

GAZ ŁUPKOWY

Podstawowe informacje



ORLEN

Gaz łupkowy

Podstawowe informacje

WARSZAWA, LIPIEC 2010

PRZEDMOWA

Polski Koncern Naftowy ORLEN zamierza aktywnie uczestniczyć w projektach poszukiwawczych gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Jest to jeden ze strategicznych priorytetów Grupy. Już teraz spółka ORLEN Upstream odpowiedzialna za projekty w sektorze poszukiwań i wydobywania węglowodorów prowadzi poszukiwania na terenie pięciu koncesji na Lubelszczyźnie.

Niniejszy raport jest pierwszą podjętą w Polsce próbą usystematyzowania dostępnej wiedzy i informacji na temat poszukiwań i wydobywania gazu łupkowego. Zależy nam na przekazaniu wszystkim zainteresowanym rzetelnych i kompletnych informacji na temat gazu łupkowego i działalności PKN ORLEN na tym polu.

W pierwszej części raportu przedstawiona jest charakterystyka gazu łupkowego – pochodzenie geologiczne, technologia wydobywcza, parametry opłacalności wydobywania oraz – co wzbudza w Polsce największe emocje i nadzieje – potencjalne skutki ekonomiczne i polityczne.

Pierwszym krajem, który rozpoczął wydobywanie gazu łupkowego na skalę przemysłową były Stany Zjednoczone. Dlatego też poświęciliśmy temu rynkowi cały osobny rozdział. Gaz łupkowy stanowi tam obecnie ok. 14% całkowitej produkcji gazu ziemnego. Według szacunków Departamentu Energii USA, większość (60%) wydobywalnych zasobów gazu ziemnego ulokowana jest w złożach niekonwencjonalnych (*shale gas* i tzw. *tight gas*).

W ostatniej części raportu opisujemy perspektywy rozwoju poszukiwań i wydobywania gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Podawane dotychczas do wiadomości publicznej szacunki potencjalnych zasobów gazu łupkowego, silnie podziały na wyobraźnię. Należy jednak pamiętać, że proces rozpoznawania potencjalnych złóż gazu łupkowego na terenie Polski dopiero się rozpoczyna.

W raporcie wskazujemy zarówno na szanse jak i potencjalne bariery dla rozwoju poszukiwań gazu łupkowego w Polsce – natury geologicznej, ekonomicznej oraz administracyjnej. Warto jednak podkreślić, że nawet jeśli potwierdzą się najbardziej konserwatywne oceny złóż gazu niekonwencjonalnego, zasoby te – o ile ich wydobywanie będzie opłacalne – mogą być wystarczające, by zmienić rynek gazu ziemnego w Polsce.

Jacek Krawiec

Prezes Zarządu PKN ORLEN

Niniejszy raport został przygotowany przez PKN ORLEN SA na podstawie własnych informacji oraz danych i opinii publicznie dostępnych.

Prace nad stworzeniem raportu realizowane były w okresie od maja do lipca 2010 roku.

PODSUMOWANIE RAPORTU

CZĘŚĆ 1: GAZ Z ŁUPKÓW (SHALE GAS) – PODSTAWOWE INFORMACJE

Gaz z łupków – Charakterystyka

- Ze względu na charakter skał, w których występują nagromadzenia węglowodorów, złoża dzielimy na konwencjonalne oraz niekonwencjonalne. Wydobycie gazu niekonwencjonalnego jest technicznie trudniejsze i droższe.
- Wśród niekonwencjonalnych złóż gazu można wyróżnić: gaz w łupkach (*shale gas*), gaz uwięziony w izolowanych porach skalnych (*tight gas*), gaz z pokładów węgla (*coalbed methane*) oraz *hydraty gazowe*.
- Obecny poziom zaawansowania technologicznego pozwala na wydobywanie gazu ze źródeł niekonwencjonalnych na skalę przemysłową.

Technologia wydobywania

- Rozwój wydobywania gazu z łupków stał się możliwy dzięki obniżeniu kosztów technologii wykonywania odwiertów poziomych oraz szczelinowania hydraulicznego.
- Technika wiercenia otworów poziomych polega na początkowym odwierceniu pionowego odcinka otworu wiertniczego, a następnie po osiągnięciu zakładanej głębokości na zmianie trajektorii na poziomą i wierceniu w wybranej warstwie skalnej.
- Szczelinowanie hydrauliczne polega na wtłoczeniu do wybranej sekcji otworu wiertniczego cieczy pod bardzo wysokim ciśnieniem, składającej się z nośnika (głównie wody) z dodatkiem materiałów wypełniających szczeliny (głównie piasku o odpowiednio dobranej granulacji i wytrzymałości mechanicznej) oraz dodatków chemicznych (głównie celem poprawienia lepkości). Ciecz pod ciśnieniem tworzy szczeliny w strukturach skalnych, natomiast piasek wypełnia i podtrzymuje szczeliny tworząc nowe drogi migracji gazu do otworu.
- Do jednego otworu podczas zabiegu szczelinowania średnio wtłacza się od 7,5 do 11,3 mln litrów płynu szczelinującego oraz od 450 do 680 ton piasku.

Gaz z łupków – Opłacalność wydobycia na przykładzie USA

- Opłacalność wydobycia gazu z łupków zależy od wielu czynników:
 - Własności mechanicznych i składu skał
 - Zdolności do tworzenia sieci szczelin w oparciu o naturalny system spękań
 - Kosztów wierceń
 - Kosztów zabiegów szczelinowania hydraulicznego
- W 2009 roku Credit Suisse oszacowało, że przez najbliższe kilka lat próg opłacalności wydobycia gazu łupkowego będzie występował w przedziale wynoszącym 0,12 – 0,37 dolarów za m³ gazu ziemnego.
- Ze względu na coraz większe zapotrzebowanie na urządzenia wiertnicze i świdry oraz popularyzację techniki można będzie oczekiwać w najbliższych latach spadku kosztów.

Gaz z łupków – wpływ na geopolitykę świata

- Wzrost wydobycia gazu z łupków może w znaczny sposób zmienić strefy wpływów i zależności energetycznych wielu państw Europy oraz USA.
- USA dzięki własnemu wydobyciu *shale gas* w znaczny sposób ograniczyło import LNG.
- Wydobycie gazu z łupków może zmniejszyć stopień uzależnienia UE od kontraktów długoterminowych z Rosją.
- Wzrost wydobycia gazu ziemnego ze względu na niską emisyjność CO² może wpłynąć na zahamowanie inwestycji w energetyce opartej na węglu kamiennym czy ropie naftowej.

CZĘŚĆ 2: RYNEK WYDOBYCIA *SHALE GAS* W USA

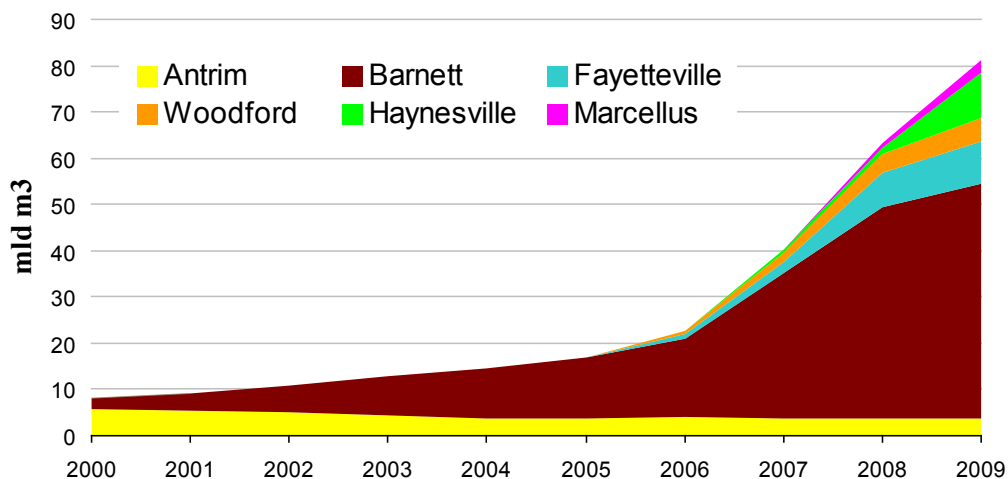
Charakterystyka amerykańskiego rynku gazu

- W 2009 roku Stany Zjednoczone stały się największym producentem gazu naturalnego na świecie. Wydobycie wyniosło 598,37 mld m³ i wzrosło o prawie 4% w stosunku do roku poprzedniego. 50 % pochodzi ze źródeł niekonwencjonalnych, w którym *tight gas* stanowił 27%, *shale gas* 14% a *coalbed methane* 9%.
- Według obliczeń Energy Information Administration USA posiada 50 bln m³ technicznie możliwego do pozyskania gazu ziemnego, z czego ok. 60% to zasoby niekonwencjonalne.
- *Shale gas* pokrywa obecnie około 14% całkowitej produkcji gazu ziemnego. W 2008 produkcja ze źródeł *shale gas* wynosiła 57,25 mld m³, co dało wzrost o ponad 70% w stosunku do roku poprzedniego.
- Stany Zjednoczone nie stały się jeszcze w pełni samowystarczalne w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na gaz ziemny, natomiast sam import tego surowca systematycznie spada.

Charakterystyka amerykańskiego rynku *shale gas*

- Stany Zjednoczone mogą posiadać nawet 17 bln m³ wydobywalnych zasobów gazu w łupkach.
- Zdecydowanie największe wydobycie gazu niekonwencjonalnego pochodzi z Barnett Shale w Teksasie. Pomimo, że Haynesville, Fayetteville, Arkoma/Woodford i Marcellus są dopiero na wczesnym etapie rozwoju, wydobycie systematycznie wzrasta (patrz wykres poniżej).

Wydobycie *shale gas* w USA – główne obszary występowania¹



- Na terenie Barnett Shale wykonano ponad 10000 otworów. Jeden odwiert poziomy przypada średnio na zakres pola powierzchni od 24,3 do 64,7 hektarów.
- Koszt wykonania jednego otworu pionowego do 1500 m w Stanach Zjednoczonych to około 0,8mln do 2 mln dolarów, natomiast wiercenie jednego otworu poziomego o odcinku poziomym do 3 km może osiągnąć poziom kosztów nawet 6–8 mln dolarów.

CZĘŚĆ 3: PERSPEKTYWY ROZWOJU RYNKU SHALE GAS W POLSCE

- Według wyliczeń Energy Information Administration, wydobywanie gazu z łupków do 2030 roku będzie wynosiło 7% światowej produkcji gazu ziemnego.
- Według szacunków Wood Mackenzie, w Polsce mogą istnieć zasoby wydobywalne gazu w łupkach sięgające 1,4 bln m³. Natomiast według szacunków Advanced Resources International zasoby te mogą wynosić nawet 3 bln m³.
- Rzetelne informacje o rzeczywistej bazie zasobowej będą dostępne prawdopodobnie za 4–5 lat, gdy zostaną zrealizowane prace poszukiwawczo – rozpoznawcze w ramach udzielonych przez Ministerstwo Środowiska koncesji.
- W Polsce do tej pory zostało wydane 221 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie

¹ Departament Stanu USA, kwiecień 2010.

złóż węglowodorów, 63 to koncesje których celem jest pozyskanie węglowodorów ze złóż typu *shale gas*. Tereny poszukiwań obejmują 11% powierzchni Polski, czyli 37000 km²

- Polski „*pas łupkowy*” rozciąga się od wybrzeża, między Słupskiem a Gdańskiem, w kierunku Warszawy, aż po Lublin i Zamość.
- Prognozujemy, że potencjalne złoża gazu łupkowego znajdują się na głębokościach od 1200–2500 m w północnej części tego pasa i do 2500–4500 m w jego części południowej.
- Według szacunków koszt jednego otworu pionowego w zależności od głębokości może wynieść od 6 do 13 mln dolarów.
- Pierwsze prace wiertnicze rozpoczęła w czerwcu 2010 r. firma Lane Energy Poland Sp. z o.o. w okolicach Lęborka.
- Do chwili obecnej w Polsce nie odkryto jeszcze żadnego złoża gazu z łupków.

Aspekty prawne w Polsce

- Polskie prawo geologiczne i górnicze nie przewiduje szczególnych procedur dla poszukiwania, rozpoznania i wydobywania gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Wszystko odbywa się podobnie jak w przypadku źródeł konwencjonalnych.
- Praktyka pokazuje, że Skarb Państwa zawiera umowy użytkowania górniczego i wydaje koncesje dwuetapowo, tj. najpierw na poszukiwanie i rozpoznawanie, następnie na wydobycie.
- Podmiotowi który rozpoznał i udokumentował złożę gazu niekonwencjonalnego będzie przysługiwało przez okres 2 lat pierwszeństwo do uzyskania koncesji na wydobycie.
- Opłaty eksploatacyjne w Polsce wynoszą od 1% do 2,5% przychodu z wydobycia gazu w zależności od wielkości produkcji. Według przedstawicieli rządu, w ten sposób przyciągnie się do Polski możliwie dużą liczbę firm, które potrafią wydobywać gaz z łupków. W podobny sposób rząd USA wdrożył zniżki i ulgi podatkowe dla firm eksploatujących niekonwencjonalne złoża gazu.

Potencjalne problemy na drodze do wydobywania *shale gas* w Polsce

- Polska nie posiada aktualnie udokumentowanych zasobów *shale gas*.
- Brak sprecyzowanej polityki rządowej wspartej rozporządzeniem Rady Ministrów, co do działań mających na celu rozwój rynku *shale gas* w Polsce.
- W Polsce nie jest dostępna obecnie technologia niezbędna do wydobywania gazu z łupków w skali wymaganej dla zapewnienia niskiego poziomu kosztów, a tym samym opłacalności projektów.
- W Europie, nie ma aktualnie odpowiedniej ilości urządzeń wiertniczych do wiercenia otworów typu *shale gas*.
- Lokalnie mogą wystąpić problemy z zaopatrzeniem w wymagane do szczelinowania objętości wody.
- Istnieje możliwość, że odwierty pokażą niską opłacalność ekonomiczną eksploatacji zasobów *shale gas*, przy warunkach gospodarczych panujących w Polsce w określonym czasie.

Szanse i korzyści z rynku *shale gas* w Polsce

- Szansa dla Polski na samowystarczalność gazową przez lata, oraz potencjalnie eksport surowca.
- Szansa dla polskich firm związanych z sektorem naftowym na rozwój i ekspansję na arenie międzynarodowej.
- Pozyskanie najnowocześniejszych technologii poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz rozwój kadry menedżerskiej i inżynierskiej.
- Rozwój infrastruktury transportowej i przesyłowej niezbędny do zagospodarowywania wydobywanego surowca.
- Obniżenie krajowej emisji CO₂ w przypadku wzrostu udziału gazu ziemnego w krajowym bilansie produkcji energii.

SPIS TREŚCI

WSTĘP	12
--------------------	-----------

CZĘŚĆ 1: SHALE GAS – PODSTAWOWE INFORMACJE	14
---	-----------

1.1 Gaz z łupków (shale gas) – Charakterystyka	15
1.1.1 Gaz z łupków – geneza powstania	15
1.2 Gaz z łupków – Technologia wydobycia	18
1.2.1 Technologia wykonywania odwiertów poziomych (horizontal drilling)	18
1.2.2 Technologia szczelinowania hydraulicznego (hydraulic fracturing)	20
1.2.3 Woda potrzebna do procesu szczelinowania hydraulicznego	22
1.3 Gaz z łupków – Etapy procesu eksploatacji shale gas na przykładzie USA	23
1.4 Gaz z łupków – Wpływ wydobycia na środowisko naturalne.....	24
1.5 Gaz z łupków – Opłacalność wydobycia na przykładzie USA	27
1.6 Wpływ eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na energetyczną geopolitykę świata	28
1.6.1 Koniec zależności naftowo–gazowej?	28
1.6.2 Reakcja łańcuchowa	29
1.6.3 Rosja, Iran, Wenezuela.....	30
1.6.4 Chiny.....	30
1.6.5 Aktywna polityka USA.....	31
1.6.6 Wpływ na Odnawialne Źródła Energii (OZE).....	31

CZĘŚĆ 2: RYNEK WYDOBYCIA SHALE GAS W USA	32
2.1 Charakterystyka amerykańskiego rynku gazu	33
2.2 Charakterystyka amerykańskiego rynku shale gas.....	35
2.3 Barnett Shale – analiza	38
2.4 Najwięksi gracze amerykańskiego rynku shale gas (Tabela 2.1)	40
CZĘŚĆ 3: PERSPEKTYWY ROZWOJU RYNKU SHALE GAS W POLSCE.....	41
3.1 Potencjalne zasoby w Europie oraz obecnie podejmowane działania	42
3.2 Potencjalne zasoby shale gas w Polsce	43
3.2 Poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu ziemnego w łupkach na terenie Polski.....	45
3.3 Procedury przyznawania koncesji dla firm poszukujących niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego typu „shale gas” na terenie Polski	47
3.4 Aspekty prawne związane z poszukiwaniem i wydobyciem gazu z łupków w Polsce	50
3.5 Potencjalne problemy na drodze do wydobywania shale gas w Polsce.....	54
3.6 Szanse i korzyści płynące z rozwoju rynku shale gas w Polsce.....	55
PODSUMOWANIE.....	56
DODATEK 1: ZESTAWIENIE KONCESJI NA POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE	
ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO W POLSCE (stan na lipiec 2010)	58
DODATEK 2: CASE STUDY – POSZUKIWANIE GAZU Z ŁUPKÓW	
NA PRZYKŁADZIE DZIAŁALNOŚCI PKN ORLEN	61
DODATEK 3: BOOM NA METAN Z POKŁADÓW WĘGLA W LATACH 90’	66
DODATEK 4: LISTA RYSUNKÓW, MAP I WYKRESÓW	72
DODATEK 5: SŁOWNICZEK TERMINÓW, NAZW I POJĘĆ	74

WSTĘP

„Świat oszalał na punkcie gazu łupkowego. Mówi się, że mamy do czynienia z gorączką złota XXI wieku.”

– Henryk Jacek Jezierski, Główny Geolog Kraju

W ciągu ostatniej dekady na całym świecie, w tym w Polsce, nastąpił znaczny wzrost zainteresowania koncernów naftowych perspektywami poszukiwania i eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego – czyli gazu w łupkach (*shale gas*), gazu uwiecznionego w izolowanych porach skalnych (*tight gas*) oraz gazu z pokładów węgla (*coalbed methane – CBM*). Stało się to możliwe dzięki rozwinięciu nowoczesnych technologii, takich jak wiercenia poziome oraz szczelinowanie hydrauliczne.

Według renomowanych międzynarodowych agencji konsultingowych, Polska może posiadać nawet do 3 bln m³ gazu w łupkach o wartości rynkowej przekraczającej dziesiątki miliardów dolarów.

Stanom Zjednoczonym dzięki eksploatacji zasobów gazu niekonwencjonalnego udało się w znaczny sposób zmniejszyć ceny gazu oraz znacznie ograniczyć zależność od innych producentów.

Czy Polska stoi obecnie przed przełomową szansą uniezależnienia się od importu gazu naturalnego z zagranicy oraz stania się światowym potentatem w jego produkcji? Czy odkrycia *shale gas* w Polsce mogą być tak samo przełomowe dla rozwoju europejskiego rynku energii jak rozpoczęcie eksploatacji zasobów ropy naftowej ze złoża Ekofisk na Morzu Północnym 30 sierpnia 1971 r. przez Phillips Petroleum? Najbliższe 5 lat powinno pokazać jak duże zasoby gazu niekonwencjonalnego znajdują się w Polsce.

CZĘŚĆ 1

SHALE GAS – PODSTAWOWE INFORMACJE

„Proces pozyskiwania gazu z łupków jest najistotniejszą innowacją sektora energetycznego obecnego wieku”²

– Daniel Yergin, Prezes IHS Cera

2 „Sasol-Chesapeake-Statoil apply to explore for shale gas in Karoo”, Martin Creamer, Mining Weekly, 19.03.2010

1.1 Gaz z łupków (*shale gas*) – Charakterystyka

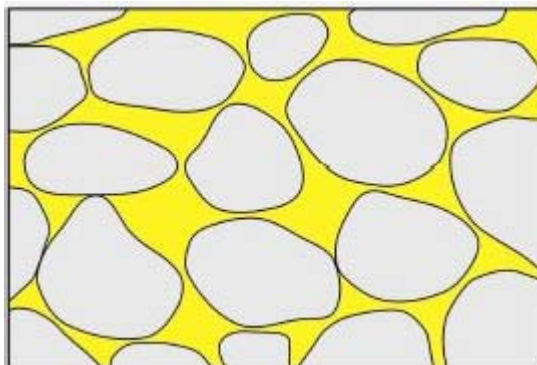
Zgodnie z najbardziej ogólnym kryterium podziału gazu ziemnego, można wyróżnić gaz znajdujący się w złożach **konwencjonalnych** oraz **niekonwencjonalnych**. Eksploatacja złóż konwencjonalnych jest procesem znanym od XIX wieku i od długiego czasu nie nastrocza problemów technologicznych. Gaz niekonwencjonalny jest z ekonomicznego punktu widzenia trudniejszy i mniej opłacalny w eksploatacji.

Do źródeł gazu niekonwencjonalnego zaliczane są: gaz w łupkach (*shale gas*), gaz uwięziony w izolowanych porach skalnych (*tight gas*) oraz gaz z pokładów węgla (*coalbed methane*) i hydraty gazowe.

1.1.1 Gaz z łupków – geneza powstania

Geneza powstawania paliw kopalnych w tym ropy naftowej i gazu ziemnego jest niezwykle skomplikowana. Upraszczając, gaz w łupkach sylurskich powstał na drodze przeobrażenia substancji organicznej pochodzenia roślinno–zwierzęcego. Szczątki te gromadziły się wraz z drobnymi okruchami mineralnymi na dnie basenów morskich przez setki milionów lat. Przykryta warstwą mułu materia organiczna w warunkach beztlenowych, stopniowo rozkładała się i zamieniała w gaz ziemny lub ropę naftową pod wpływem wysokiej temperatury i wysokiego ciśnienia, które zamieniało ił i muł w łupek. Tym samym łupki stały się skałą macierzystą dla konwencjonalnych złóż gazu. Powstały w ten sposób gaz ziemny ze względu na fizyczno–chemiczne właściwości migrował ku powierzchni. Proces migracji trwał dopóki gaz nie natrafił na różne typy pułapek geologicznych, w postaci porowatych skał, dobrze izolowanych od góry warstwą skał nieprzepuszczalnych. W ten sposób powstały złoża konwencjonalne gazu, które przypominają gąbkę nasyconą gazem (patrz Rys.1.1).

Rysunek 1.1 – Konwencjonalne złożo gazu ziemnego³



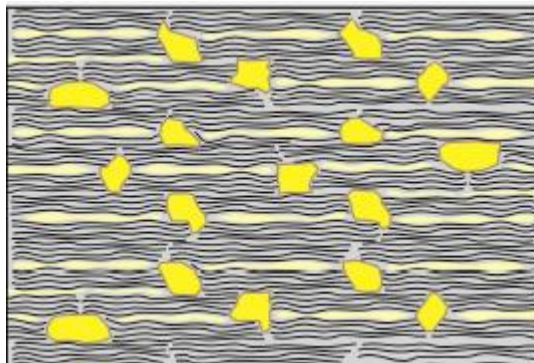
Powższe pułapki przypominają wielkie zbiorniki, z których przy pomocy wierceń pionowych możliwe jest wydobyć gazu konwencjonalnego.

Do tej pory branża głównie pozyskiwała surowce właśnie z takich pułapek złożowych. Poziom zaawansowania technologicznego nie pozwalał na badania skał macierzystych, w których powstały węglowodory, ponieważ ciemne łupki ilaste bogate w materię organiczną są praktycznie nieprzepuszczalne. Na powierzchni zazwyczaj dzielą się na cienkie płytki, natomiast już kilometr pod ziemią przypominają swą strukturą beton. Gaz w nich zawarty jest zamknięty w izolowanych mikroporach, bądź fizycznie związany z materią organiczną poprzez adsorpcję (patrz rys.1.2.).⁴

³ „Concession policy and legal regulations for exploration and production of gas”, Henryk Jacek Jezierski,

⁴ „Wyciskanie Gazu”, Mirosław Rutkowski, Polityka.pl – Nauka, 24.02.2009

Rysunek 1.2 – Niekonwencjonalna skała zbiornikowa zawierająca gaz (*shale gas*)⁵



W przeszłości zdarzało się, że gaz ziemny z takich skał eksploatowano w przypadkach gdy struktura skalna zawierała szczeliny, co umożliwiało powolne uwalnianie gazu zawartego w łupkach. Pierwszy odwiert do wydobywania gazu z łupków wykonano już w 1821 r. w dewońskich łupkach formacji Dunkirk w USA. Odwiert ten o głębokości 9,5 m, dostarczał przez wiele lat gaz do oświetlania miasteczka Fredonia w stanie Nowy Jork⁶. Jednakże był to odosobniony przypadek i przez dziesiątki lat koncerny nie posiadały technologii do eksploatacji łupków.⁷

5 Zdjęcie – All Consulting, 2008; Rysunek – „Concession policy and legal regulations for exploration and production of gas”, Henryk Jacek Jezierski,
6 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US Department of Energy, 04.2009
7 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US Department of Energy, 04.2009

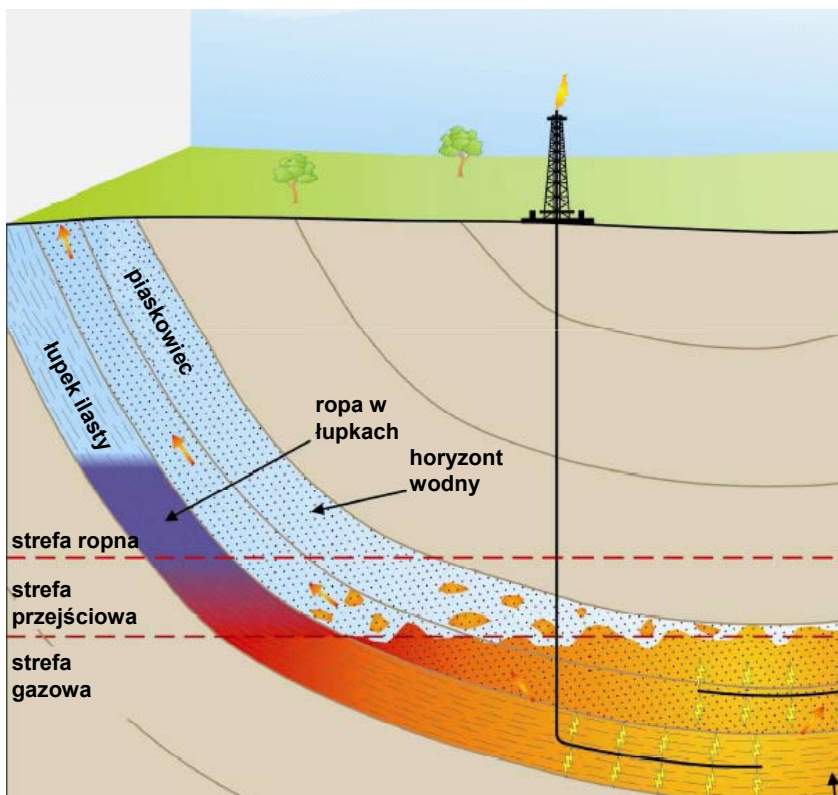
1.2 Gaz z łupków – Technologia wydobycia

Rozwój wydobycia gazu z łupków był możliwy dzięki innowacjom w technologiach eksploatacyjnych. Dopiero zastosowanie na szeroką skalę odwiertów poziomych oraz udoskonalenie technologii szczelinowania hydraulicznego umożliwiły udostępnienie na skalę przemysłową złóż surowca uwięzionego w skałach macierzystych.

1.2.1 Technologia wykonywania odwiertów poziomych (*horizontal drilling*)

Wiercenia poziome (patrzy rys. 1.3) jeszcze dwie dekady temu były uznawane za niezwykle wyczyn techniczny. W połowie lat 90-tych zaczęto je stosować, aby zwiększyć wydobycie z konwencjonalnych złóż gazu i ropy, co wpłynęło na masowe rozpowszechnienie i udoskonalenie tej technologii.

Rysunek 1.3 – Schemat odwiertu poziomego (*horizontal drilling*)⁸

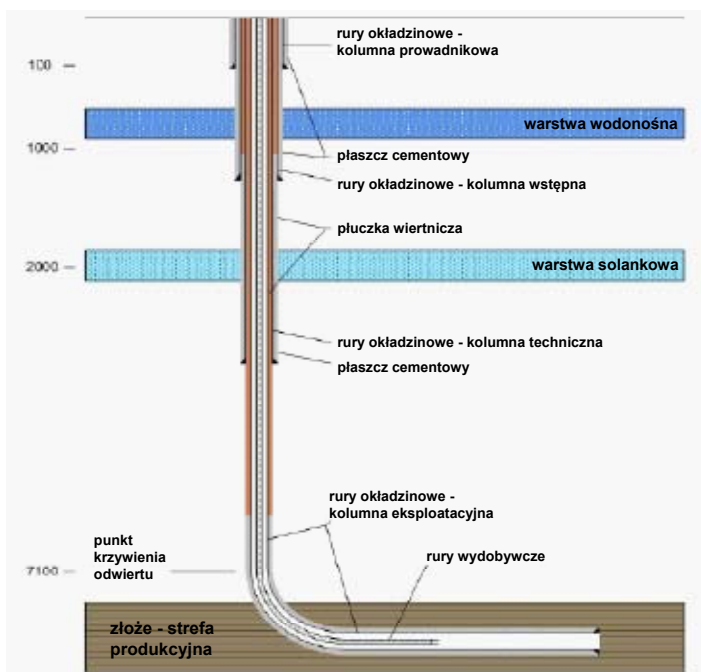


8 Źródło: R.M. Pallestro (2003)

Technika wiercenia poziomego polega na początkowym odwierceniu pionowego otworu wiertniczego, a następnie po osiągnięciu odpowiedniej głębokości, skrzywieniu i stopniowym przejściu do odcinka poziomego celem przewiercenia docelowej warstwy skalnej nawet na odległość od jednego do ponad trzech kilometrów od pionowego szybu.

Ściany wierconych otworów są zarurowywane, a rury cementowane w przestrzeni pomiędzy rurą a przewiercaną skałą celem uzyskania stabilności i wytrzymałości otworu, a także aby odizolować otwór od kontaktu z warstwami wodonośnymi czy warstwami zawierającymi inne niepożądane kopaliny (rys. 1.4).

Rysunek 1.4 – Schemat zarurowania otworu wiertniczego⁹



Środowisko naftowe szybko zorientowało się, że odwierty poziome – dzięki możliwości czerpania ze znacznie większej przestrzeni złoża niż tradycyjne odwierty pionowe – można również zastosować do eksploatacji ciemnych łupków, których eksploatacja uważana była wcześniej za nieopłacalną. Obecna technologia pozwala na pionowe wiercenie do głębokości powyżej 7 km, oraz odcinków poziomych przekraczających 3 km.¹⁰ Rekord w tej dziedzinie należy do Maersk Oil i wynosi ok. 11 km.

⁹ „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US Department of Energy, 04/2009

¹⁰ „Polish shale gas sparks bonanza hopes”, Richard Robinson, Fund Strategy, 23.05.2010

Odwiert poziomy pozwala na bardziej efektywną eksploatację udokumentowanych zasobów niż otwór pionowy. 8 otworów poziomych rozchodzących się z jednej lokalizacji umożliwia dostęp do złoża, które w klasycznej eksploatacji wymagałyby odwiercenia 16 otworów pionowych.¹¹

Jednakże należy zauważyć, że ze względu na bardzo niską przepuszczalność skał ilasto – łupkowych, odwierty poziome muszą być wykonywane z większym zagęszczeniem na powierzchni niż w przypadku eksploatacji złóż gazu konwencjonalnego. Przeciętne rozmieszczenie otworów poziomych na jednostkę powierzchni to 4–8 na 2,6 km².¹²

Przeciętny koszt wykonania jednego otworu pionowego do głębokości 1000m wraz z uzbrojeniem na rynku amerykańskim to około 0,8 mln dolarów, natomiast wiercenie otworu z odcinkiem poziomym do 1000 m to koszt nawet ok. 2,5 mln dolarów.¹³

Sama technologia wiercenia poziomego nie wystarczy do efektywnej eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu. Aby umożliwić wydobycie surowca na większą skalę, należy wytworzyć w odcinku poziomym otworu wiertniczego sieć sztucznych szczelin, następnie wypełnić je piaskiem o odpowiedniej granulacji, tworząc w ten sposób nowe drogi komunikacji ze złoża do otworu wydobywczego. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu technologii szczelinowania hydraulicznego.

1.2.2 Technologia szczelinowania hydraulicznego (*hydraulic fracturing*)

W 1981 roku teksański inżynier George T. Mitchell eksperymentował z różnymi metodami pozyskiwania gazu ziemnego z łupków. To on po raz pierwszy postanowił zastosować metodę szczelinowania hydraulicznego czyli wtłoczenia pod bardzo dużym ciśnieniem płynu szczelinującego do zdefiniowanych odcinków otworów wiertniczych w celu tworzenia i powiększania istniejących szczelin w strukturach skał łupkowych. Technologia ta została opatentowana przez założoną przez niego firmę Mitchell Energy & Development pod koniec lat 90-tych.¹⁴ Firma ta została przejęta przez Devon Energy w 2002 roku za 3,5 mld dolarów¹⁵.

11 „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US Department of Energy, 04/2009

12 „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US Department of Energy, 04/2009

13 „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US DOE, kwiecień 2009

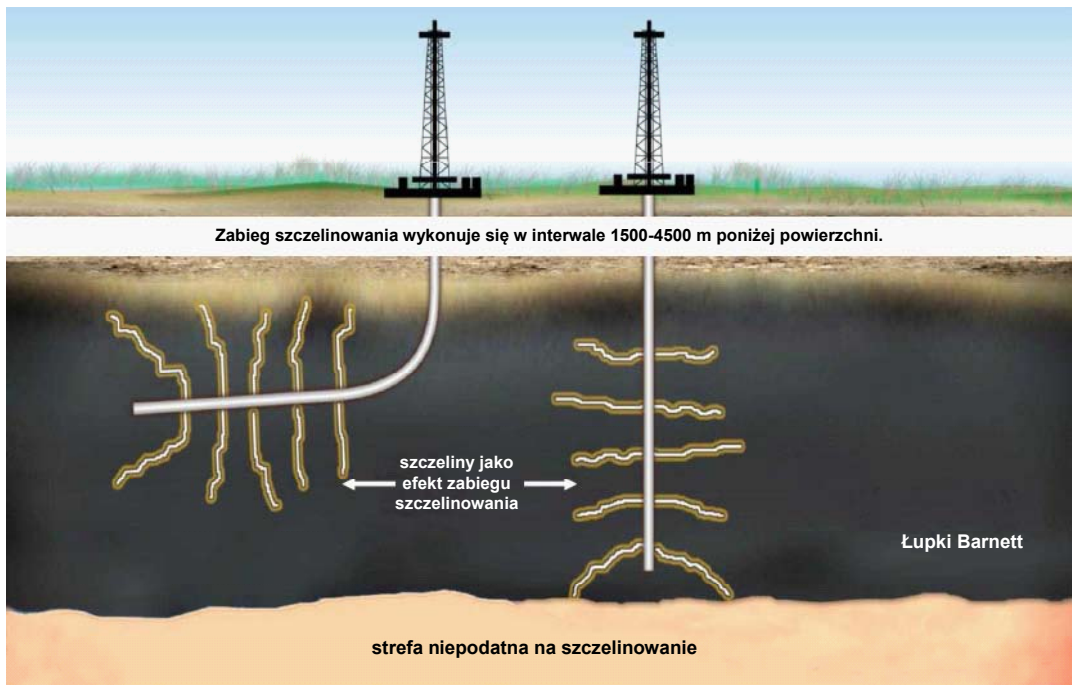
14 „The Father of the Barnett”, Marc Airhart, Jackson School of Geosciences,

15 Strona korporacyjna Devon Energy – www.devonenergy.com

Nowoczesne szczelinowanie hydrauliczne (rys. 1.5) to w pełni kontrolowany proces, przetestowany w laboratoriach i na dziesiątkach tysięcy otworów, oparty o wiedzę naukowców i praktyków, często opatentowany. Jest to stosunkowo kosztowny zabieg – może stanowić nawet 25% kosztów wykonania odwiertu. W podstawowej wersji do otworu tłoczy się tzw. płyn szczelinujący (głównie woda z dodatkami) pod ciśnieniem sięgającym nawet powyżej 600 barów. Gdy w strefie poddanej obróbce wytworzy się odpowiednia ilość szczelin, tłoczony jest wraz z wodą piasek o odpowiedniej granulacji, który wciska się w wytworzone szczeliny i uniemożliwia ich zamknięcie, tworząc jednocześnie drogi komunikacji dla gazu dopływającego do otworu. Istnieje ogromna liczba wariantów zabiegów szczelinowania. Do płynu szczelinującego o regulowanych parametrach lepkości, wilgotności, ciężaru właściwego dodaje się w niewielkich ilościach (do kilku procent) odpowiednie substancje chemiczne umożliwiające poprawne wykonanie zabiegu. Jako materiał podsadzkowy (wypełniacz) zamiast piasku, stosować można również materiały ceramiczne, metalowe i plastikowe kulki oraz płyny polimerowe, które przekształcają się w siatkę splątanych włókien. Jakość wykonania szczelin kontroluje się za pomocą metod mikrosejsmiki otworowej. Przed wszystkim jednak przed podjęciem kosztownych prac bada się próbki skał, aby określić ich własności geomechaniczne i naprężenia w górotworze. Pod tym kątem dobiera się płyny, ciśnienie i czas trwania poszczególnych etapów zabiegu szczelinowania, a cały zabieg przedtem symuluje cyfrowo. Etap laboratoryjny jest żmudny i kosztowny, ale przynosi efekty – w łupkach uzyskuje się precyzyjne rozłożone, koncentryczne strefy spękań o promieniu nawet 900 m (w piaskowcach do 200 m).¹⁶

16 Wyciskanie gazu”, Mirosław Rutkowski, Polityka.pl, 24 lutego 2009

Rysunek 1.5 – Schemat szczelinowania hydraulicznego (*hydraulic fracturing*)¹⁷



Po zakończeniu procesu szczelinowania, z otworu odbierany jest płyn szczelinujący i wykonywany jest test produkcyjny. Oprócz gazu ziemnego, przez jakiś czas, z odwiertu odbierany jest płyn poreakcyjny po zabiegu szczelinowania

1.2.3 Woda potrzebna do procesu szczelinowania hydraulicznego

Do jednego otworu średnio należy podczas szczelinowania wtłoczyć od 7,5 do 11,3 mln litrów wody oraz od 450 do 680 ton piasku. Dla porównania jeden basen olimpijski mieści około 2,25 mln litrów wody.¹⁸

Zasoby wody niezbędne w procesie pozyskiwania gazu z łupków przechowywane są zazwyczaj w sztucznie stworzonych zbiornikach lub w zbiornikach mobilnych zlokalizowanych bardzo blisko otworu wiertniczego, z którym są połączone podczas zabiegu. W celu wcześniejszego pozyskania wody, drążone są miejscowo studnie lub woda zostaje dowieziona ze źródła. Całość tworzy obieg zamknięty, w którym woda

¹⁷ „Shale Gas Development in the U.S.”, Mark Smith, Interstate Oil & Gas Compact Commission, 04/2010

¹⁸ „Preparing a Well for Production – Hydraulic Fracturing”, Fayetteville Shale Natural Gas,

na bieżąco poddawana jest odpowiednim procesom oczyszczania i wykorzystywana do innych funkcji podczas wiercenia otworów czy szczelinowania hydraulicznego w otworach wykonywanych w tej samej lub innej lokalizacji. Część może być również użyta w innych procesach wydobywczych.¹⁹

1.3 Gaz z łupków – Etapy procesu eksploatacji *shale gas* na przykładzie USA²⁰

Poniżej przedstawiony jest harmonogram przykładowego procesu eksploatacyjnego gazu z łupków na terenie Stanów Zjednoczonych.

- 1. Nabycie praw** – W USA, w odróżnieniu do innych krajów, w celu nabycia praw do poszukiwania i eksploatacji węglowodorów na danym terytorium firmy negocjują kontrakty na dzierżawę terenu z ich właścicielami (prywatni, stan, Rząd Federalny). Umowy te są złożonymi kontraktami dającymi właścicielom odpowiednią rekompensatę za użytkowanie ich terenu oraz eksploatację złóż (w USA właściciel terenu jest również właścicielem kopalin znajdujących się pod powierzchnią gruntu).
- 2. Zezwolenia** – Operator musi uzyskać zezwolenie uprawniające do prowadzenia wszelkich prac poszukiwawczo-wydobywczych, w tym na wiercenie otworów wiertniczych. Do wniosku o udzielenie zezwolenia zazwyczaj należy dołączyć wyniki przeprowadzonych studiów, analiz, projektów wiercenia oraz inne informacje techniczne. Zatwierdzenie pozwolenia może wymagać szczególnych działań dotyczących ochrony środowiska.
- 3. Wiercenia** – W wyznaczonych lokalizacjach prowadzi się wiercenia otworów horyzontalnych planując w jednej lokalizacji od 4 do 8 otworów tworzonych zwykle parzyście w przeciwnych kierunkach do siebie. Konstrukcja otworów zależna jest od charakterystyki skał, planowanych późniejszych prac intensyfikacyjnych i przewidzianego sposobu eksploatacji.

¹⁹ „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US Department of Energy, 04/2009

²⁰ „Modern Shale Gas Development in the United States: A primer”, US Department of Energy, 04/2009

- 4. Szczelinowanie hydrauliczne** – Proces wytwarzania szczelin w strukturach skalnych za pomocą specjalnie przygotowanych płynów.
- 5. Zagospodarowanie** – Przygotowanie złoża do eksploatacji wymaga zaprojektowania infrastruktury powierzchniowej umożliwiającej przygotowanie gazu do transportu (oczyszczanie, osuszanie, przesyłanie z poszczególnych otworów do wspólnego punktu zbiorczego, itp.) oraz jego przesył (rurociągi zbiorcze, rurociągi dystrybucyjne, urządzenia pomiarowe, itp.) do sieci rurociągów przesyłowych.
- 6. Produkcja** – Gaz jest pozyskiwany z odwiertu, następnie poddany odpowiednim procesom i ostatecznie wysłany na rynek (wydobycie może trwać kilkadziesiąt lat).
- 7. Prace intensyfikacyjne** – Produkcja gazu zwykle spada na przestrzeni lat. Operatorzy stosują zazwyczaj różnego rodzaju zabiegi zmierzające do podtrzymania poziomu wydobycia. Mogą to być proste zabiegi polegające m.in. na czyszczeniu otworu, przemywaniu skały na styku złoża–otwór czy dodatkowych szczelinowaniach.
- 8. Likwidacja złoża** – Kiedy otwory produkujące gaz osiągną swój limit ekonomicznie opłacalnej wielkości wydobycia, przystępuje się do stopniowej ich likwidacji. Poszczególne odwierty zostają w sposób trwały zlikwidowane (zacementowane na spodzie otworu), likwiduje się również strefę przyodwiertową, a teren wokół przywrócony zostaje do pierwotnego stanu. Stopniowo przechodzi się również do likwidacji całej infrastruktury powierzchniowej.

1.4 Gaz z łupków – Wpływ wydobycia na środowisko naturalne

Dzięki rozwojowi technologii odwiertów poziomych, wpływ pozyskiwania gazu z łupków na środowisko lądowe w regionie wydobycia jest o wiele mniejszy niż w przypadku pozyskiwania gazu konwencjonalnego.²¹ Devon Energy Corporation ogłosiło, że wykorzystanie technologii odwiertów poziomych pozwala na zastąpienie 3–4 otworów pionowych jednym poziomym.

21 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

W USA podnoszą się głosy części organizacji ekologicznych, że z kolei technologia szczelinowania hydraulicznego może nieść ze sobą zagrożenie dla środowiska naturalnego i postulują, aby rząd zajął się regulacją całego procesu. Natomiast warto zaznaczyć, że otwory wiertnicze do pozyskiwania gazu z łupków są odpowiednio zabezpieczane (patrz rys. 1.4) uniemożliwiając tym samym przedostawanie się związków chemicznych do wód gruntowych. Z drugiej strony, warto pamiętać, że w przypadku źle wykonanej konstrukcji zarurowania otworu może istnieć pewne ryzyko przeniknięcia substancji chemicznych do wód gruntowych.

Dodatkowo, w chwili obecnej nie ma żadnych regulacji prawnych nakazujących korporacjom wydobywczym ujawnianie jakie dokładnie substancje chemiczne wtłaczają do otworów aby tworzyć szczeliny w skałach.²² Natomiast praktyka pokazuje, że w zasadzie wszystkie firmy wydobywające w USA nie ukrywają składu chemicznego cieczy wykorzystywanych w procesie szczelinowania hydraulicznego.²³

Firmy wydobywcze zapewniają, że nowoczesne metody szczelinowania hydraulicznego pozwalają na wydobycie gazu w sposób w pełni bezpieczny dla środowiska naturalnego. Dodają również, że nie ma żadnych dowodów na to, że metoda ta w jakikolwiek sposób wpływa na zasoby wody pitnej.²⁴

18 Marca 2010 r. U.S. Environmental Protection Agency²⁵ ogłosiło rozpoczęcie badań nad wpływem wydobycia gazu z łupków na środowisko naturalne. Prace będą dotyczyły głównie wpływu szczelinowania hydraulicznego, a w zasadzie wpływu środków chemicznych (wykorzystanych w procesie) na zasoby wody pitnej. Według przedstawicieli agencji, badania mogą potrwać nawet dwa lata.²⁶

Podobne badania prowadzone są również przez The Energy and Commerce Committee²⁷ oraz Penn State University (raport końcowy w 2011).²⁸ Obawy i wątpliwości wśród opinii publicznej dotyczące konsekwencji środowiskowych i zdrowotnych na skutek wykorzystania chemikaliów przy szczelinowaniu zaczynają rosnąć. Wyciek ropy

22 „EPA begins study on shale gas drilling”, Tom Doggett, Reuters, 18.03.2010

23 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

24 „EPA begins study on shale gas drilling”, Tom Doggett, Reuters, 18.03.2010

25 Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska, www.epa.gov.

26 „EPA begins study on shale gas drilling”, Tom Doggett, Reuters, 18.03.2010

27 Komisja Kongresu ds. Energii i Handlu

28 „Shale Pioneer sees bright future of technology”, Eric Lidji, greeningofoil.com, 30.06.2010

w Zatoce Meksykańskiej po zatonięciu platformy wydobywczej BP w kwietniu 2010 podsycił niepokój dot. wpływu szczelinowania hydraulicznego na środowisko i ludzi. Jednocześnie potrzeba jeszcze 1–2 lat badań aby dokładnie określić ewentualne skutki. Zapewne dlatego w senacie Stanu Pensylwania przygotowywana jest propozycja wprowadzenia rocznego moratorium na prowadzenie odwiertów gazowych na złożu Marcellus. Najbardziej rozsądna wydaje się być opinia George’a Mitchella, twórcy technologii szczelinowania hydraulicznego, który uważa wynalezioną przez siebie technologię za bezpieczną, ale nie – jak to kolokwialnie określił – „odporną na głupotę” (*foolproof*): „Musisz wykonać dobrą robotę. Inaczej będziesz miał kłopoty.”²⁹

Do ludzkiej wyobraźni bardzo przemawiają pozornie olbrzymie ilości wody potrzebne do wykonania szczelinowania na jednym odwiercie (od 7,5 do 11,3 mln litrów wody, co stanowi odpowiednik od 3 do 5 basenów olimpijskich).

Warto jednak zwrócić uwagę ile słodkiej wody wykorzystuje się (lub marnuje) do innych celów. Porównanie największych użytkowników słodkiej wody w rejonie złoża Barnett (rysunek 1.6) przygotowane przez Gas Technology Institute, pokazuje, że największym konsumentem wody są ... mieszkańcy miast tego regionu³⁰. Przemysł wydobywczy gazu łupkowego jest jednym z najmniej „wodochłonnych” gałęzi lokalnej gospodarki. Ciągłe najwięcej wody można oszczędzić ekonomicznie gospodarując nią w życiu codziennym.

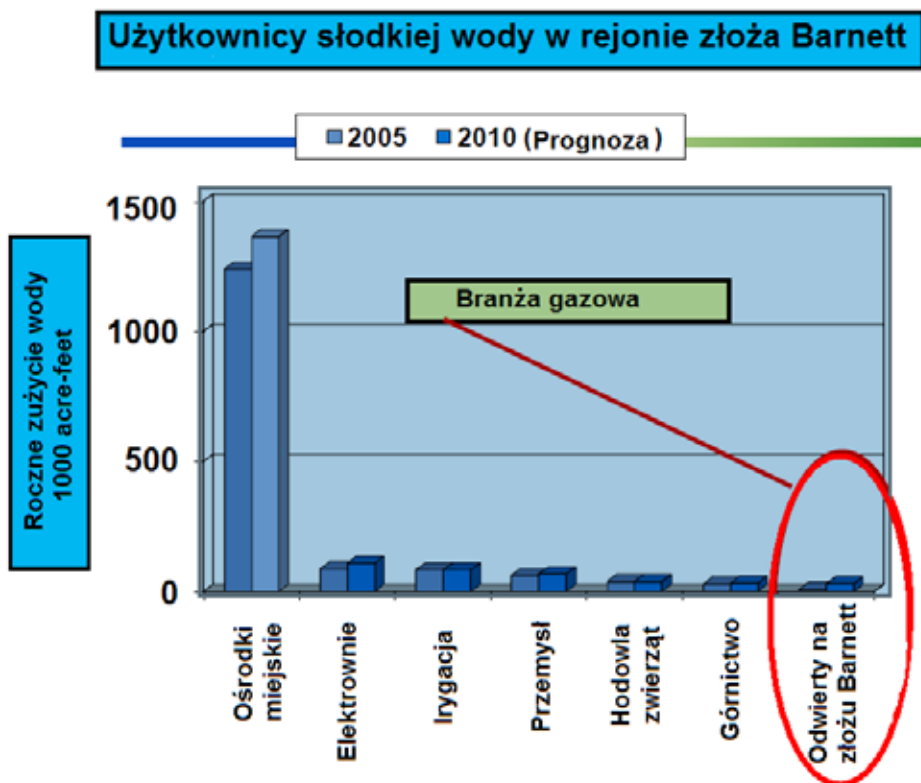
Również pod względem relacji „obszar instalacji/produkcja energii”, gaz łupkowy jest bardziej wydajny niż niektóre alternatywne źródła energii. Z 0,25 akra zajmowanego przez jeden odwiert na złożu Marcellus, produkcja energii (mierzona w British Thermal Units) odpowiada energii wyprodukowanej przez elektrownie wiatrowe na 500 akrach.³¹

29 „Shale Pioneer sees bright future of technology”, Eric Lidji, greeningofoil.com, 30.06.2010

30 Guy Lewis, Gas Technology Institute, prezentacja na „US/Poland: energy roundtable June 2010”

31 źródło: Ray Walker, Range Resources, w Guy Lewis, Gas Technology Institute, prezentacja na „US/Poland: energy roundtable June 2010”

Rysunek 1.6³²



1.5 Gaz z łupków – Opłacalność wydobycia na przykładzie USA

Opłacalność wydobycia gazu z łupków zależy od istnienia naturalnej sieci szczelin oraz zabiegów szczelinowania hydraulicznego. Ze względu na znaczne zróżnicowanie warunków złożowych – nawet w obrębie tego samego złoża – opłacalność może się znacznie różnić. W 2009 r. Credit Suisse oszacowało próg opłacalności wydobycia gazu łupkowego na cenę 0,12 dol. – 0,37 dol. za m³ przy średniej 0,28 dol. za m³. Wewnętrzną stopę zwrotu (IRR) przy cenie 0,26 dol. za m³ oszacowano na 1% do 48% (średnio 5%). W celu zachęcenia do podjęcia eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Stanach Zjednoczonych w 1980 r. zostały wprowadzone zwolnienia podatkowe dla producentów niekonwencjonalnych paliw (*nonconventional Fuels Tax credit*) do 2002 r.³³

32 1 acre-foot – jednostka oznaczająca warstwę wody o wysokości jednej stopy na powierzchni jednego akra odpowiadająca 1 233 489 litrów,

33 „Gaz łupkowy – technologia wydobycia”, węglowodory.pl, 4.05.2010

Podobne wyliczenia poczynił analityk Bernstein Research – Ben Dell – który wyliczył, że aby pokryć wszelkie koszty poszukiwania, zagospodarowania oraz eksploatacji złóż gazu z łupków, oraz otrzymać średni zwrot z kapitału, wymagana jest cena w granicach 0,26 – 0,28.³⁴

Warto zaznaczyć, że koszty związane z wydobywaniem gazu z łupków znacznie spadły przez ostatnie lata. Jeszcze pod koniec lat 90-tych koszty wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych dla złoża Barnett wynosiły ponad 5 dolarów za milion BTU^{35,36}

1.6 Wpływ eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na energetyczną geopolitykę świata

1.6.1 Koniec zależności naftowo–gazowej?

Rozwijając wydobywanie własnego gazu łupkowego, kraje zachodnie oraz Chiny uzyskują dostęp do bliższych źródeł surowca – naruszając tym samym pozycję głównych eksporterów gazu. Przed odkryciem gazu łupkowego spodziewano się spadku produkcji krajowej gazu ziemnego w USA, Kanadzie i na Morzu Północnym, co w czasach kiedy gaz stawał się coraz ważniejszym źródłem energii, przyspieszało uzależnienie od dostaw zagranicznych. Ponad połowa znanych zasobów gazu ziemnego znajdowała się w Iranie i Rosji – regionach postrzeganych jako relatywnie nieprzewidywalne. Federacja Rosyjska otwarcie wykorzystywała swoją pozycję dążąc do stworzenia kartelu producentów gazu ziemnego. Odkrycie i wykorzystanie dużych zasobów gazu łupkowego zapewni stabilność krajom uprzemysłowionym i może osłabić skuteczność politycznej zależności naftowo–gazowej.³⁷

34 „The true cost of shale gas production”, John Dizard, Financial Times, 07.03.2010

35 British Thermal Unit – patrz *Słownik*

36 „How shale gas is going to rock the world”, Amy Meyers Jaffe, Wall Street Journal, 09.05.2010

37 „Shale Gas Will Rock the World”, Ann Meyers Jafe, Wall Street Journal, 10 maja 2010

1.6.2 Reakcja łańcuchowa

Rozwój dostaw LNG – skroplonego gazu ziemnego – który może być transportowany metanowcami, pokazał jak duże jest uzależnienie poszczególnych państw od dostaw zagranicznych. Jednakże wydobycie gazu łupkowego zmienia rynek handlu gazem. Oczekiwano, że LNG będzie stanowić ok. połowy całego handlu tym surowcem. Obecnie będzie to najprawdopodobniej ok. 30%³⁸.

USA już odnotowało spadek importu LNG – terminale stoją prawie puste – import z Kataru przekierowywany został do europejskich odbiorców, co spowodowało spadek cen gazu ziemnego w Europie. Rosyjscy dostawcy musieli zaakceptować niższe stawki.

Zaniepokojenie tradycyjnych dostawców surowca na rynek europejski i amerykański można było zaobserwować na tegorocznym kwietniowym Forum Państw Eksporterów Gazu w algierskim Oranie. Wedle algierskiego Ministra Energii Chakiba Khelil dopiero w 2013 roku, zapotrzebowanie na gaz wróci do poziomu z 2008 r. czyli sprzed kryzysu. Minister zasobów naturalnych Rosji, Jurij Trutniew przyznał agencji Reuters: *„Mamy problem z gazem łupkowym. To stanowisko nie tylko moje, ale także Gazpromu.”*³⁹

Samowystarczalność gazowa USA, wzrost importu LNG do Europy z kierunków innych niż rosyjskich oraz spadek cen gazu ziemnego, to dla Federacji Rosyjskiej przede wszystkim problem ekonomiczny. Rosyjski „Kommiersant” ujawnił, że w raporcie dla rady dyrektorów Gazpromu, zarząd szacuje potencjalne straty firmy z tego tytułu, na miliardy euro. Wszystkie te aspekty stawiają pod znakiem zapytania opłacalność inwestycji Gazpromu w złożę Sztokman na Morzu Barentsa, skąd planowano uruchomić dostawy LNG do USA i Kanady.

38 Shale Gas Will Rock the World”, Ann Meyers Jafe, Wall Street Journal, 10 maja 2010

39 „Gazowy kartel szykuje podwyżkę cen dla Europy”, Andrzej Kublik, Gazeta Wyborcza, 20 kwietnia 2010

1.6.3 Rosja, Iran, Wenezuela

Rosja, Wenezuela i Iran, mając w ręku narzędzie polityki surowcowej i dyktatu cenowego mogły skuteczniej opierać się wpływowi Zachodu na ich politykę zagraniczną i wewnętrzną, jednocześnie razem z surowcem eksportując własną ideologię.

Z powodu międzynarodowych sankcji, Iran powoli rozwija swój sektor energetyczny. Zanim jednak kraj ten będzie gotowy do eksportu gazu ziemnego – okienko marketingowe najprawdopodobniej zostanie zamknięte przez wydobycie gazu łupkowego w krajach potencjalnych odbiorców. W dużo dłuższej perspektywie, w miarę zastępowania ropy naftowej gazem ziemnym w roli głównego surowca, możliwe jest osłabienie pozycji krajów OPEC na arenie międzynarodowej.⁴⁰

1.6.4 Chiny

Rozwój wydobycia gazu łupkowego oznacza duże zmiany dla Chin. Chcąc zaspokoić swoje nieustannie rosnące zapotrzebowanie na surowce energetyczne, Chiny zbliżyły się do takich partnerów jak Iran, Sudan i Birma, utrudniając USA i ich sojusznikom przeciwdziałanie zagrożeniom, jakie te kraje stwarzają. Jednak Chiny mając pod ręką krajowe zasoby gazu łupkowego, nie będą już tak potrzebować relacji z tymi krajami. Gaz łupkowy może zbliżyć Chiny i USA, zwłaszcza, że Stany praktycznie jako jedyny kraj dysponują doświadczeniem i odpowiednio rozwiniętą technologią w zakresie poszukiwań i wydobycia gazu z łupków. Proces ten jest już widoczny – podczas ostatniej wizyty prezydenta USA w Chinach w maju 2010 roku, jednym z głównych punktów rozmów było porozumienie obu krajów dotyczące wspólnych projektów rozwoju technologii i wydobycia gazu łupkowego.⁴¹

40 „Shale Gas Will Rock the World”, Ann Meyers Jafe, Wall Street Journal, 10 maja 2010

41 „Shale Gas Will Rock the World”, Ann Meyers Jafe, Wall Street Journal, 10 maja 2010

1.6.5 Aktywna polityka USA

Administracja prezydenta Obamy jest zainteresowana rozwojem wydobycia gazu łupkowego nie tylko w Chinach, ale i w innych krajach. Wedle przedstawicieli Departamentu Stanu, USA zwróciły się do kilkunastu krajów (w tym Chin i Indii) z propozycją oszacowania ich zasobów gazu łupkowego. Z jednej strony, USA chcą zabezpieczyć tym interesy amerykańskich koncernów, które na razie jako jedyne na świecie dysponują odpowiednią technologią i środkami finansowymi pozwalającymi na wydobycie gazu łupkowego na skalę przemysłową. Z drugiej strony, pozwala to na zwiększenie wpływu USA w tych regionach oraz osłabienie pozycji krajów eksportujących do nich surowce energetyczne.⁴²

1.6.6 Wpływ na Odnawialne Źródła Energii (OZE)

Shale gas może dodatkowo wpłynąć na spowolnienie części projektów związanych z energetyką odnawialną. Wdrażanie technologii OZE może okazać się w danej chwili mniej ekonomicznie opłacalnym w obliczu wzrostu podaży gazu ziemnego, z jego niską emisją CO₂ i spadającą potencjalnie ceną. Jednakże należy zauważyć, że może to być również szansa dla odnawialnych źródeł energii, ponieważ fundusze będzie można przetransferować z projektów wdrażania technologii do badań nad zwiększeniem efektywności pozyskiwania energii z wiatru, słońca, wody czy biomasy.

42 „US Pitches Shale Gas Studies Overseas”, Ian Talley, Dow Jones, 7 kwietnia 2010

CZĘŚĆ 2

RYNEK WYDOBYCIA SHALE GAS W USA

„Zasoby gazu w łupkach zmieniły gaz naturalny z surowca rzadkiego w surowiec dostępny, co będzie miało daleko idące implikacje dla przyszłości energetycznej Ameryki Północnej”

– David Hobbs, główny strateg IHS CERA⁴³

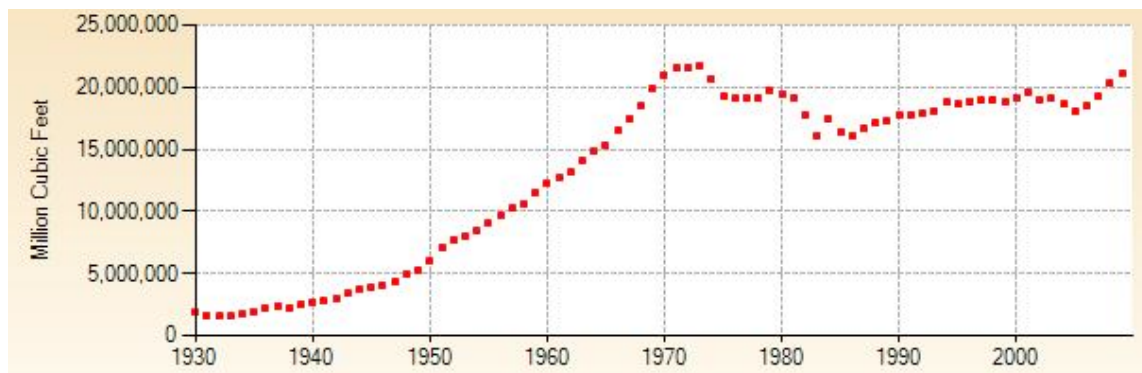
⁴³ „Sasol-Chesapeake-Statoil apply to explore for shale gas in Karoo”, Martin Creamer, Mining Weekly, 19.03.2010

2.1 Charakterystyka amerykańskiego rynku gazu

W roku 2009 Stany Zjednoczone stały się największym światowym producentem gazu ziemnego. Nowe technologie pozwalające pozyskiwać gaz z łupków okazały się przełomowym czynnikiem w zmianie bilansu energetycznego Ameryki Północnej w ostatniej dekadzie. W 2009 wydobyto 598,37 mld m³ gazu ziemnego, co stanowi 3,9% wzrost w stosunku do roku poprzedniego, kiedy było to 576,95 mld m³. Pomiędzy rokiem 2007 a 2008 wydobywanie wzrosło o 6,7%⁴⁴. Dla porównania, wydobywanie gazu w Polsce, w 2008 roku wyniosło 4,11 mld m³..⁴⁵

Gaz naturalny pokrywa około 22% zapotrzebowania USA na energię. Oczekuje się, że odsetek ten pozostanie na podobnym poziomie przez najbliższe 20 lat.⁴⁶ Według obliczeń Energy Information Administration Stany Zjednoczone posiadają około 50 bln m³ technicznie możliwego do pozyskania gazu ziemnego, z czego około 60% to zasoby niekonwencjonalne (*shale gas, tight sand, coalbed methane*) . Łącznie z szacunkami dotyczącymi zasobów gazu z łupków daje to wystarczającą ilość surowca na najbliższe 116 lat.⁴⁷

Rysunek 2.1 – Produkcja gazu ziemnego w USA⁴⁸



Zdecydowana większość wydobywanego gazu naturalnego pochodzi ze źródeł konwencjonalnych. Produkcja ze złóż niekonwencjonalnych (w tym *shale gas, tight*

44 U.S. Energy Information Administration

45 Państwowy Instytut Geologiczny – dane te pojawiają się również w raportach Ministerstwa Gospodarki

46 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, kwiecień 2009

47 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, kwiecień 2009

48 U.S. Energy Information Administration

gas i coalbed methane) stanowiła 50% bilansu krajowego wydobycia w 2008 r.⁴⁹ *Shale gas* pokrywa obecnie około 14% całkowitej produkcji gazu naturalnego.⁵⁰ Szczególnie widoczny jest wzrost tempa wydobycia właśnie gazu łupkowego, którego pozyskano 57,25 mld m³ w 2008 r., w porównaniu do 33,52 mld m³ w 2007 r. co daje przyrost wielkości 70,8%.⁵¹

Warto zaznaczyć, że Stany Zjednoczone nie stały się jeszcze w pełni samowystarczalne w zakresie zapotrzebowania na gaz naturalny. W 2009 roku import gazu wyniósł 105,75 mld m³ w porównaniu do 112,81 mld m³ w 2008 r. (spadek o 6,7%) i 130,47 mld m³ w 2007 r.

W USA zanotowano przez ostatnie 2 lata znaczny spadek popytu na LNG spowodowany w dużej mierze wzrostem produkcji gazu ze źródeł niekonwencjonalnych, co miało wpływ na światowe ceny gazu. Doskonałym przykładem jest wybudowany w latach 2005–2009 terminal do odbioru LNG w Sabine Pass. Od momentu ukończenia do terminala dopłynęło jedynie 10 transportów z surowcem. Przeszło połowa zdolności przeładunkowych na amerykańskim wschodnim wybrzeżu była w 2008 roku niewykorzystana.⁵² Jednakże trudno oszacować rzeczywisty wpływ tego czynnika na faktyczną zmianę cen patrząc przez pryzmat kryzysu finansowego, który miał znaczny efekt na całkowite zapotrzebowanie na gaz. Rysunek 2.2 pokazuje różnice w prognozach (Annual Energy Outlook) na import LNG poczynione w roku 2005 i 2010.

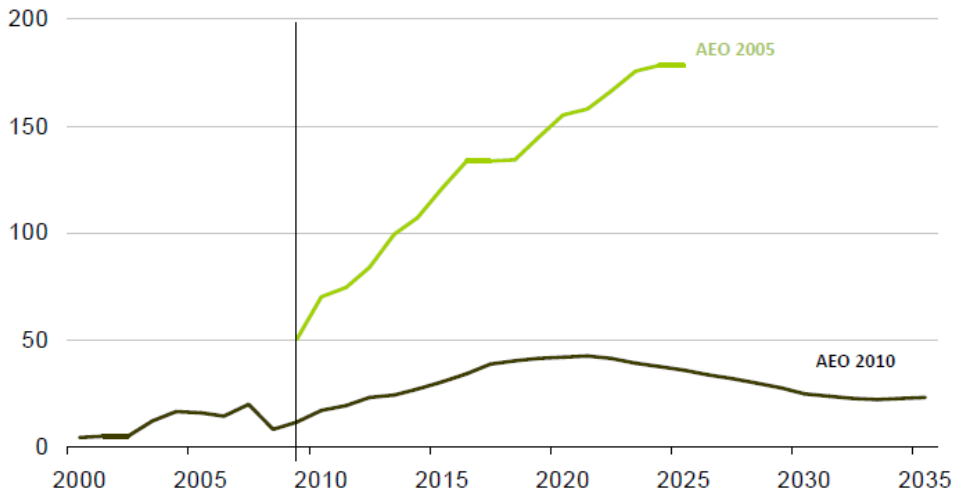
49 U.S. Energy Information Administration

50 U.S. Energy Information Administration

51 U.S. Energy Information Administration

52 „Gaz łupkowy w USA a sytuacja rynku”, weglowodory.pl, 14.05.2010, za US Energy Information Administration

Rysunek 2.2 – Prognozy importu gazu LNG do USA (wartości w mld m³)⁵³



Ogromny wzrost wydobycia gazu ze źródeł niekonwencjonalnych był możliwy dzięki trzem głównym czynnikom:

1. Udoskonaleniu technologii odwiertów poziomych,
2. Udoskonaleniom w technologii szczelinowania hydraulicznego,
3. Znacznemu wzrostowi cen gazu naturalnego na rynku amerykańskim w połowie poprzedniej dekady, co było spowodowane znacznym wzrostem zapotrzebowania na gaz.

2.2 Charakterystyka amerykańskiego rynku *shale gas*

Gaz z łupków występuje na terenie większości Stanów USA. Mapa 2.1 pokazuje przybliżoną lokację obecnie eksploatowanych i perspektywicznych złóż łupków.

⁵³ „The Shale Gale in the United States and Global Gas Markets”; Douglas C. Hengel, US Department of State

Mapa 2.1 – Udokumentowane zasoby *shale gas* w USA⁵⁴



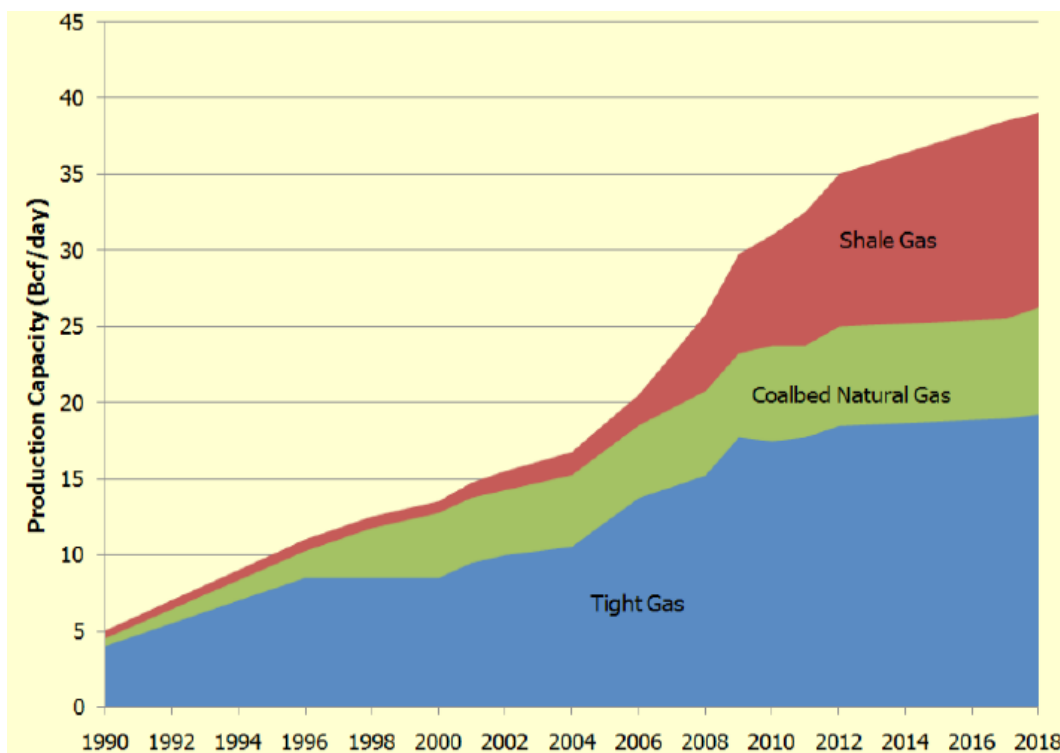
Zgodnie z raportem wydanym w lipcu 2009 przez Colorado School of Mines, Stany Zjednoczone posiadają 17 bln m³ zasobów gazu w łupkach.⁵⁵ Rysunek 2.2 pokazuje jak dużą dynamikę wzrostu wydobycia gazu z łupków przewiduje Energy Information Administration w ciągu najbliższych 8 lat. Natomiast według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii, roczne wydobycie z niekonwencjonalnych źródeł gazu wzrośnie z 360 mld m³ do 630 mld m³ w 2030.⁵⁶

54 Energy Information Administration

55 „Betting Big on a Boom in Natural Gas”, Seve LeVine, Adam Aston, Bloomberg Businessweek, 8.10.2009

56 „Shale gas estimates Perhaps Optimistic”, The Oil Drum, 14.10.2009

Rysunek 2.3 – Perspektywy rozwoju rynku gazu niekonwencjonalnego w USA⁵⁷



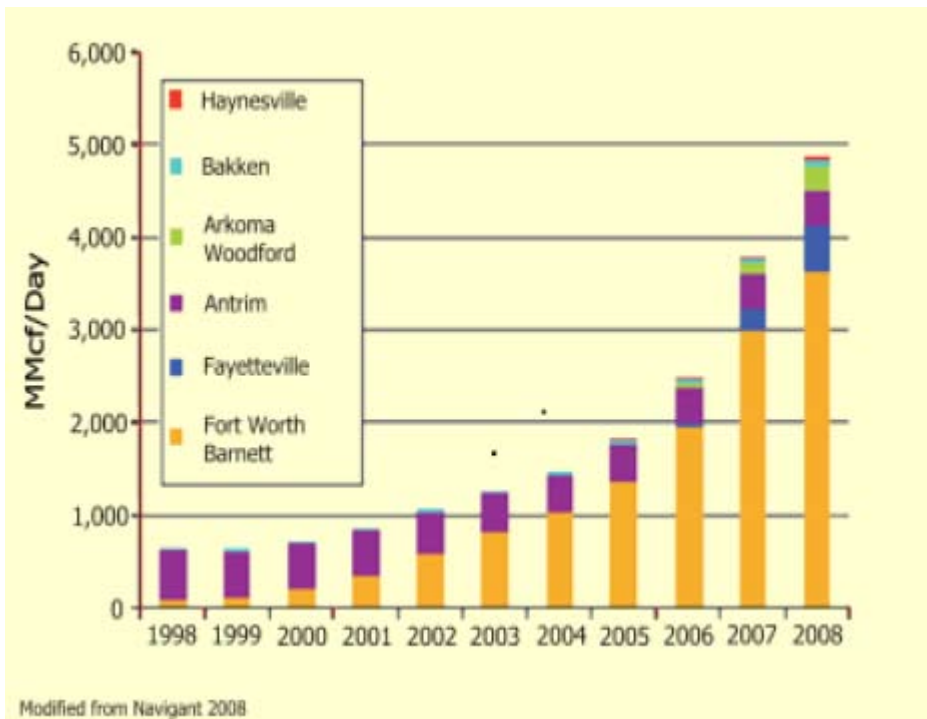
Wzrost zainteresowania wydobyciem gazu niekonwencjonalnego można również zobrazować przyrostem liczby urządzeń wiertniczych wykorzystywanych do pozyskiwania gazu niekonwencjonalnego na lądzie. Pod koniec lat 90-ych było ich 40, natomiast w maju 2008 roku już 519.⁵⁸

Najbardziej aktywne prace prowadzone są na terenie Fort Worth Barnett, Fayetteville, Antrim, Arkoma Woodford, Bakken i Haynesville (Rysunek 2.3) Należy zaznaczyć, że każdy z tych basenów łupkowych posiada zasadnicze różnice pod względem kryteriów eksploatacyjnych, przez co wymagają innego podejścia eksploatacyjnego.

⁵⁷ „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US Department of Energy, 04/2009

⁵⁸ „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, kwiecień 2009

Rysunek 2.4 – Trendy w produkcji *shale gas* w USA w podziale na obszar występowania⁵⁹



Zdecydowanie największe wydobycie gazu niekonwencjonalnego pochodzi z Barnett Shale w Teksasie. Pomimo, iż złoża Fayetteville i Arkoma/Woodford są dopiero na wczesnym etapie rozwoju, ich wydobycie systematycznie wzrasta (Rysunek 2.3).

2.3 Barnett Shale – analiza

Barnett Shale umiejscowiony jest w basenie Fort Worth w północno-centralnym Teksasie. Łupki występują tutaj na głębokości od 1950 m do 2600 m pod powierzchnią ziemi, poniżej i powyżej skał łupkowych występują skały wapienne.⁶⁰

Na terenie znajduje się ponad 10000 odwiertów. Jeden otwór poziomy przypada na obszar od 24,3 do 64,7 hektarów.⁶¹ Eksploatacja Barnett Shale jest prawdziwym

59 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

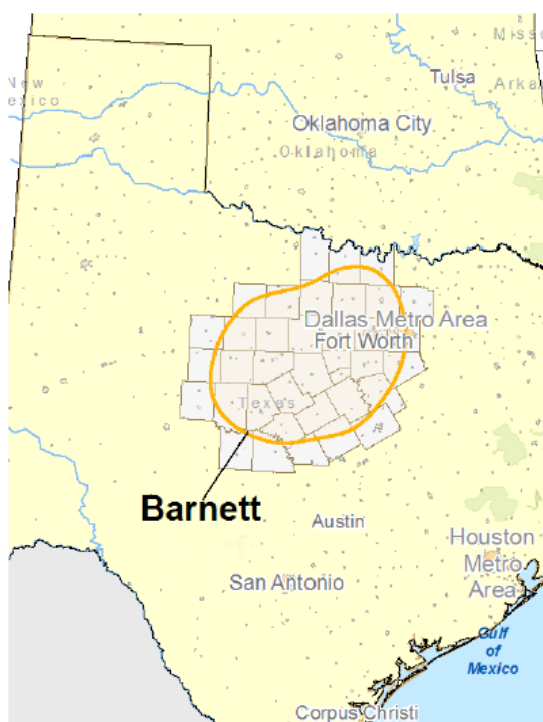
60 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

61 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

przełomem w pozyskiwaniu gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Działalność firm na tym terenie jest swego rodzaju drogowskazem w jaki sposób eksploatować gaz z łupków.

Barnett Shale zajmuje powierzchnię wynoszącą około 13000 km², natomiast jego miąższość wynosi, w zależności od miejsca, od 30 do 185 metrów. Zasoby gazu wynoszą od 8,5 m³ do 10 m³ na tonę skały.

Mapa 2.2 – Struktury łupkowe Barnett w basie Fort Worth⁶²



62 „Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer”, US DOE, 04/2009

2.4 Najwięksi gracze amerykańskiego rynku *shale gas* (Tabela 2.1) ⁶³

NAZWA	HQ	PRZYCHÓD NETTO (USD)	UWAGI
Andarko Petroleum Corporation	Texas	3,29 mld (2008)	
Burlington Resources	Texas	1,5 mld (2005)	Przejęta przez ConocoPhillips w 2006.
Carrizo Oil & Gas Co.	Texas	-66,2 mln (2008)	
Chesapeake Energy Corp.	Oklahoma	723 mln (2008)	StatoilHydro jest partnerem strategicznym
Contango Oil & Gas Co.	Texas	55,9 mln (2008)	
Devon Energy Corp.	Oklahoma	2,48 mld (2008)	Dostali koncesje wspólnie z Total S.A. we Francji.
EnCana Corp.	Alberta (Canada)	749 mln (2009)	
EOG Resources Inc.	Texas	1,089 mld (2007)	
Infiniti Oil & Gas	Colorado	-8 mln (2008)	
Mainland Resources, Inc.	Texas	13 mln (2009)	
Marathon Oil Corp.	Texas	3,53 mld (2008)	
Murphy Oil Corp.	Arkansas	767 mln (2007)	
Noble Energy Corp.	Texas	944 mln(2007)	
Newfield Exploration Co.	Texas	524 mln (2009)	
Nexen Inc.	Alberta (Canada)	536 mln (2009)	
Parallel Petroleum Corp.	Texas	210 mln (2008)	Przejęta w 2009 przez Apollo Global Mngmt.
Penn Virginia Corp.	Pennsylvania	114 mln (2009)	
Petrohawk Energy Corp.	Texas	1,55 mld (2009)	
Questar Corp.	Pennsylvania	393 mln (2009)	
Quicksilver Resources Inc.	Texas	557 mln (2009)	Od maja 2009 współpracuje z ENI
Royal Dutch Shell	Haga (Holandia)	12,52 mld (2009)	Posiada działki wydobywcze w Barnett
Range Resources Corp.	Texas	53 mln(2009)	
Southwestern Energy Co.	Texas	960 mln (2007)	
Talisman Energy Inc.	Alberta	437 mln (2009)	
Occidental Petroleum Corp.	California	5,4 mld(2008)	
XTO Energy Inc.	Texas	1,92 mld (2008)	Przejęta przez ExxonMobil w 2009

63 Strony korporacyjne oraz komunikaty prasowe poszczególnych spółek

CZĘŚĆ 3:

PERSPEKTYWY ROZWOJU RYNKU SHALE GAS W POLSCE

3.1 Potencjalne zasoby w Europie oraz obecnie podejmowane działania

Firma Realm Energy International Corporation w 2009 roku rozpoczęła wspólne prace razem z Halliburton Consulting mające na celu oszacowanie zasobów gazu z łupków na świecie. Pierwsze badania ewaluacyjne dotyczą Europy, a ich wyniki powinny być znane w 2011 roku.⁶⁴

Według wyliczeń Energy Information Administration, produkcja *shale gas* do 2030 roku będzie wynosiła 7% światowej produkcji gazu naturalnego.⁶⁵

Poniższa tabela (Tabela 2.2) pokazuje szacunkowe ilości zasobów *shale gas* w wybranych regionach świata.

Tabela 2.2 Szacunki światowych zasobów *shale gas*⁶⁶

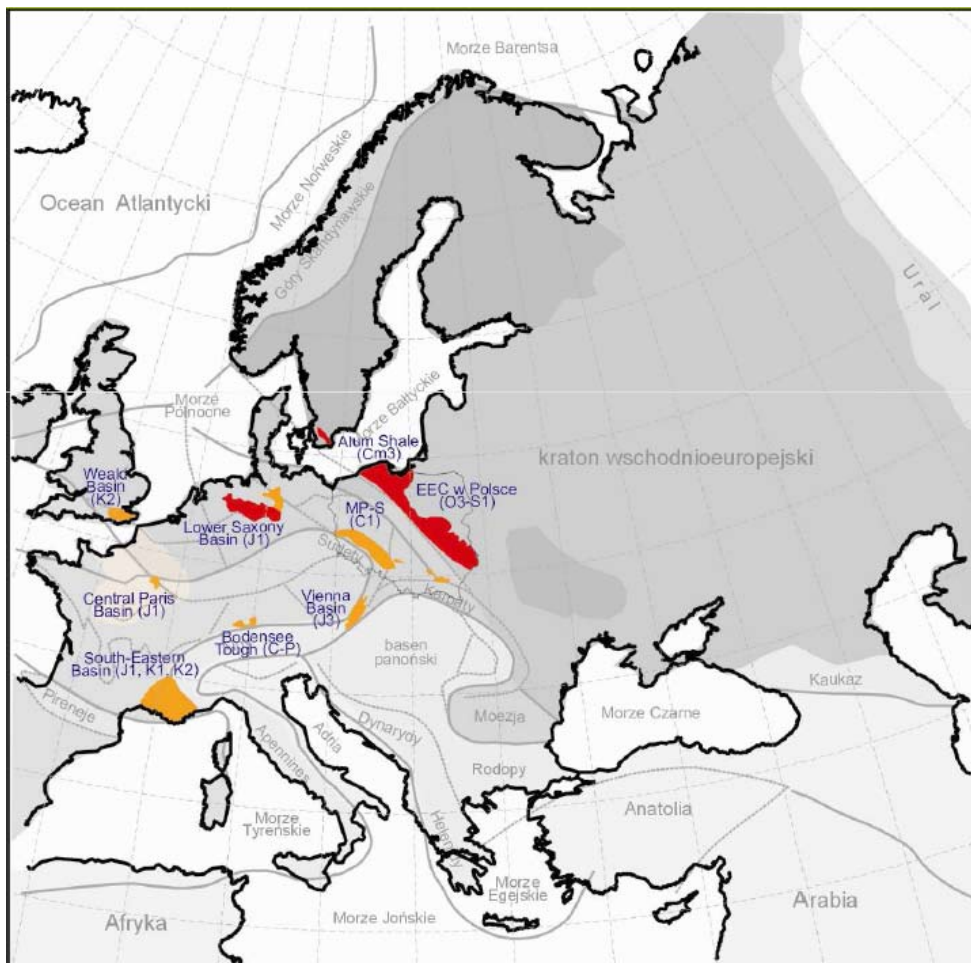
Region	Wielkość zasobów (bilion m ³)	Źródło
Świat	184	IEA 2009 WEO
Poza Ameryką Północną	140–450	CERA 2009
OECD w Europie	3	EIA 2010
Polska, (obszary objęte koncesjami)	3	ARI 2009
Austria, (obszary objęte koncesjami)	0,85	ARI 2009
Szwecja, (obszary objęte koncesjami)	0,3	ARI 2009

⁶⁴ <http://realm-energy.com/>

⁶⁵ „The shale gale in the United States and Global Gas Markets”, Douglas C. Hengel, U.S. Department of State, 08.04.2010

⁶⁶ „The Shale Gale” in the United States and Global Gas Market”, Douglas C. Hengel, US Department of State, 08.04.2010

Mapa 3.1 – Zasoby gazu niekonwencjonalnego w Europie⁶⁷



Polska, podobnie jak cała Europa stara się przyciągnąć międzynarodowe korporacje do inwestowania w rozpoznanie, a potem eksploatację niekonwencjonalnych złóż gazu.

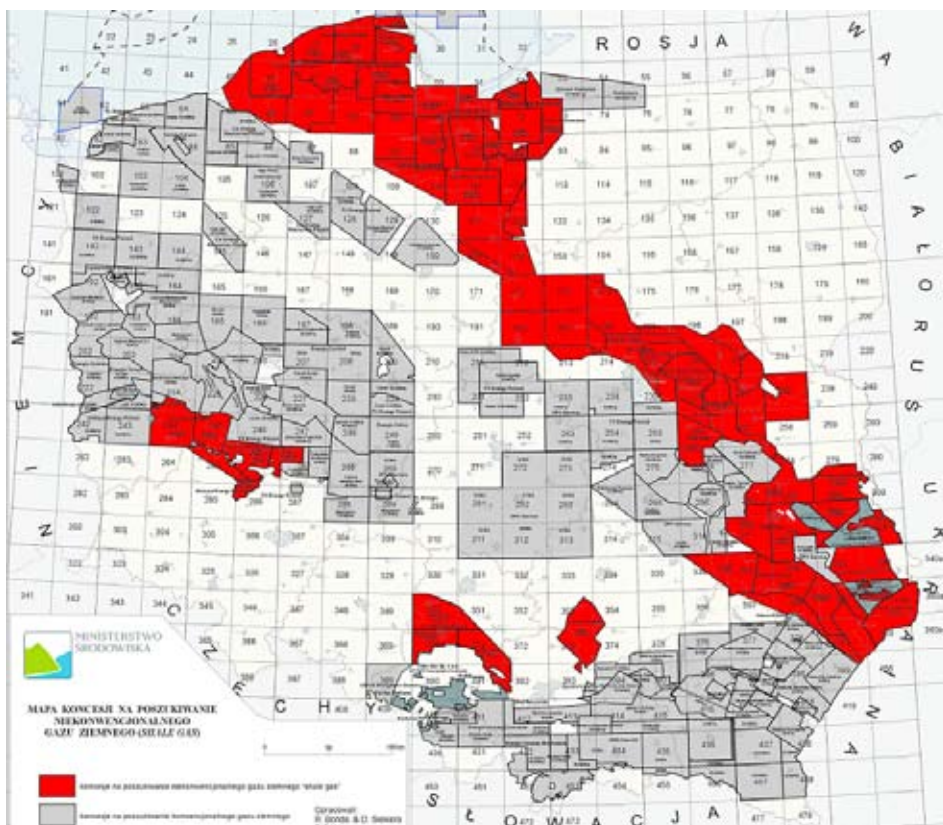
3.2 Potencjalne zasoby *shale gas* w Polsce

Według szacunków poszczególnych firm konsultingowych zasoby gazu ziemnego w skałach ilasto – łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce mogą sięgać od 1,4 bln m³, według firmy Wood Mackenzie do 3 bln m³ według Advanced Resources International⁶⁸. Trudno obecnie rzetelnie zweryfikować te szacunki.

67 „Concession policy and legal regulations for exploration and production of gas”, Henryk Jacek Jezierski, kwiecień 2010

68 „Poland ‘Bubbles Up’”, Bloomberg.com, 09.12.2009

Mapa 3.2 – Koncesje na poszukiwanie niekonwencjonalnych zasobów gazu typu *shale gas*⁶⁹



O wielkości bazy zasobowej przesądzą wyniki realizacji prac wykonywanych w ramach udzielonych przez Ministra Środowiska koncesji.⁷⁰ To, czy gaz w łupkach występuje w Polsce i w jakich ilościach, powinno się rozstrzygnąć w ciągu najbliższych 4 lat, czyli w okresie na jaki średnio wydano koncesje poszukiwawcze. Tereny prowadzenia koncesjonowanego poszukiwania gazu z łupków zaznaczone są na Mapie 3.2 kolorem czerwonym.

Pas łupkowy rozciąga się od wybrzeża, między Słupskiem a Gdańskiem, w kierunku Warszawy, aż po Lublin i Zamość. Prognozy mówią o tym, że potencjalne złoża gazu łupkowego w Polsce znajdują się na głębokościach od 2500–3000 m we wschodniej części tego pasa, do 4000–4500 m w jego części zachodniej.⁷¹

69 Ministerstwo Środowiska

70 Patrz rozdział 3.2 Obecna sytuacja na rynku shale gas w Polsce

71 „Gaz z łupków nie szkodzi elektrowni atomowej”, Bankier.pl, wywiad z dr Henrykiem Jezierskim, Piotr Siekański, 22.04.2010

Koszt jednego odwiertu pionowego w chwili obecnej przy takiej głębokości zalegania złóż może średnio wynieść od 6 do 13 milionów dolarów.

3.2 Poszukiwanie i rozpoznanie złóż gazu ziemnego w łupkach na terenie Polski

Według stanu na dzień 1 lipca br. w Polsce w mocy pozostaje 224 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego⁷² (patrz Dodatek 1: Zestawienie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce). Liczba ta obejmuje koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie zarówno konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Tereny poszukiwań obejmują 11% powierzchni Polski, czyli 37000 km².

Zgodnie z 11 koncesjami udzielonymi przez Ministerstwo Środowiska, dwie firmy z kapitałem amerykańskim – Exxon–Mobil Exploration and Production Poland Sp. Z o.o. i Mazovia Energy Resources Sp. Z o.o. – oraz jedna z kapitałem australijskim – Strzelecki Energia Sp. Z o.o. – prowadzą poszukiwania jedynie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. Ponadto 14 podmiotów z kapitałem polskim, amerykańskim, kanadyjskim, brytyjskim oraz australijskim posiada 40 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie zarówno węglowodorów konwencjonalnych jak i niekonwencjonalnych.

Obecnie jedna firma z kapitałem brytyjskim (Energia Zachód Sp. z o.o., której głównym udziałowcem jest Aurelian Oil&Gas) prowadzi prace poszukiwawczo–rozpoznawcze na podstawie jednej koncesji, ukierunkowane wyłącznie na rozpoznanie złoża gazu uwiecznionego w izolowanych porach skalnych, czyli tzw. *tight gas*. Dodatkowo na obszarach koncesyjnych znajdujących się w obrębie perspektywicznych rejonów występowania złóż gazu ziemnego typu *tight gas* (m.in. część koncesji udzielonych na rzecz PGNiG S.A.) koncesjodawcy nie precyzują zamiaru poszukiwania tego typu złóż, a jedynie planują poszukiwania *shale gas*.⁷³

72 „Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w Polsce w tym shale gas i tight gas”, Ewa Zalewska, Przegląd Geologiczny, vol. 58, nr 3, 2010

73 Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów w Polsce w tym shale gas i tight gas”, Ewa Zalewska, Przegląd Geologiczny, vol. 58, nr 3, 2010

W opinii wielu ekspertów, na obecnym etapie rozpoznania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce nie jest możliwe precyzyjne oszacowanie ich zasobów. O rzeczywistej wielkości bazy zasobowej przesądzą wyniki prac wykonywanych w ramach pozyskanych koncesji. Zezwolenia na poszukiwanie i rozpoznawanie gazu z łupków wydano w latach 2007–2010. Zakres prac przewidzianych w ramach udzielonych koncesji przede wszystkim obejmuje analizę archiwalnych danych oraz ich interpretację, terenowe badania sejsmiczne oraz wykonywanie wierceń poszukiwawczych i rozpoznawczych.

W czerwcu 2010 roku, firma Lane Energy we współpracy z ConocoPhillips rozpoczęła pierwsze prace wiertnicze na terenie obiektu Lębork. Urządzenie wiertnicze dostarcza firma Poszukiwania Nafty i Gazu „Nafta” z Piły, nadzór serwisowy i wykonanie wszystkich prac pomiarowych jak i intensyfikacyjnych wykonuje firma Schlumberger. Prace te mają potrwać do końca 2010 roku. Firma Lane Energy jest pierwszą firmą która rozpoczęła wiercenia w celu rozpoznania zasobów *shale gas* w Polsce. Według deklaracji, kolejne firmy rozpoczną prace sejsmiczne i wiertnicze jeszcze w tym roku.⁷⁴

Do chwili obecnej w Polsce nie odkryto jeszcze żadnego niekonwencjonalnego złoża gazu z łupków. W środowisku eksperckim panuje zgoda, że kwestia czy w Polsce występuje *shale gas*, najprawdopodobniej rozstrzygnie się w ciągu najbliższych 4–5 lat – jest to okres, na jaki wydano wielu firmom koncesje poszukiwawczo–rozpoznawcze. Niezbędnym czynnikiem warunkującym uzyskanie tych informacji jest wykonanie przez koncesjonowane firmy zaplanowanych prac geologicznych, w tym w szczególności wierceń w najbardziej perspektywicznych rejonach.⁷⁵

Na terenie Polski najbardziej perspektywicznymi obszarami występowania gazu z łupków jest Lubelszczyzna, Pomorze, Mazowsze, oraz Wielkopolska. W przypadku pozytywnych wyników poszukiwań oraz ekonomicznego uzasadnienia eksploatacji, proces zagospodarowania nowych złóż mógłby się rozpocząć za około 10 lat.⁷⁶

74 Państwowy Instytut Geologiczny, strona www w dn. 24.05.2010

75 Koncesje na poszukiwanie, Ewa Zalewska itd.

76 Koncesje na poszukiwanie, Ewa Zalewska itd.

3.3 Procedury przyznawania koncesji dla firm poszukujących niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego typu „shale gas” na terenie Polski⁷⁷

Zgodnie z ustawą z dnia 4 lutego 1994 r. *Prawo geologiczne i górnicze* (Dz. U. z 2005 r. Nr 228, poz. 1947, z późn. zm.) prowadzenie działalności w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów (w tym złóż niekonwencjonalnych) wymaga uzyskania koncesji, której udziela Minister Środowiska. Z wnioskiem o udzielenie koncesji na przedmiotową działalność, może się zwrócić każdy przedsiębiorca prowadzący działalność gospodarczą na podstawie ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. *o swobodzie działalności gospodarczej* (Dz. U. 07, Nr 155, poz. 1095, z późn. zm.), dotyczy to również przedsiębiorców z kapitałem zagranicznym.

Wymagania, jakie powinien spełniać wniosek o udzielenie koncesji określają przepisy *ustaw o swobodzie działalności gospodarczej* i *Prawo geologiczne i górnicze (Pgig)*. Do wniosku o udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin należy dołączyć również projekt prac geologicznych. Szczegółowe wymagania, jakim powinny odpowiadać projekty prac geologicznych określa Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 grudnia 2001r. (Dz. U. 153 poz.1777) *w sprawie projektów prac geologicznych*. Podmiot ubiegający się o koncesję na poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin ma prawo do nieodpłatnego wykorzystania informacji geologicznej przysługującej Skarbowi Państwa w celu sporządzenia projektu prac geologicznych.

Z uwagi na fakt, że zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. *o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko* (Dz. U. Nr 199, poz. 1227) oraz przepisów wykonawczych (rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004 r. *w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko* (Dz. U. Nr 257, poz. 2573 z późn. zm.) przedsięwzięcie polegające na poszukiwaniu i rozpoznawaniu gazu ziemnego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych ze złóż może być uznane za znacząco oddziaływujące na środowisko, może zaistnieć potrzeba sporządzenia raportu

⁷⁷ Na podstawie odpowiedzi udzielonych przez Departament Geologii i Koncesji Geologicznych w Ministerstwie Środowiska.

o oddziaływaniu na środowisko. W takim przypadku będzie istniała również konieczność przeprowadzenia przez właściwy organ ochrony środowiska (tj. wójta, burmistrza, prezydenta miasta lub regionalnego dyrektora ochrony środowiska) postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko w trybie przepisów ww. ustawy i uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Prowadząc postępowanie w sprawie udzielenia koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin organ koncesyjny (Minister Środowiska) zasięga opinii w tej sprawie u właściwych miejscowo: wójta, burmistrza lub prezydenta miasta. Opinie te nie są wiążące dla organu koncesyjnego lecz stanowią element pomocniczy postępowania koncesyjnego.

Zgodnie z art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 4 lutego 1994r. – *Prawo geologiczne i górnicze*, udostępnianie obszarów m.in. dla poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów (w tym złóż niekonwencjonalnych) odbywa się w drodze przetargu na nabycie prawa użytkowania górniczego. Zwycięzca przetargu występuje z wnioskiem o koncesję na poszukiwanie i/lub rozpoznawanie kopaliny.

Należy zaznaczyć, że ustanowienie użytkowania górniczego obejmujące poszukiwanie i rozpoznawanie gazu ziemnego (w tym niekonwencjonalnego gazu typu *shale gas*), metanu z pokładów węgla kamiennego, ropy naftowej oraz jej naturalnych pochodnych, może zostać ustanowione również w trybie bezprzetargowym, na podstawie art. 11 ust. 2a ustawy z dnia 4 lutego 1994r. – *Prawo geologiczne i górnicze*, jeżeli jest spełniony co najmniej jeden z poniższych warunków:

- 1) wykaz obszarów, w których taki tryb można zastosować został podany do publicznej wiadomości oraz opublikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej;
- 2) obszar objęty projektowanym użytkowaniem górniczym był w przeszłości przedmiotem przetargu, który nie zakończył się ustanowieniem użytkowania górniczego.

W świetle powyższego 7 października 2005 roku przekazano do Komisji Europejskiej wykaz obszarów, w których użytkowanie górnicze może zostać ustanowione w trybie bezprzetargowym z prośbą o opublikowanie w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. W dniu 26 kwietnia 2006 roku Komisja Europejska opublikowała w Dzienniku

Urzędowym Unii Europejskiej *Komunikat Rządu Rzeczypospolitej Polskiej dotyczący Dyrektywy 94/22/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków przyznawania i korzystania z koncesji na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów oraz Kompetentnych Organów Władzy określonych na podstawie art. 10 Dyrektywy 94/22/EC*" (Dz. U. C 98 z 26.4.2006, str. 22–24).

Od 26 kwietnia 2006 roku Minister Środowiska, jako organ koncesyjny, mógł więc na określonych przez niego obszarach ustanawiać użytkowanie górnicze dla poszukiwania i rozpoznawania złóż gazu ziemnego (w tym złóż gazu ziemnego niekonwencjonalnego), ropy naftowej i jej naturalnych pochodnych oraz metanu z pokładów węgla zarówno w trybie przetargowym jak i bezprzetargowym.

Jednocześnie warto podkreślić, iż udzielone przez Minister Środowiska do chwili obecnej koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego typu „shale gas” nie są równoznaczne z udzieleniem koncesji na wydobywanie kopaliny ze złoża.

W myśl przepisów ustawy *Prawo geologiczne i górnicze* przedsiębiorca, który otrzymał koncesję zobowiązany jest do uiszczenia tzw. opłaty koncesyjnej. W przypadku poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopaliny, zgodnie z art. 85 Pggig, opłatę ustala się jako iloczyn stawki opłaty (w roku 2010 jest to kwota 217,76 zł) i ilości kilometrów kwadratowych terenu, na którym jest prowadzona działalność. Wysokość, termin oraz sposób wnoszenia ww. opłaty określa koncesja. Opłata ta stanowi w 60% dochód gminy, na terenie której jest prowadzona działalność, a w 40% – dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (art. 86 ust 1 Pggig).

Wraz z uzyskaniem koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopaliny przedsiębiorcy podpisują ze Skarbem Państwa umowę o ustanowienie użytkowania górniczego. Opłatę za ustanowienie przedmiotowego użytkowania górniczego uzależniona jest od wielkości obszaru, na którym jest prowadzona działalność. Wynagrodzenie z tytułu tej umowy stanowi w całości dochód Skarbu Państwa (art. 83 Pggig).

Należy zaznaczyć, że w ramach prowadzonej działalności poszukiwawczo–rozpoznawczej przedsiębiorcy pozyskują informację geologiczną, która stanowić będzie własność Skarbu

Państwa. Ponadto są oni obowiązani do składania do organu koncesyjnego raportów z prowadzonych prac geologicznych, przekazywania próbek rdzeni wiertniczych oraz wyników prac uwzględnionych w koncesji. Informacje te wzbogacą wiedzę o budowie geologicznej naszego kraju i są przechowywane w Centralnym Arhiwum Geologicznym. Poszczególne koncesje zawierają określony zakres prac poszukiwawczo – rozpoznawczych (m. in. ilość i głębokość otworów wiertniczych, ilość prac sejsmicznych, etc.) oraz inne ewentualne zobowiązanie niefinansowe. Wszystkie koncesje dostępne są zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. (Dz.U. 2008 nr 199 poz. 1227, z późn. zm.) w publicznym wykazie danych.

W przypadku niewywiązywania się z obowiązków wynikających z otrzymanej koncesji lub wykonywania ich z rażącym naruszeniem przepisów prawa organ koncesyjny może zgodnie z art. 27a. PgiG oraz art. 58 ustawy *o swobodzie działalności gospodarczej* cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres. Ponadto zgodnie z art. 85 a. PgiG za prowadzenie działalności poszukiwawczo–rozpoznawczej prowadzonej z rażącym naruszeniem warunków koncesji może być naliczona dodatkowa opłata koncesyjna w wysokości trzykrotności opłaty ustalonej w koncesji.

3.4 Aspekty prawne związane z poszukiwaniem i wydobyciem gazu z łupków w Polsce⁷⁸

Zaangażowanie w poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu ziemnego w Polsce wiąże się dla inwestorów przede wszystkim z oceną ryzyka prawnego. Polskie prawo geologiczne i górnicze nie przewiduje szczególnych procedur dla poszukiwania, rozpoznania i wydobywania gazu z niekonwencjonalnych złóż. Należy więc postępować tak jak w przypadku innych węglowodorów.

W pierwszej kolejności inwestor, chcący uzyskać koncesję powinien zawrzeć ze Skarbem Państwa umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego (dającego prawo do korzystania z przestrzeni złoża stanowiącej własność Skarbu Państwa) oraz wystąpić z wnioskiem o wydanie koncesji (umożliwiającej wykonywanie konkretnej działalności w tej przestrzeni). Zarówno użytkowanie górnicze jak i koncesja mogą dotyczyć obu

⁷⁸ „Prawne aspekty poszukiwania, rozpoznania i wydobywania gazu łupkowego (shale gas) i gazu zamkniętego (tight gas) w Polsce”, Ewa Rutkowska-Subocz, Kancelaria Wierciński Kwieciński Baehr, 2010

faz: poszukiwania i rozpoznawania kopalin, lub tylko jednej z nich. Faza wydobywania udokumentowanych i zatwierdzonych zasobów złożyła to kolejny etap i kolejna umowa. Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami podmiot, który rozpoznał i udokumentował złożę gazu ziemnego oraz sporządził jego dokumentację geologiczną może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi podmiotami w ciągu dwóch lat od dnia pisemnego zawiadomienia o przyjęciu dokumentacji geologicznej przez organ administracji geologicznej. W praktyce oznacza to, że takiemu podmiotowi będzie również przysługiwało przez okres 2 lat pierwszeństwo do uzyskania koncesji na wydobycie gazu ziemnego.

Inwestor, który pragnie zaangażować się w działalność związaną z poszukiwaniem i rozpoznawaniem, a w dalszym etapie wydobywaniem gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce, może rozważyć kilka prawnie dostępnych dróg rozpoczęcia działalności na tym rynku.

Przede wszystkim może wstąpić w miejsce przedsiębiorcy, któremu już przysługuje użytkowanie górniczne oraz koncesja. W takim przypadku zastosowanie może znaleźć instytucja przeniesienia użytkowania górniczego oraz koncesji na inny podmiot. Dokładne warunki przeniesienia użytkowania górniczego zazwyczaj określa umowa o ustanowieniu użytkowania górniczego. Może ona na przykład wprowadzić wymóg uzyskania zgody Skarbu Państwa na taką czynność. Koncesja jest natomiast przenoszona przez organ koncesyjny za zgodą przedsiębiorcy, który był jej adresatem, po spełnieniu przez podmiot, na który koncesja ma zostać przeniesiona, ustawowo wymienionych przesłanek. Organ może odmówić przeniesienia koncesji tylko w wyliczonych w ustawie przypadkach (np. gdy sprzeciwia się temu ważny interes gospodarki narodowej).

Dla inwestorów interesująca mogłaby też być możliwość przeniesienia jedynie części uprawnień z użytkowania górniczego i koncesji. W odpowiedzi na takie zapotrzebowanie inwestorów pojawiła się w Polsce praktyka przenoszenia części użytkowania górniczego. Jednak zgodnie z polskim prawem nie jest możliwe przeniesienie części uprawnień koncesyjnych.

Innym sposobem zaangażowania się inwestora w działalność związaną z niekonwencjonalnymi złożami gazu ziemnego, prowadzoną przez innego

przedsiębiorcę, może być zdobycie wpływu korporacyjnego na podmiot będący stroną umowy o użytkowaniu górnictwem i adresatem koncesji, poprzez nabycie akcji lub udziałów w takim podmiocie lub połączenie, bądź przekształcenie spółek posiadających koncesje. Mnogość rozwiązań w tym zakresie pozwala na stworzenie wielu scenariuszy pojawienia się inwestorów na rynku.

Można też rozważyć stworzenie struktury powiązań prawnych, kontraktowych, będących odpowiednikiem znanej i popularnej w krajach anglosaskich umowy typu farm-out. Jest to umowa cywilnoprawna, na mocy której jedna ze stron nabywa uprawnienia do zysków ze złoża w zamian za finansowe i technologiczne zaangażowanie w poszukiwanie i rozpoznawanie (a dalej wydobywanie) kopaliny. Implementowanie struktury wynikającej z tej umowy na grunt polskiego prawa jest trudne (ze względu na różnice w systemach prawnych), ale prawnie dopuszczalne i możliwe do wypracowania.

Opłaty eksploatacyjne w Polsce wynoszą od 1% do 2,5% przychodu z wydobycia gazu w zależności od wielkości produkcji. W innych krajach opłaty licencyjne są kilka razy wyższe – w USA sięgają dwudziestu kilku procent. Rząd w Warszawie, oferuje wyjątkowe warunki z przyczyn strategicznych. Według przedstawicieli rządu, w ten sposób przyciągnie się do Polski możliwie dużą liczbę firm, które potrafią wydobywać gaz z łupków.⁷⁹

W USA impulsem do rozwoju rynku niekonwencjonalnych złóż węglowodorów były zniżki i ulgi podatkowe. Stały się one w konsekwencji zachętą dla inwestorów, którzy mogli przeznaczyć większe środki finansowe na poszukiwania i nowe technologie. Ważna była świadomość istnienia stabilnego systemu opłat nakładanych przez państwo, co pozwalało na właściwe ocenienie ryzyka biznesowego.

W Polsce, wyznaczono opłaty eksploatacyjne nie jako procent sprzedaży, ale w postaci stawki uzależnionej od ilości wydobytego surowca. Biorąc pod uwagę rynkowe ceny gazu ziemnego, przychody z tytułu opłat od ilości wydobycia są dużo niższe niż opłaty oparte o wartość sprzedaży. Np. w 2009 roku opłata eksploatacyjna za wydobycie 1000 m³ gazu ziemnego wysokometanowego wynosiła 5,63 złotych, innych gazów (z wyjątkiem metanu z pokładów węgla) 4,68 złotych. Dla porównania, w 2009 roku,

79 Komunikat, Ministerstwo Środowiska, 11.03.2010

średnia cena za jeden m³ gazu dla gospodarstw domowych wynosiła 2,41 złotych (wliczając opłaty przesyłowe).⁸⁰

W tej chwili opłaty eksploatacyjne zapisane ustawowo są niskie⁸¹, natomiast nie ma pewności, że nie zostaną one znacznie podwyższone w momencie gdy odwierty okażą się obiecujące.⁸²

Państwo posiada pewne narzędzia broniące je przed nadużyciami przy pozyskiwaniu koncesji na wydobywanie:

Zgodnie z Art. 26b. Prawa Geologicznego i Górniczego

Odmowa udzielenia koncesji może nastąpić, jeżeli zamierzona działalność narusza wymagania ochrony środowiska, w tym związane z racjonalną gospodarką złożami kopalin, również w zakresie wydobywania kopalin towarzyszących, bądź uniemożliwia wykorzystanie nieruchomości zgodnie z ich przeznaczeniem. Odmowa udzielenia koncesji na działalność w zakresie składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, może również nastąpić, jeżeli istnieje uzasadniona technicznie, ekologicznie lub ekonomicznie możliwość odzysku lub możliwość unieszkodliwiania odpadów w inny sposób niż składowanie.

Jakkolwiek obecne przepisy zdają się tworzyć stabilną, choć niezbyt rozbudowaną, ramę prawną dla działań związanych z niekonwencjonalnymi złożami gazu ziemnego w Polsce, trzeba mieć na względzie, że przygotowany został projekt nowego prawa geologicznego i górniczego. Jest on obecnie przedmiotem prac parlamentarnych. Projekt wprowadza szereg zmian, między innymi, implementując do polskiego porządku prawnego zapisy tzw. Dyrektywy węglowodorowej Nr 94/22/WE, spośród których szczególne znaczenie będzie miało wprowadzenie obowiązkowej procedury przetargowej poprzedzającej wydanie koncesji na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów. Obecne brzmienie projektu (w przeciwieństwie do obowiązującego w tym zakresie prawa) nie daje podstaw do przyjęcia, że przedsiębiorca, który rozpoznał kopalinę nadal będzie miał pierwszeństwo (i gwarancję) w przypadku ustanowienia użytkowania górniczego (i koncesji) na jej wydobywanie.

80 URE, maj 2009

81 Depesza RMF FM, 14 maja 2010

82 Depesza RMF FM, 14 maja 2010

3.5 Potencjalne problemy na drodze do wydobywania *shale gas* w Polsce

- Brak sprecyzowanej polityki rządowej wspartej rozporządzeniem Rady Ministrów, co do działań mających na celu rozwój rynku *shale gas* w Polsce.
- Same koszty wiercenia otworów są znacznie wyższe w Europie niż w USA. Perspektywiczne skały łupkowe w Europie zalegają często na większych głębokościach niż podobne skały łupkowe w USA, co oznacza jeszcze większe koszty wierceń.⁸³
- Polskie koncerny wydobywcze nie posiadają technologii niezbędnych do wydobywania gazu z łupków na odpowiednio niskim kosztowo poziomie, a ich rola i obecność na rynkach międzynarodowych jest mała.
- Wg amerykańskiej firmy serwisowej Baker Hughes, w maju 2010 r. w Europie było 88 aktywnych urządzeń wiertniczych, z czego 46 wykonywało prace wiertnicze na lądzie, a pozostałe na morzu. W tym samym czasie w Stanach Zjednoczonych pracowało nieco ponad 1500 takich urządzeń.⁸⁴ Szacuje się, że w Polsce znajduje się 27 urządzeń wiertniczych, z czego tylko część prowadzi obecnie prace wiertnicze. Tymczasem sprowadzanie sprzętu zza oceanu może się okazać trudne, ponieważ USA i Kanada bazują na innych metodach obliczeniowych i certyfikacyjnych niż te w Europie.
- Ze względu na gęstość zabudowy, poszukiwania i wydobywanie mogą okazać się trudne.⁸⁵
- Wiedza na temat autentycznych zasobów jest bardzo mała, do tej pory wywiercono 5 otworów w basenie morza Bałtyckiego w północno-zachodniej Polsce.
- Możliwy jest scenariusz, że po zainwestowaniu wielu milionów złotych w technologię oraz próbnym odwiertach, wydobywanie okaże się nieopłacalne ekonomicznie.

83 „Poland's paltry shale gas indicators” Kate Mackenzie, Financial Times, 19.04.2010

84 Baker Hughes, czerwiec 2010

85 „Poland's paltry shale gas indicators” Kate Mackenzie, Financial Times, 19.04.2010

3.6 Szanse i korzyści płynące z rozwoju rynku *shale gas* w Polsce

- Polska stoi przed ogromną szansą na całkowite przemodelowanie krajowego rynku energetycznego. Jeżeli szacunki Wood Mackenzie lub Advanced Resources International okażą się prawdziwe, Polska z importera gazu może stać się jednym z eksporterów.
- Polskie firmy, które wezmą czynny udział w eksploatacji niekonwencjonalnych źródeł gazu mają szansę na osiągnięcie większego znaczenia na arenie międzynarodowej.
- Pozyskanie najnowocześniejszych technologii niezbędnych do rozpoznania oraz eksploatacji umożliwi „skok technologiczny” sektora upstream w Polsce.
- Dzięki rozwojowi wydobycia gazu niekonwencjonalnego, nastąpi rozwój infrastruktury transportowej oraz przesyłowej praktycznie w całym kraju. Dodatkowo gminy pozyskają fundusze z tytułu opłat i podatków związanych z pozyskiwaniem gazu naturalnego.
- Potencjalny wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce, pozwoli na szybsze dostosowanie kraju do wymogów Unii Europejskiej poprzez ograniczenie emisji CO₂.

PODSUMOWANIE

Dzięki ciągłemu udoskonalaniu technik eksploatacyjnych niekonwencjonalne złoża gazu w skałach macierzystych stały się dostępne.

To czy w Polsce nastąpi rewolucja gazowa zależy głównie od warunków geologicznych. Obecnie trudno ocenić jakie są rzeczywiste zasoby gazu łupkowego i czy wydobycie będzie opłacalne ekonomicznie. Pierwsze wyniki będą znane w ciągu najbliższych 4–5 lat, gdy podmioty gospodarcze zrealizują założenia związane z koncesjami poszukiwawczo–rozpoznawczymi wydanymi przez Ministerstwo Środowiska. Polski rząd oferuje wyjątkowo korzystne warunki koncesjonowania jako zachętę do badań nad zasobami gazu niekonwencjonalnego. Jest to spowodowane czynnikami strategicznymi, mającymi na celu uniezależnić Polskę od zagranicznych źródeł gazu ziemnego w przyszłości.

Na pewno gaz z łupków nie zmieni energetycznego oblicza Polski i regionu od razu. Tak jak w przypadku wszystkich rewolucji surowcowych i energetycznych zmiany zachodzą powoli, natomiast *shale gas* ma ogromny potencjał na wprowadzenie trwałych zmian w polskim, jak i również europejskim sektorze energetycznym. Nasz kraj ma szansę stać się w pełni niezależny od importu gazu ziemnego z zewnątrz, a polskie spółki na polepszenie pozycji na arenie międzynarodowej.

DODATEK 1

ZESTAWIENIE KONCESJI NA POSZUKIWANIE I ROZPOZNAWANIE ZŁÓŻ ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO W POLSCE (stan na lipiec 2010) ⁸⁶

⁸⁶ „Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce (wg. Stanu na dzień 1 lipca 2010) – Ministerstwo Ochrony Środowiska

Firma	łączna liczba wszystkich koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów*	Liczba koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie jedynie konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji na łączne poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych i konwencjonalnych złóż węgłowodorów	Liczba koncesji wyłącznie na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węgłowodorów
CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.	4	4	–	–
Celtique Energie Poland Sp. z o.o.	3	3	–	–
Chevron Polska Exploration and Production Sp. z o.o.	3	–	3	–
Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.	1	–	1	–
Cuadrilla Polska Sp. z o.o.	2	–	2	–
DPV Service Sp. z o.o.	21	21	–	–
Energia Cybinka Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	–	–
Energia Kalisz Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	–	–
Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp.)	2	2	–	–
Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	4	4	–	–
Energia Torzym Sp. z o.o. Sp. kom. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	1	1	–	–
Energia Zachód Sp. z o.o. (Aurelian Oil & Gas Poland Sp. z o.o.)	3	2	1	–
ExxonMobil Exploration and Production Poland Sp. z o.o.	5	–	2	3
FX Energy Sp. z o.o.	21	21	–	–
Gas Plus International Sp. z o.o.	1	1	–	–

Helland Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Indiana Investments Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	3	-	3	-
Joyce Investments Sp. z o.o. (Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Lane Energy Poland Sp. z o.o. (3Legs Resources Plc)	6	-	6	-
Lane Resources Poland Sp. z o.o. (3Legs Resources Plc)	3	-	3	-
Liesa Investments Sp. z o.o. (San Leon Energy)	2	-	2	-
Marathon Oil Poland Sp. z o.o.	7	-	7	-
Maryani Investments Sp. z o.o.(Realm Energy International Co.)	1	-	1	-
Mazovia Energy Resources Sp. z o.o. (EurEnergy Resources Corporation)	7	-	-	7
Oculus Investments Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	3	-	3	-
LOTOS Petrobaltic S.A.	8	8	-	-
PGNiG S.A.	89	82	7	-
Orlen Upstream Sp. z o.o. (PKN Orlen S. A.)	5	-	5	-
PL Energia S.A.	2	2	-	-
RWE Dea AG S.A.	5	5	-	-
Saponis Investments Sp. z o.o. (BNK Petroleum)	3	-	3	-
Strzelecki Energia Sp. z o.o.	1	-	-	1
Vabush Energy Sp. z o.o. (San Leon Energy Plc)	1	-	1	-
Łącznie	221	158	52	11

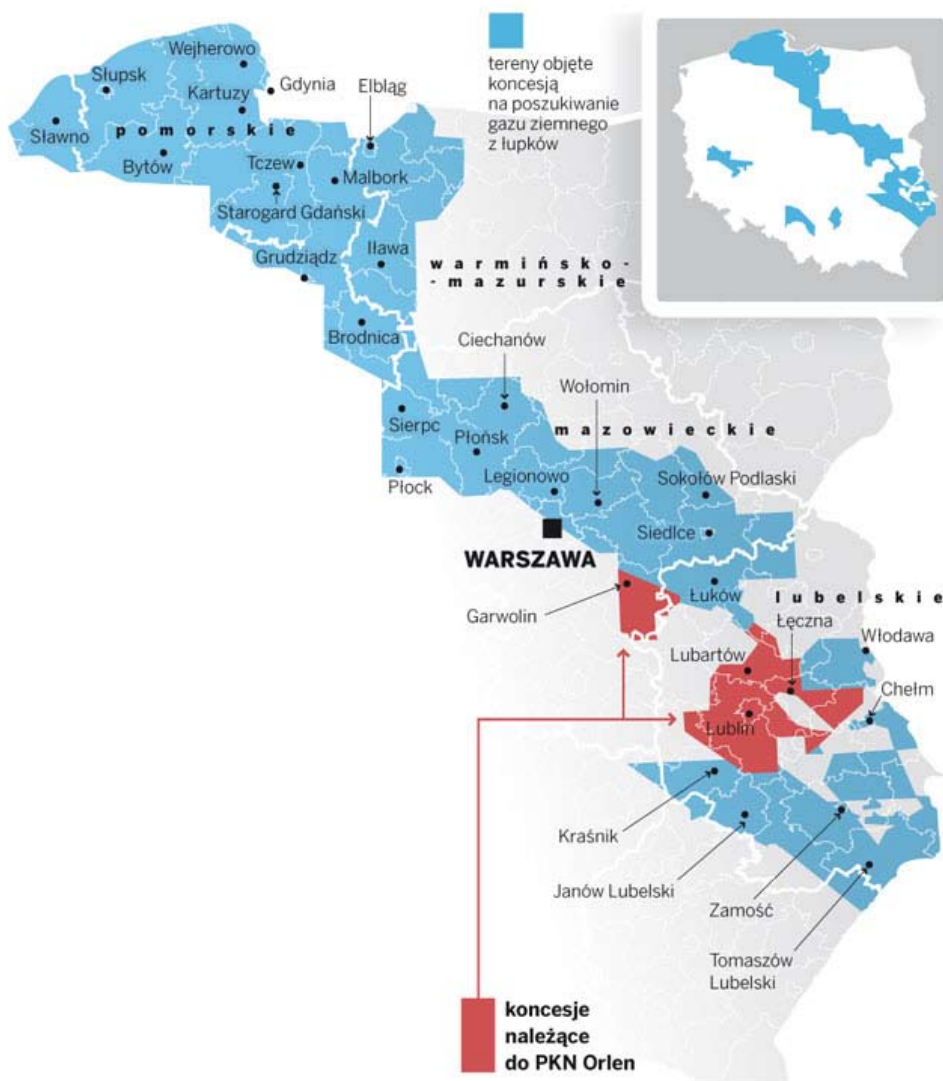
DODATEK 2

CASE STUDY – POSZUKIWANIE GAZU Z ŁUPKÓW NA PRZYKŁADZIE DZIAŁALNOŚCI PKN ORLEN⁸⁷

87 Informacje pochodzą z PKN Orlen

PKN Orlen posiada 5 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w rejonie lubelskim od listopada 2007 roku. Obszar ten obejmuje około 5000 km². Występowanie złóż konwencjonalnych pokrywa się z potencjalnym występowaniem złóż niekonwencjonalnych. Spółką zależną PKN Orlen zajmującą się poszukiwaniami paliw, w tym gazu łupkowego, jest Orlen Upstream.

Mapa – Lokalizacja koncesji PKN Orlen⁸⁸



88 Źródło: Dziennik Gazeta Prawna 25.02.2010

Przeprowadzone badania⁸⁹

PKN Orlen zakończył obecnie pierwszy etap prac badawczych na koncesjach w basenie lubelskim. Działania obejmowały analizę archiwalnych danych geologicznych, otworowych w tym pomiarów geofizycznych oraz sejsmicznych. Badane były obiekty w obrębie utworów karbonu i dewonu. Prowadzone były również prace dokumentujące stan rozpoznania utworów dolno – paleozoicznych (utwory ilasto–łupkowe górnego ordowiku i dolnego syluru) w najbardziej perspektywicznych fragmentach bloków koncesyjnych należących do PKN Orlen.

Dzięki przeprowadzonym badaniom wytypowano do dalszego rozpoznania metodami sejsmicznymi najbardziej perspektywiczne obiekty konwencjonalne jak i potencjalnie najciekawsze obszary dla występowania złóż niekonwencjonalnych. Przeprowadzono również wstępne szacunki dot. wielkości zasobów wydobywalnych.

Głównymi horyzontami, z którymi wiąże się największe perspektywy i w których odkryto największe w tym rejonie złoża typu konwencjonalnego to piaszczysto–mułowcowe utwory karbonu zalegające na głębokości od około 1500 do ponad 3000 metrów p.p.t. oraz oczywiście utwory łupkowe dolnego paleozoiku zalegające na głębokościach od 1500 do 4000m p.p.t

Nowe prace sejsmiczne realizowane były na bloku koncesyjnym Garwolin. Objęły one wykonanie terenowych, refleksyjnych badań sejsmicznych 2D wzdłuż wytypowanych uprzednio profili. Głównym wykonawcą zaprojektowanych prac sejsmicznych jest firma Geofizyka Kraków Sp. z o.o., która posiada odpowiedni sprzęt oraz wieloletnie doświadczenie w prowadzeniu tego typu badań w Polsce i na świecie.

Pierwsza interpretacja wykonanych prac sejsmicznych będzie najprawdopodobniej możliwa w sierpniu 2010 roku.

89 Na dzień 08.06.2010

Dalsze prace badawcze

W chwili obecnej⁹⁰ prowadzone są dalsze badania sejsmiczne. Do końca października 2010 łącznie przeanalizowanych zostanie 2300 km linii sejsmicznych 2D. Zostaną przeprowadzone m.in. badania określające podatność łupków na szczelinowanie hydrauliczne stymulujące migracje gazu do odwiertu, analiza całości danych dla potwierdzenia głębokości zalegania serii perspektywicznych oraz wyznaczenia lokalizacji pierwszych otworów badawczych.

Łącznie na pierwszy etap poszukiwań gazu łupkowego PKN Orlen ma zamiar przeznaczyć ponad 100 mln zł.

Planowane prace wiertnicze

Do roku 2012 zostaną przeprowadzone wiercenia dla potwierdzenia własności fizykomechanicznych skał, określenia zawartości oraz dojrzałości substancji organicznej. Parametry te decydują o ilości możliwego do wydobycia gazu.

W latach 2012–2013 planowane jest wykonanie pierwszych wierceń testujących możliwości produkcyjne. Natomiast na lata 2014–2016 przewidziane jest wykonanie pierwszych otworów horyzontalnych mających od 1 do 2 km długości o charakterze eksploatacyjnym.

Finansowanie badań i przyszłej eksploatacji

Prace poszukiwawcze Orlen Upstream wykonuje ze środków własnych. W chwili obecnej⁹¹ prowadzone są rozmowy z partnerami potencjalnie zainteresowanymi współpracą, którzy posiadają technologię oraz doświadczenie w poszukiwaniu i eksploatacji gazu z łupków. Na etapie późniejszym, struktura projektu przyjmie najprawdopodobniej formę „Project finance”.

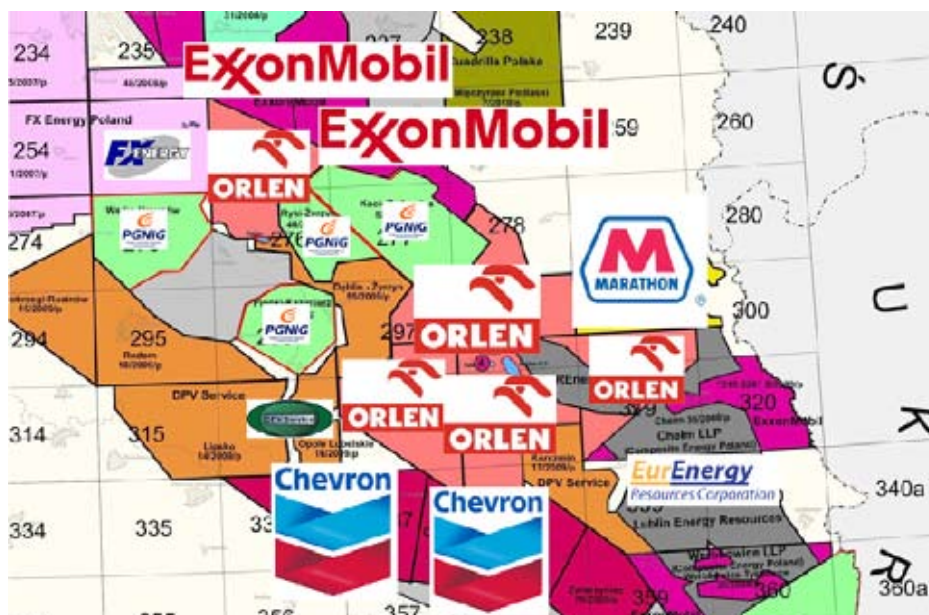
Naturalnymi partnerami do potencjalnej współpracy są firmy, które sąsiadują z pięcioma obszarami koncesyjnymi PKN Orlen na Lubelszczyźnie – ExxonMobil, Chevron oraz

90 Stan na dzień 08.06.2010

91 Stan na dzień 08.06.2010

Marathon Oil. Orlen podpisał do tej pory 15 porozumień z firmami, głównie z USA, ale również z Włoch, Kanady, Austrii, Holandii oraz Wielkiej Brytanii – m.in. z Lane Energy, South West Energy, Eni czy Shell.

Mapa – Koncesjodawcy w rejonie lubelskim⁹²



Współpraca z doświadczonymi partnerami przy realizacji tego typu innowacyjnych projektów niesie ze sobą wymierne korzyści:

- Dostęp do know-how oraz odpowiednich technologii,
- Minimalizacja ryzyka związanego z poszukiwaniami surowca, przy jednoczesnym zachowaniu pierwszeństwa do wydobywania surowca z odkrytych złóż.

Kolejne koncesje

Obecnie⁹³ prowadzone są również zaawansowane prace studyjne nad wytypowaniem kolejnych potencjalnie perspektywicznych obszarów występowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego na terenie Polski.

⁹² Źródło – PKN Orlen

⁹³ Stan na dzień 08.06.2010

DODATEK 3

**BOOM NA METAN
Z POKŁADÓW WĘGLA W LATACH 90'**

W lat 90-tych furorę wywołały zdjęcia z amerykańskiego satelity ukazujące chmury metanu nad Śląskiem. Metan w atmosferze pochodził ze złóż metanu w pokładach węgla (MPW). Udokumentowane zasoby MPW występują w 51 złożach w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.

Zasoby metanu z pokładów węgla wg Akademii Górniczo–Hutniczej w Krakowie:

- udokumentowane, wydobywane bilansowe zasoby metanu – 89,5 mld m sześć.
- w złożach eksploatowanych – ok. 26 mld m sześć.
- metan w złożach już zagospodarowanych – 3,6 mld m sześć.
- w niezagospodarowanych złożach rezerwowych lub poniżej 1 km w p.p.t. – ok. 60 mld m sześć.
- potencjalne zasoby metanu z pokładów węgla – ok. 350 mld m sześć.

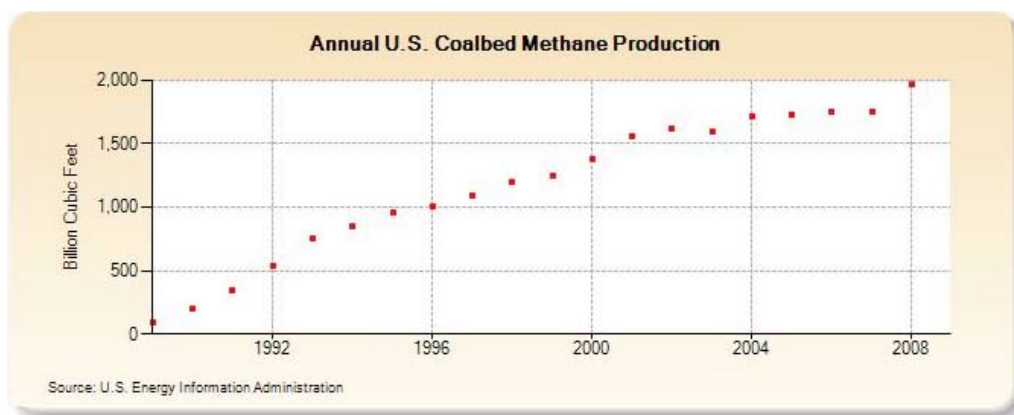
Zagraniczne koncerny takie jak Amoco, Texaco, McCormic, wykonały w latach 90-tych kilkanaście odwiertów testujących przyływ gazu bezpośrednio z pokładów węgla, niestety rezultaty nie były zadawalające i dalsze prace zostały zarzucone. Podobnie jak przy gazie z łupków, wydobywanie metanu z pokładów węgla wymaga rozszczelniania skał. Polskie pokłady węgla charakteryzuje mała szczelinowatość i niska przepuszczalność – oznacza to, że trzeba dużej ilości odwiertów aby uwolnić metan z niewielkiego obszaru. Ze względu na te cechy polskich pokładów węgla – zagraniczne firmy zrezygnowały z wydobywania w Polsce metanu metodą wiertniczą.

Obecnie największymi producentami metanu z pokładów węgla są:

1. KWK Brzeszcze – 109,80 mln m³/rok (Kompania Węglowa)
2. KWK Krupiński – 99,72 mln m³/rok (Jastrzębska Spółka Węglowa)
3. KWK Zofiówka – 52,63 mln m³/rok (Jastrzębska Spółka Węglowa)

Dla porównania w USA, zasoby MPW są szacowane na 588,9 m³, roczne wydobywanie tego gazu w okresie 1990–2008 wzrosło dziesięciokrotnie z 5,55 mld m³ do 55,67 mld m³.⁹⁴

Rysunek 4.1 – Roczne wydobycie metanu pokładów węgla w USA (mld stóp³)



Chmury metanu, które udokumentowali Amerykanie zdjęciami satelitarnymi, utworzył gaz ulatniający się do atmosfery poprzez systemy wentylacyjne kopalń oraz spękania górotworów. Metan jest, ale trudny do eksploatacji.

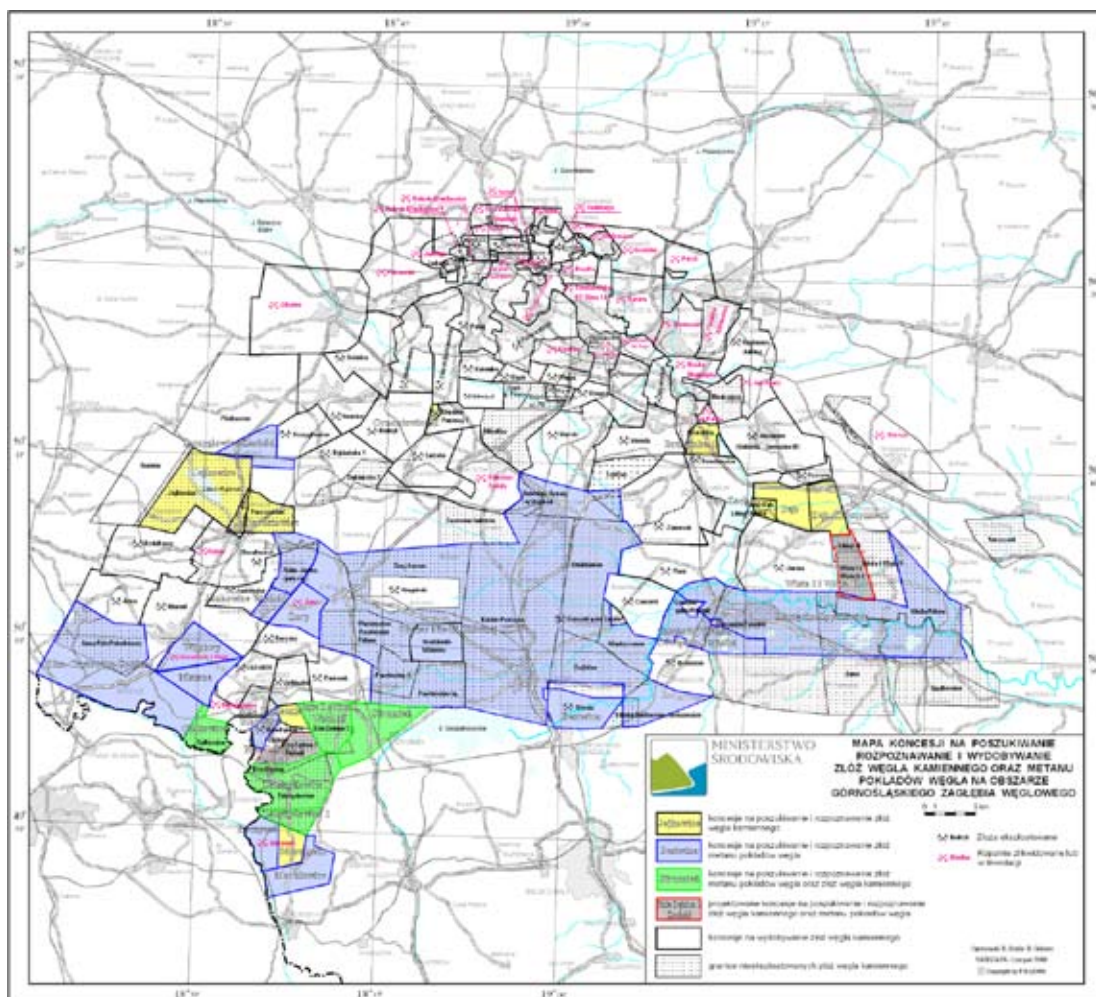
Teraz ilość pozyskanego metanu jest uzależniona od wydobycia węgla. Metan wydobywany jest dla bezpieczeństwa górników oraz zapewniania kopalniom źródła energii.

Metan w Polsce wykorzystywany jest głównie w kopalniach do produkcji ciepła i energii, zasilania suszarek (węgla), zasilania układów klimatyzacyjnych.

Alternatywnie metan może zostać wykorzystany w instalacjach miejskich. Jastrzębska Spółka Węglowa – której kopalnie zakwalifikowane są do najwyższej grupy (IV) metanowości – planuje uruchomienie instalacji pilotażowej na terenie zamkniętej w 2000 roku kopalni Moszczenica. JSW chce też sprzedawać metan w butlach gazowych. Projekt ma zostać uruchomiony w 2011 roku przez spółkę CNG Jastrzębie. Metan miałby pochodzić z kopalni Budryk, Pniówek i Krupiński.

Jedyną spółką zajmującą się stricte wydobyciem metanu jest KARBONIA PL spółka zależna New World Resources należącej do czeskiego potentata węglowego Zdenka Bakali. Metan wydobywany jest na terenie dawnej kopalni Morcinek w Kaczycach (niedaleko granicy czeskiej) i przesyłany głównie do odbiorców czeskich (mniejsze ilości do polskich odbiorców m.in. komunalnych).

Dodatkowym przychodem przy wydobyciu metanu jest sprzedaż jednostek. Metan ma 21-tnie większy potencjał cieplarniany niż dwutlenek węgla. Rozbudowując instalacje odmetanowania i wykorzystując gaz do celów przemysłowych polskie przedsiębiorstwa uzyskują zredukowane jednostki emisji CO₂ (ERU), które mogą zostać sprzedane na rynku międzynarodowym. Pierwszej takiej transakcji dokonała JSW sprzedając jednostki japońskiemu koncernowi energetycznemu Chugoku Electric Power (przychody z tego tytułu to ok. 1 mln zł rocznie). Podobny kilkuletni kontrakt z Chugoku wart ok. 30 mln zł zawarła Kompania Węglowa.



Mapa 4.1 – Koncesje na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie złóż węgla kamiennego oraz metanu z pokładów węgla na obszarze górnośląskiego zagłębia węglowego⁹⁵

Dlaczego rynek gazu łupkowego ma szansę rozwinąć się lepiej niż rynek metanu z pokładów węgla?

- łatwiejszy dostęp do złóż dla wszystkich (metan związany jest ze złożami węgla, które w większości są pod kontrolą koncernów węglowych)
- obniżenie kosztów poszukiwań i eksploatacji w ciągu ostatniej dekady
- większy nacisk na ekologiczne technologie i wprowadzenie międzynarodowych kryteriów klimatycznych

Tabela 4.1 – Firmy posiadające koncesje na metan jako kopaliny głównej⁹⁶

firma	Liczba koncesji	kapitał	Typ koncesji
Fiten Gaz Sp. z o.o. (Cetus – Energetyka Gazowa Sp. z o.o.)	6	PGNiG	Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż metanu
Werbkowice LLP, Chelm LLP Composite Energy (Poland) Sp. z o.o.	2	Należy do brytyjskiej firmy poszukiwawczej Composite Energy Ltd. Posiadające licencje w Anglii, Szkocji i Polsce (woj. lubelskie, koncesje w okolicach Chelma i pomiędzy Tomaszowem Lubelskim a Hrubieszowem) www.composite-energy.co.uk	j.w.
EurEnergy Resources Poland Sp. z o.o.	3	Spółka zależna amerykańskiej firmy poszukiwawczej EurEnergy Resources Corporation. EurEnergy posiada koncesje w USA, Bułgarii, Polsce, Rumunii, na Ukrainie, w Kazachstanie, Libii, na Karaibach i w Kolumbii.	j.w.
European Diversified Resources Sp. z o.o.	1	Spółka prywatna zarejestrowana w Poznaniu. Udziałowcy: Ian Macgregor Thom, Bolesław Kozyrski, Anthony Scott Veitch	j.w.
Pol-Tex Methane Sp. z o.o.	2	Należy Consolidated Seven Rocks Mining (której udziałowcami jest polski inżynier dr Bohdan Żakiewicz oraz Przemysław Koelner).	j.w. (w tym 1 koncesja „łączna” w fazie poszukiwawczo-rozpoznawczej)
Urządzenia i Konstrukcje S.A.	1	Konstrukcja maszyn dla przemysłu węglowego – np. dla Katowickiego Holdingu Węglowego www.uiksa.pl	Koncesja na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż metanu
NWR Karbonia PL Sp. z o.o.	1	New World Resources (Zdenek Bakala) www.newworldresources.eu	(koncesja na rozpoznanie, poszukiwanie i wydobywanie; w fazie wydobywania)
Metanel S.A.	1		koncesja na wydobywanie metanu ze złoża „Silesia Głęboka”.

CH4 Sp. z o.o. (Pol-Tex Methane Sp. z o.o.)	2	licencje na wydobycie węgla i metanu („Strumień”).	Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węgla kamiennego oraz metanu
Jastrzębska Spółka Węglowa S. A.	3		j.w.
NWR Karbonia Sp. z o.o.	1	New World Resources (Zdenek Bakala) www.newworldresources.eu	j.w.

DODATEK 4

LISTA RYSUNKÓW, MAP I WYKRESÓW

Rysunki	str
Rysunek 1.1 – Konwencjonalne złożę gazu ziemnego	16
Rysunek 1.2 – Niekonwencjonalna skała zbiornikowa zawierająca gaz (shale gas)	17
Rysunek 1.3 – Schemat odwiertu poziomego (horizontal drilling)	18
Rysunek 1.4 – Schemat zarurowania otworu wiertniczego	19
Rysunek 1.5 – Schemat szczelinowania hydraulicznego (hydraulic fracturing)	22
Rysunek 2.1 – Produkcja gazu ziemnego w USA	33
Rysunek 2.2 – Prognozy importu gazu LNG do USA (wartości w mld m ³)	35
Rysunek 2.3 – Perspektywy rozwoju rynku gazu niekonwencjonalnego w USA	37
Rysunek 2.4 – Trendy w produkcji shale gas w USA w podziale na obszar występowania	38
Rysunek 4.1 – Roczne wydobycie metanu pokładów węgla w USA (mld stóp ³)	68

Mapy	str
Mapa 2.1 – Udokumentowane zasoby shale gas w USA	36
Mapa 2.2 – Struktury łupkowe Barnett w basie Fort Worth	39
Mapa 3.1 – Zasoby gazu niekonwencjonalnego w Europie	43
Mapa 3.2 – Koncesje na poszukiwanie niekonwencjonalnych zasobów gazu typu shale gas	44
Mapa 4.1 – Koncesje na poszukiwanie, rozpoznanie i wydobywanie złóż węgla kamiennego oraz metanu z pokładów węgla na obszarze górnośląskiego zagłębia węglowego	69

DODATEK 5

SŁOWNICZEK TERMINÓW, NAZW I POJĘĆ

ARI – Advanced Resources International Inc. (www.adv-res.com), działająca od lat 70-
ch, amerykańska firma prowadząca badania geologiczne. Specjalizuje się w badaniu złóż
niekonwencjonalnych, zaawansowanym pozyskiwaniu ropy (Enhanced Oil Recovery),
sekwestracji dwutlenku węgla

BTU – British Thermal Units (BTU), jednostka energii używana głównie w USA. 1 BTU
to ilość energii potrzebna do podniesienia temperatury jednego funta wody o jeden
stopień Fahrenheita. Wartość 1 BTU to od 1054 do 1059 J.

CERA – Cambridge Energy Research Associates (dokładnie IHS CERA). Uznana
amerykańska firma consultingowa i business intelligence zajmująca się surowcami
energetycznymi, z siedzibą w Cambridge, Massachusetts. Założycielem i prezesem
firmy jest Daniel Yergin, autorytet w zakresie geopolityki i ekonomii surowców
energetycznych, szczególnie ropy naftowej, autor nagrodzonej nagrodą Pulitzera
książki *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money and Power*. CERA należy do notowanej
na nowojorskiej giełdzie IHS Inc. (Information Handling Services) grupy prowadzącej
działalność wydawniczą (np. Jane's Defence Weekly) i business intelligence.

EIA – Energy Information Administration (www.eia.doe.gov), część amerykańskiego
Departamentu ds. Energii (US Department of Energy), zajmuje się gromadzeniem
informacji i publikacją analiz o zasobach surowców energetycznych oraz rynku energii
w Stanach Zjednoczonych i na świecie.

IEA – International Energy Agency (www.iea.org). Międzynarodowa Agencja Energii
skupiająca 28 krajów w tym Polskę (od 2008 roku). Założona podczas kryzysu naftowego
w latach 1973–1974, miała pierwotnie na celu koordynację działań w czasach kryzysu
dostaw surowca. Obecnie Agencja jest platformą do wypracowywania wspólnej
polityki w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju gospodarczego i ochrony
środowiska.

ODWIERTY POZIOME – Technika polega na początkowym odwierceniu odwiertu
pionowego, a następnie po osiągnięciu zakładanej głębokości zmianie trajektorii
otworu na poziomy i dalszym poziomym wierceniu w docelowej warstwie skalnej
nawet na odległość ponad kilometra od wieży (rekord to ok. 11 km).

PŁUCZKA – Płyn stosowany przy wierceniu otworów wiertniczych spełniający szereg
ważnych funkcji od usuwania zwiercin z otworu i wynoszenia ich na powierzchnię,

chłodzeniu i smarowaniu świdra oraz przewodu wiertniczego, zabezpieczeniu stabilności ścian otworu na przewiercanych odcinkach, kontrola ciśnienia w otworze, czy dostarczanie informacji o przewiercanych skałach w otworach horyzontalnych również przekazywanie mocy hydraulicznej i wprawianie w ruch obrotowy świdra wiertniczego.

SZCZELINOWANIE HYDRAULICZNE – Gdy w strefie poddanej obróbce wytworzy się odpowiednia ilość szczelin, tłoczony wraz z wodą piasek o dobranej do porowatości skały, granulacji, który wciska się w pęknięcia i uniemożliwia ich zamknięcie, tworząc jednocześnie naturalne drogi komunikacji dla gazu dopływającego do otworu. Istnieje ogromna liczba wariantów operacji szczelinowania. Do płynu szczelinującego o regulowanych parametrach lepkości, zwilżalności, ciężaru właściwego dodaje się w niewielkich ilościach (do kilku procent) różne substancje chemiczne umożliwiające poprawne wykonanie zabiegu. Jako wypełniacz można zamiast piasku stosuje się również materiały ceramiczne, metalowe i plastikowe kulki oraz płyny polimerowe, które przekształcają się w siatkę splątanych włókien. Otwieranie szczelin kontroluje się za pomocą sond mikrosejsmicznych i światłowodów.

Tcf – trillion cubic feet (US), billion stóp sześciennych; 1 stopa sześcienna to 0,028316846592 m³

