analizy ekonomicznej każdego przedsięwzięcia eksploatacyjnego są koszty wiercenia i udostępnienia gazu ze złoża. Dla porównania koszty wydobycia gazu w Stanach Zjednoczonych wahają się między 30 a 35 dolarów na 1000 m<sup>3</sup>. Kwota ta nie zawiera podatków, opłat przesyłowych, czynszów dzierżawczych czy marż firm wydobywczych, w związku z czym finalna cena wydobycia zwiększa się istotnie i ostateczny koszt produkcji gazu oscyluje na poziomie 150 dolarów.

W przypadku naszego kraju osiągnięcie takiego poziomu jest raczej niemożliwe. Zdaniem ekspertów, koszty eksploatacji złóż w Polsce będą przynajmniej o 30% wyższe, co wynika w głównej mierze z: warunków geologicznych (w Polsce złoża gazu łupkowego są mniej zasobne od amerykańskich i znajdują się na głębokości ok. 3 tys. metrów, czyli głębiej niż w USA), systemu regulacji, kosztów usług czy kosztów budowy odpowiedniej infrastruktury. Ponadto należy pamiętać, iż każde złożo gazu łupkowego jest inne i wymaga indywidualnego podejścia, stąd też trudno jest dziś ocenić zyskowność odwiertów. Opłacalność gazu z łupków różni się znacząco pomiędzy koncesjonariuszami, nawet w obrębie tego samego złoża, z uwagi na bardzo zróżnicowane warunki złożowe oraz położenie koncesji wydobywczej w stosunku do obszaru o najlepszej produktywności. Dodatkowo, należy brać pod uwagę koszty związane z zanieczyszczeniem środowiska.

Prace nad wydobyciem gazu łupkowego mogą przynieść znaczne korzyści dla jednostek samorządu terytorialnego. Dzięki wydobyciu gazu łupkowego gminy pozyskują fundusze z tytułu opłat i podatków związanych z pozyskiwaniem gazu naturalnego. Już na etapie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopaliny przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na taką działalność, uiszcza stosowną opłatę, która w 60% stanowi dochód gminy, na terenie której prowadzona jest działalność. W przyszłości, gdyby miało dojść do eksploatacji złóż gazu łupkowego gminy, na których terenie byłaby prowadzona tego rodzaju działalność, mogłyby uzyskiwać dochody z opłaty eksploatacyjnej za wydobytą kopalinę. Niezależnie od udziału w dokonywanych przez przedsiębiorcę opłatach, gminy mogłyby negocjować dodatkowe działania przedsiębiorcy, np. związane z poprawą stanu lokalnych dróg dojazdowych.

Opłaty eksploatacyjne w Polsce są stosunkowo niskie, wynoszą od 1% do 2,5% przychodu z wydobycia gazu w zależności od wielkości produkcji. W innych krajach opłaty licencyjne są znacznie wyższe, np. w USA wynoszą ponad 20%. Niski poziom opłat w naszym kraju ma na celu przyciągnięcie możliwie dużej liczby firm zainteresowanych eksploatacją. W Stanach Zjednoczonych zachętą do rozwoju rynku wydobycia gazu niekonwencjonalnego były zniżki i ulgi podatkowe.

Kolejnym aspektem ekonomicznym jest zysk właścicieli gruntu. Udzielone przez państwo koncesje nie naruszają praw właścicieli gruntu, w związku z czym to przedsiębiorstwa powinny zapłacić za korzystanie z terenu.

Potencjalnym problemem na drodze do wydobywania gazu z łupków w Polsce może być brak odpowiednich urządzeń wiertniczych. Według szacunków, w Europie jest 80 takich aktywnych maszyn, a w Stanach Zjednoczonych aż 1600. Sprowadzanie maszyn z USA czy Kanady jest zbyt kosztowne oraz może okazać się bardzo trudne ze względu na inne me-

tody obliczeniowe i certyfikacyjne niż te obowiązujące w Europie. Z drugiej strony „problem” ten może stać się szansą dla polskiego przemysłu, z uwagi na otwarcie nowej gałęzi produkcji, mającej korzystny wpływ na tworzenie nowych miejsc pracy, które mogłyby pozytywnie wpłynąć na dochody budżetowe.

### UDZIAŁ JEDNOSTEK SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO W PROCESIE POSZUKIWANIA, ROZPOZNAWANIA I EKSPLOATACJI ZŁÓŻ GAZU ŁUPKOWEGO

Podstawowymi przepisami regulującymi wykorzystywanie złóż gazu (w tym także gazu łupkowego) są:

- ustawa z 4 lutego 1994 r. Prawo geologiczne i górnicze<sup>4</sup>,
- ustawa z 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze<sup>5</sup>,
- ustawa z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko<sup>6</sup> (dalej: u.u.i.s.).

Koncesję na działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania gazu ziemnego wydaje minister właściwy do spraw środowiska (art. 16 ust. 1 pkt 1 u.p.g.g., art. 22 ust. 1 pkt 1 n.u.p.g.g.). Koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie gazu może być wydana wyłącznie po wcześniejszym uzyskaniu przez organ koncesyjny opinii wójta (burmistrza, prezydenta miasta) właściwego ze względu na miejsce prowadzenia działalności (art. 16 ust. 4 u.p.g.g., art. 23 ust. 2 pkt 1 n.u.p.g.g.). Natomiast koncesja na wydobywanie gazu ze złóż może być wydana wyłącznie w uzgodnieniu z wójtem (burmistrzem, prezydentem miasta) właściwym ze względu na miejsce prowadzenia działalności, przy czym kryterium uzgodnienia jest zgodność planowanej działalności z przeznaczeniem nieruchomości określonym w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (art. 16 ust. 5 u.p.g.g., art. 23 ust. 2 pkt 2 n.u.p.g.g.).

Artykuł 29 n.u.p.g.g. istotnie zwiększa wpływ władz gminy na możliwość prowadzenia na jej terenie działalności związanej z poszukiwaniem, rozpoznawaniem i wydobywaniem gazu ziemnego. Zgodnie z tym przepisem, do warunków odmowy udzielenia koncesji na prowadzenie takiej działalności dodano przesłankę uniemożliwiania wykorzystywania nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem określonym przez miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego lub przepisy odrębne, a w przypadku braku tego planu – w sposób określony w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub w przepisach odrębnych. Oznacza to, że minister właściwy do spraw środowiska nie będzie mógł wydać koncesji na prowadzenie działalności z zakresu poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania gazu ziemnego, jeśli gmina w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego nie przeznaczy terenu przewidywanej

<sup>4</sup> Tekst jednolity – Dz.U. z 2005 r. nr 228, poz. 1947 ze zm. Ustawa trafiła w życie z dniem 1 stycznia 2012 r.

<sup>5</sup> Dz.U. nr 163, poz. 981. Ustawa wchodzi w życie dnia 1 stycznia 2012 r.

<sup>6</sup> Dz.U. nr 199, poz. 1227 ze zm.

działalności na działalność górniczą. Da to gminom możliwość blokowania tego rodzaju działalności na ich terenie.

Zgodnie z art. 72 ust. 1 pkt 4 u.u.i.ś. wydanie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie kopalin musi być poprzedzone wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji. Organem właściwym do wydania takiej decyzji w przypadku inwestycji związanych z eksploatacją złóż gazu jest wójt (burmistrz, prezydent miasta), na obszarze właściwości którego będzie prowadzona dana inwestycja (art. 75 ust. 1 pkt 4). Pozwała to władzom gmin zapobiec ewentualnym szkodliwym dla środowiska skutkom tego rodzaju inwestycji.

Zgodnie z art. 103 ust. 1 u.p.g.g., organem administracji geologicznej pierwszej instancji są starostowie, chyba że ustawa stanowi inaczej. Do kompetencji starostów należy zatem m.in. sprawowanie kontroli i nadzoru w zakresie prowadzenia prac geologicznych (w tym poszukiwania i rozpoznawania złóż gazu) zgodnie z przepisami prawa oraz warunkami koncesji. W nowej ustawie przyjęto inne rozwiązanie. Organem administracji geologicznej pierwszej instancji, zgodnie z art. 161 ust. 1 n.u.p.g.g., będzie marszałek województwa, który przejmie uprawnienia kontrolne starostów.

#### 4. PODSUMOWANIE

Wydobycie gazu łupkowego w Polsce może znacząco zmienić kształt rynku energetycznego. Jeśli występowanie gazu łupkowego w naszym kraju zostanie potwierdzone, a jego wydobywanie okaże się ekonomicznie opłacalne, Polska może stać się w pełni niezależna od importu gazu ziemnego z zewnątrz. Polskie firmy, które wezmą czynny udział w eksploatacji niekonwencjonalnych źródeł gazu, mają szansę na osiągnięcie silniejszej pozycji na arenie międzynarodowej.

Należy jednak pamiętać, iż eksploatacja złóż gazu łupkowego może stwarzać zagrożenia dla środowiska, dlatego konieczne będzie zapewnienie wiarygodnego systemu nadzoru

ekologicznego i uzyskanie akceptacji społeczności lokalnych. Potrzebne jest również stworzenie odpowiedniego systemu regulacyjnego, który z jednej strony będzie zachęcał firmy do inwestowania, a z drugiej umożliwi państwu partycypowanie w zyskach z eksploatacji złóż.

#### BIBLIOGRAFIA

A. Czyżewski, P. Świeboda, *Jak zbudować sektor gazu łupkowego w Polsce? Uwarunkowania wydobywania i produkcji gazu ze źródeł niekonwencjonalnych w kontekście polityki energetycznej – klimatycznej UE*, demosEUROPA, wrzesień 2010, [http://www.ornenupstream.pl/userfiles/file/Raport\\_Gaz\\_Lupkowy\\_A4\\_light.pdf](http://www.ornenupstream.pl/userfiles/file/Raport_Gaz_Lupkowy_A4_light.pdf).

*Gaz łupkowy. Podstawowe informacje*, PKN Orlen, Warszawa lipiec 2010, [http://www.ornen.pl/PL/CentrumPrasowe/Publicacje/Documents/gaz\\_lupkowy\\_www.pdf](http://www.ornen.pl/PL/CentrumPrasowe/Publicacje/Documents/gaz_lupkowy_www.pdf).

*Gaz łupkowy – szanse i wyzwania dla Polski i Unii Europejskiej w świetle doświadczeń amerykańskich i rozwoju międzynarodowego rynku gazu*, Polski Instytut Spraw Międzynarodowych, marzec 2011.

J. Hadro, *Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach*, „Przegląd Geologiczny”, nr 3/2010, [http://www.pgi.gov.pl/images/stories/artykuly/gaz\\_lupkowy/pg\\_2010\\_03\\_15.pdf](http://www.pgi.gov.pl/images/stories/artykuly/gaz_lupkowy/pg_2010_03_15.pdf).

The Parliamentary Office of Science and Technology, *Gaz niekonwencjonalny*, „Infos. Zagadnienia społeczno-gospodarcze” 2011, nr 15(107), <http://www.bas.sejm.gov.pl/infos.php>.

*World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, U.S. Department of Energy, Washington, April 2011, <http://www.adv-res.com/pdf/ARI%20EIA%20Intl%20Gas%20Shale%20APR%202011.pdf>.

Oil regulation 2010. United States, [http://www.pillsburylaw.com/siteFiles/Publications/GettingTheDealThrough\\_Oil-Regulation\\_2010.pdf](http://www.pillsburylaw.com/siteFiles/Publications/GettingTheDealThrough_Oil-Regulation_2010.pdf).

Ustawa z 4 lutego 1994 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. z 2005 r. nr 228, poz. 1947 ze zm.).

---

#### Zespół redakcyjny:

Grzegorz Gołębiowski (redaktor naczelny), Adrian Grycuk (sekretarz redakcji; tel. +48 22 694 17 53, e-mail: [adrian.grycuk@sejm.gov.pl](mailto:adrian.grycuk@sejm.gov.pl)), Dobromir Dziewulak, Piotr Russel, Piotr Chybalski  
Biuro Analiz Sejmowych Kancelarii Sejmu, ul. Zagórna 3, 00-441 Warszawa

---

Seria Analizy BAS wydawana jest wyłącznie w wersji elektronicznej.  
Więcej informacji na stronie [www.bas.sejm.gov.pl](http://www.bas.sejm.gov.pl) w dziale publikacje.

---