

Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach

Jerzy Hadro¹



Shale gas exploration strategy. Prz. Geol., 58: 250–258.

A b s t r a c t. Unconventional gas by definition is economically less profitable and more difficult to extract than conventional gas. However, gradual depletion of conventional gas fields as well as large resources of unconventional gas make the latter an attractive target. Coalbed methane (CBM), tight gas and shale gas have been successfully developed in the US over the past two decades. Shale gas production has grown at the fastest pace in recent years and reached over 2 tcf in 2008, which is 6-fold increase since 1998. Key to success of unconventional gas development was Nonconventional Fuels Tax Credit introduced by the US government in 1980. This initial production growth of unconventional gas and shale gas in particular, was later sustained by the development of horizontal drilling and fracture stimulation technologies, economy of scale and increasing gas prices. Economics of producing shale gas is marked by bigger resource potential and, at the same time, lower production rates and higher drilling costs as compared to conventional gas, which entails adopting cautious investment strategies. Shale gas exploration strategies are also different from those of conventional gas and, initially, require an extensive source rock analysis and a big land position to identify "sweet spots". Shale gas exploration in Poland is in its infancy, being focused on the Silurian-Ordovician shale formation which is poorly explored and thus poses a significant exploration risk. Therefore, exploration companies have used a cautious approach which is reflected in planning of the concession activities divided in a few phases, with each successive phase contingent on the positive results of the preceding one. These phases include: existing data analysis, seismic, drilling an exploratory well with extensive core analyses prior to a pilot testing program using horizontal wells. On a technical level of shale gas exploration, the integration of many disciplines is required for commercial success. Potential barriers to shale gas exploration in Poland have been identified such as: regulations which are in favor of the domestic service companies impeding competition, changeable and unclear environmental protection regulations, as well as insufficient liberalization of the domestic gas market.

Keywords: unconventional gas, shale gas, horizontal drilling, fracture stimulation, shale gas resource, gas production, shale gas exploration, shale gas economics

Wzrastające zapotrzebowanie na gaz oraz wyczerpywanie się zasobów gazu konwencjonalnego spowodowały wzrost zainteresowania niekonwencjonalnymi złożami gazu, które wcześniej nie były wykorzystywane. Wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych na skalę przemysłową rozpoczęto w Stanach Zjednoczonych już w latach 80. XX w. Wraz z postępem technicznym w metodach wydobycia nastąpił szybki rozwój produkcji gazu niekonwencjonalnego, której wielkość przekracza obecnie połowę całkowitego wydobycia gazu ziemnego. Największy postęp w intensyfikacji wydobycia nastąpił w przypadku gazu z łupków. Ponadto ogromne zasoby gazu łupkowego bardzo poprawiły bilans energetyczny i na wiele lat odsunęły groźbę wyczerpania się zasobów gazu w USA.

W ostatnich latach gaz z łupków stał się też nadzieją dla Polski na poprawienie bilansu energetycznego i uniezależnienie się od importu gazu lub przynajmniej znaczące jego zmniejszenie. W Polsce poszukiwania gazu z łupków są od niedawna prowadzone głównie przez amerykańskie firmy naftowe, które mają największe doświadczenie w tej dziedzinie. Chociaż gaz z łupków na głowicy otworu wiertniczego niczym nie różni się od gazu konwencjonalnego, to różnice w formie występowania geologicznego, a także sposobie udostępniania i przebiegu eksploatacji narzucają specyficzne strategie poszukiwań, które omawia niniejszy artykuł. Gaz z łupków jest dla Polski szansą, ale i wyzwaniem, z uwagi na skomplikowanie warunków złożowych, które wymagają nowoczesnej technologii, specjalistycznej wiedzy i doświadczenia.

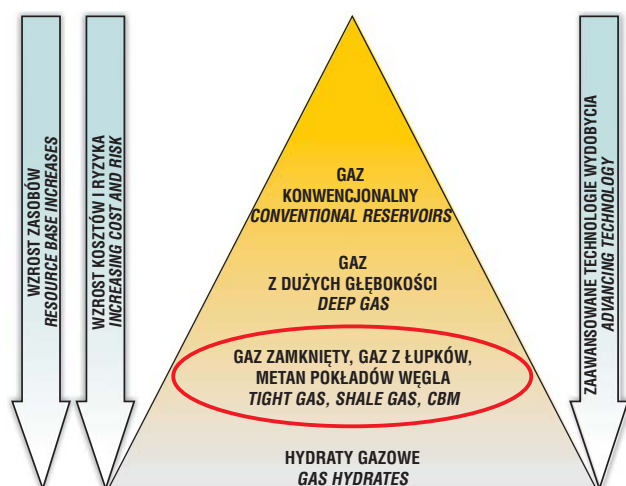
Czym jest gaz niekonwencjonalny?

Złożami gazu niekonwencjonalnego nazywane są takie nagromadzenia gazu ziemnego, które z praktycznego punktu widzenia są trudniejsze i mniej opłacalne w eksploatacji niż tradycyjne (konwencjonalne) złoża gazu (Law & Curtis, 2002).

Obecnie postępy w rozpoznaniu geologicznym, a przede wszystkim rozwój nowoczesnych technologii wydobywczych, pozwalają na przemysłowe wydobywanie gazu z niektórych złóż niekonwencjonalnych. W miarę rozwoju techniki oraz zmiany warunków natury ekonomicznej, które mogą przynieść wzrost opłacalności eksploatacji gazu, w przyszłości pewne złoża niekonwencjonalne mogą zostać uznane za konwencjonalne. Zatem w ostatecznym rozrachunku podział złóż gazu ziemnego na konwencjonalne i niekonwencjonalne zależy bardziej od kryteriów ekonomicznych niż od formy geologicznej ich występowania. Niemniej z geologicznego punktu widzenia najczęściej wyróżniamy następujące rodzaje złóż gazu niekonwencjonalnego: gaz z dużych głębokości (*deep gas*), gaz zamknięty (*tight gas*), gaz z łupków (*shale gas*), metan pokładów węgla (*coal bed methane*) i hydratyzowane.

Chociaż trudniejsze do wydobycia, zasoby gazu niekonwencjonalnego są znacznie większe niż konwencjonalnego i często są przedstawione w postaci tzw. piramidy zasobów gazu (ryc. 1). Uszeregowane w ten sposób dostępne zasoby geologiczne poszczególnych typów gazu niekonwencjonalnego są oceniane na biliony metrów sześciennych w przypadku gazu z dużych głębokości, dziesiątki bilionów metrów sześciennych w przypadku gazu zamkniętego, gazu z łupków i metanu pokładów węgla oraz setki bilionów metrów sześciennych w przypadku hydratyzowanych gazów.

¹PETRO-KONSULT, ul. Grota Roweckiego 11/6, 30-348 Kraków; jurek.hadro@interia.pl



Ryc. 1. Piramida zasobów złóż gazu
Fig. 1. Gas resource pyramid

Konsekwencją schematu piramidy zasobów jest to, że większość dostępnego nam gazu ziemnego jest zawarta w nagromadzeniach o niewielkich koncentracjach lub w skałach o niskiej przepuszczalności. Na szczycie piramidy są umieszczone złoża konwencjonalne, które są najłatwiejsze i najbardziej opłacalne do wydobycia, a zatem najszybciej zostaną wyeksploatowane. Eksploatacja gazu ze złóż ulokowanych bliżej podstawy piramidy jest możliwa w wyniku rozwoju technologii wydobycia oraz wzrostu cen błękitnego paliwa. W dół piramidy rosną koszty i ryzyko ekonomiczne (Holditch, 2007).

Spośród wymienionych wcześniej typów złóż gazu niekonwencjonalnego największe znaczenie ma gaz zamknięty, gaz z łupków i metan pokładów węgla, których wydobycie na skalę przemysłową prowadzi się obecnie przede wszystkim w USA i rozpoczyna w Kanadzie. W niniejszym artykule termin gaz niekonwencjonalny jest stosowane wyłącznie do tych trzech typów złóż gazu ziemnego.

Różnice pomiędzy konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi złożami gazu

Z geologicznego punktu widzenia złoża gazu ziemnego można zdefiniować następująco:

□ Złoża gazu konwencjonalnego — naturalne nagromadzenia gazu uformowane w wyniku wyporu hydrostatycznego i ograniczone rozmiarami pułapki strukturalnej lub stratygraficznej (Law & Curtis, 2002).

□ Złoża gazu niekonwencjonalnego — naturalne nagromadzenia gazu, które nie są uformowane w wyniku wyporu hydrostatycznego i mają szerokie rozprzestrzenienie lateralne, niezależne od pułapki strukturalnej lub stratygraficznej (Law & Curtis, 2002).

W 1995 r. złoża węglowodorów niekonwencjonalnych zostały przez *US Geological Survey* określone jako tzw. nagromadzenia ciągłe (*continuous accumulations*), które zwykle pełnią funkcję zarówno skały macierzystej, jak i skały zbiornikowej (Schmoker, 2002). Niekonwencjonalne złoża węglowodorów występują w skałach o niskiej porowatości i bardzo niskiej przepuszczalności, przy czym przepływ gazu w czasie wydobycia

odbywa się wyłącznie szczelinami wytworzonymi jako naturalny system spękań lub sztucznie w wyniku stymulacji hydraulicznej. Ponadto złoża te mają bardzo duże zasoby i niski współczynnik wydobycia gazu ze złoża.

Konwencjonalne złoża gazu, które ma być przedmiotem przemysłowego wykorzystania, z geologicznego punktu widzenia wymaga obecności następujących elementów:

- skały macierzystej, która jest zdolna wygenerować wystarczającą ilość gazu,
- pułapki, która doprowadzi do zatrzymania migracji,
- skały zbiornikowej, która umożliwi zmagazynowanie i przepływ gazu.

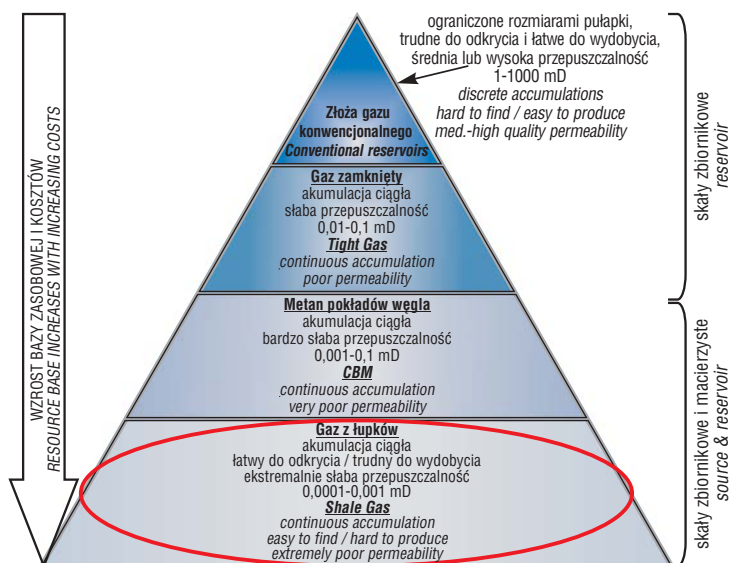
Istnienie tych elementów jest niezbędne do spełnienia zasadniczych kryteriów złożowych: wystarczająco dużych zasobów gazu i występowania odpowiednio wysokiej porowatości oraz przepuszczalności. Spełnienie tych warunków zapewnia inwestorowi ilość (zasoby) i wydajność gazu niezbędną do uzyskania korzyści ekonomicznej z eksploatacji gazu.

Niekonwencjonalne złoża gazu oprócz pierwszego warunku, tj. dużego nagromadzenia gazu wynikającego z obecności skały źródłowej, nie wymagają, i zazwyczaj nie spełniają, dwóch pozostałych. O podjęciu eksploatacji złoża gazu niekonwencjonalnego decyduje odpowiednio duża wydajność gazu podczas eksploatacji, uzyskiwana dzięki zastosowaniu zaawansowanej technologii udostępniania gazu, która zapewnia opłacalność takiej inwestycji.

Zatem na obecnym etapie rozwoju przemysłu naftowego niekonwencjonalne złoża gazu, w przeciwieństwie do złóż konwencjonalnych, są łatwe do odkrycia, lecz trudne do zagospodarowania.

Złoża gazu z łupków

Przez pojęcie gazu z łupków jest rozumiany gaz zawarty w skałach drobnoklastycznych, które są jednocześnie skałą macierzystą i zbiornikową. Odniesienie gazu z łupków do gazu konwencjonalnego oraz pozostałych dwóch typów gazu niekonwencjonalnego przedstawiono w postaci zmodyfikowanej wersji piramidy zasobów gazu (ryc. 2).



Ryc. 2. Zmieniona piramida zasobów złóż gazu (wg Pfluga, 2009)
Fig. 2. Modified unconventional gas resource pyramid (after Pflug, 2009)

Złoża gazu z łupków wykazują następujące cechy: występują w bardzo drobnoziarnistych osadach pochodzenia morskiego, charakteryzują się względnie wysoką zawartością substancji organicznej, są jednocześnie skałą macierzystą i zbiornikową, mają niską porowatość i bardzo niską przepuszczalność, mają bardzo duże zasoby geologiczne i jednocześnie niski współczynnik wydobywania, gaz może być pochodzenia termogenicznego lub bakteryjnego, gaz występuje w postaci wolnej (w porach) oraz sorbowanej (na wewnętrznych powierzchniach kerogenu), dopływ gazu ze złoża następuje w procesie dyfuzji (w matriks substancji organicznej) oraz jako przepływ zgodny z prawem Darcy'ego (w szczelinach), wydobywanie gazu wymaga istnienia naturalnej sieci spękań oraz, najczęściej, zabiegów stymulacji hydraulicznej.

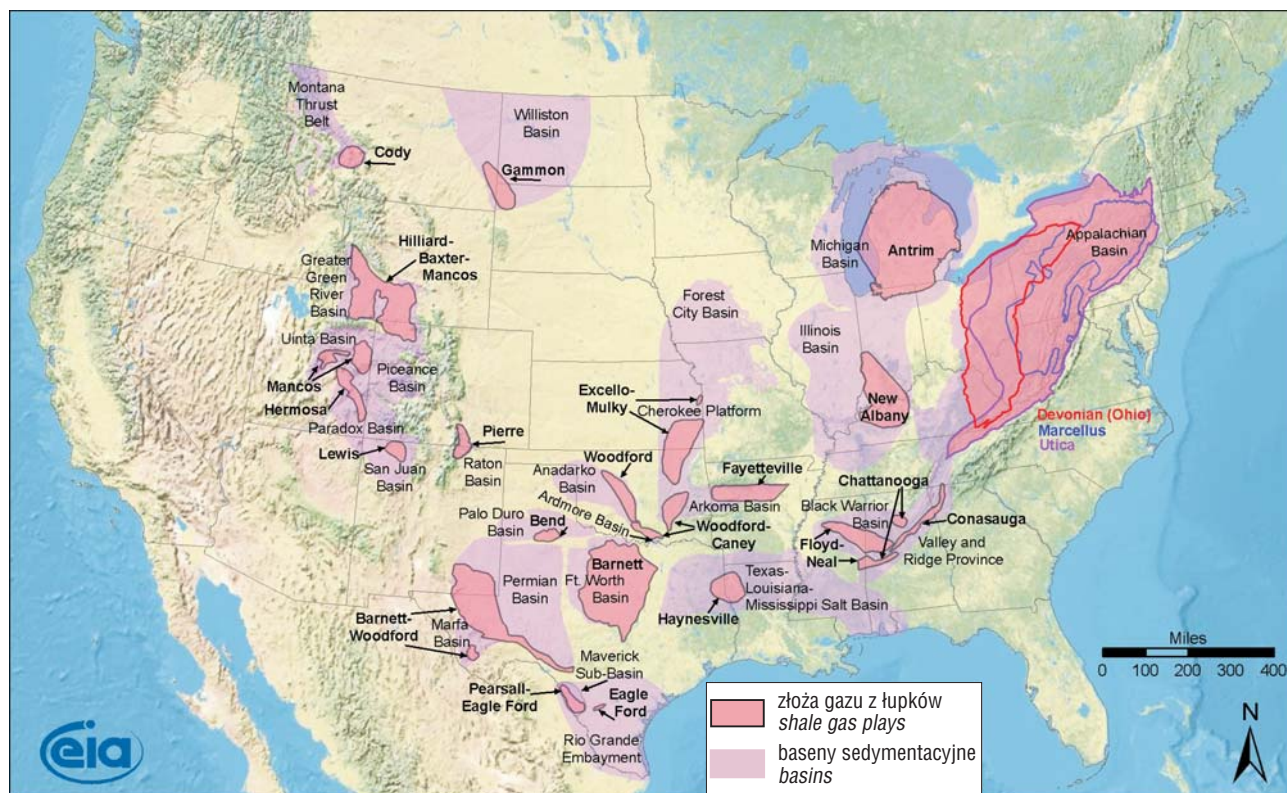
Historia wydobywania gazu z łupków

Pozyskiwanie gazu z łupków ma długą historię w USA. Otwór w miejscowości Fredonia w stanie Nowy Jork był pierwszym, z którego uzyskano przemysłowy przyruch gazu w 1821 r. z formacji łupków dewońskich. Otwór ten produkował gaz przez 75 lat (Vidas & Hugman, 2008). Gaz z łupków dewońskich znajdujących się w Appalachach był wydobywany także w stanach Wirginia Zachodnia, Kentucky i Pensylwania. Następnie w 1880 r. gaz eksploatowano ze złoża Big Sandy Field, znajdującego się w formacji Ohio Shale. Odwiercono wówczas tysiące płytkich pionowych otworów wiertniczych, z których uzyskiwano niewielką produkcję. Gaz wykorzystywano na potrzeby lokalne, z uwagi na brak rozwiniętej sieci przesyłowej (Vidas & Hugman, 2008). Czasem stosowano intensyfikację dopływu gazu za pomocą materiałów wybuchowych. Niektóre z tych otworów w Appalachach są czynne do dzisiaj (Vidas & Hugman, 2008).

Na przełomie lat 1950. i 60. wykonano pierwsze szczelinowanie hydrauliczne w otworach produkujących gaz z łupków (Pflug, 2009). Poza złożem z formacji Ohio Shale na początku lat 80. zagospodarowanie gazu z łupków objęło 4 inne formacje łupkowe w USA: Antrim Shale w stanie Michigan, Lewis Shale w Arizonie, złoża Barnett Shale w basenie Fort Worth w Teksasie oraz New Albany Shale w Kentucky. W 2003 r. wprowadzono na dużą skalę udostępnienie gazu z łupków z zastosowaniem technologii wierceń poziomych ze szczelinowaniem hydraulicznym, głównie dzięki wysiłkom firmy *Mitchell Energy*. Właściciel firmy George P. Mitchell jest niekwestionowanym ojcem obecnego sukcesu w zagospodarowaniu złóż gazu z łupków. Jego upór, wytrwałość i konsekwencja w podejmowaniu prób wdrożenia i ulepszania technologii wydobywania doprowadziły do prawdziwej rewolucji w eksploatacji gazu z łupków na złożu Barnett Shale. Stworzenie tej technologii zajęło mu 18 lat, a jego firma *Mitchell Energy* została sprzedana *Devon Energy* za 3,5 mld dolarów w 2001 r. (Pflug, 2009).

Znaczenie gazu z łupków w USA

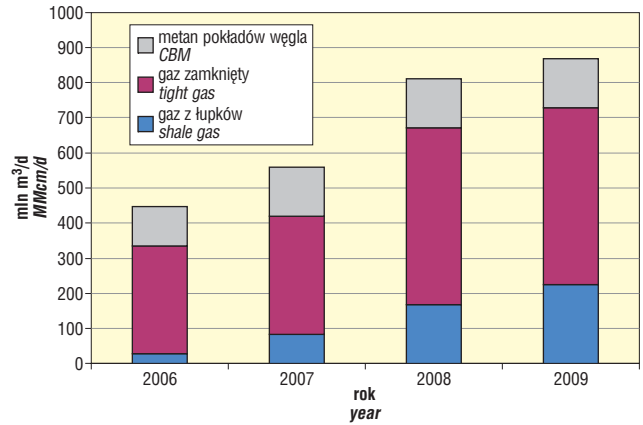
Na skalę przemysłową gaz z łupków jest pozyskiwany tylko w USA (choć w ostatnich latach rozpoczęto jego eksploatację także w Kanadzie). W latach 1980. i 90. gaz z łupków był pozyskiwany z 5 złóż (Ohio, Antrim, Barnett, New Albany, Lewis) na niewielką skalę za pomocą wierceń pionowych. Błyskawiczny wzrost produkcji został spowodowany wspomnianym przełomem w technologii wydobywania, wprowadzonym w 2003 r. na złożu Barnett. Obecnie gaz z łupków jest już produkowany w ponad 20 złożach (ryc. 3), a jego wydobywanie w USA w 2008 r. wyniosło 57 mld m³ i wzrosło aż o 71% w stosunku do 2007 r.



Ryc. 3. Rozmieszczenie złóż gazu z łupków w USA (wg *Energy Information Administration*)
Fig. 3. Shale gas plays in USA (source: *EIA*)

i prawie 6-krotnie w stosunku do 1998 r., kiedy wydobywano ok. 10 mld m³. Wydobywanie gazu z łupków wzrasta zdecydowanie najszybciej spośród 3 rodzajów niekonwencjonalnego gazu, co można prześledzić na rycinie 4 na przykładzie 4 kolejnych lat.

W ślad za rozwojem wydobywania gazu z łupków podąża także intensywna działalność poszukiwawcza, skutkująca dokumentowaniem coraz to nowych złóż. Zasoby przemysłowe gazu z łupków wynosiły w 2008 r. 930 mld m³, przy czym wzrost zasobów w stosunku do 2007 r. wyniósł aż 51%. Całkowite zasoby geologiczne są szacowane, według różnych źródeł, na 7,5–23,6 bln m³ gazu. Nawiasem mówiąc, tak duże zróżnicowanie w szacowaniu zasobów wskazuje, jak bardzo skomplikowane są warunki złożowe występowania gazu w łupkach. Większość zasobów gazu z łupków znajduje się w 7 największych złożach (ryc. 5), z których Marcellus Shale i Haynesville Shale, z zasobami powyżej 7 bln m³, są nie tylko największymi w USA, ale należą do największych na świecie. Rycina 5 pokazuje także znaczny przyrost zasobów, który nastąpił w ciągu dwóch lat, tj. pomiędzy 2006 r. i 2008 r., dzięki rosnącemu rozpoznaniu złóż.



Ryc. 4. Średnie dobowe wydobywanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych w USA w ostatnich latach (wg Stevensa i Kuuskraa, 2009)

Fig. 4. Daily shale gas production in USA in the last years (after Stevens & Kuuskraa, 2009)

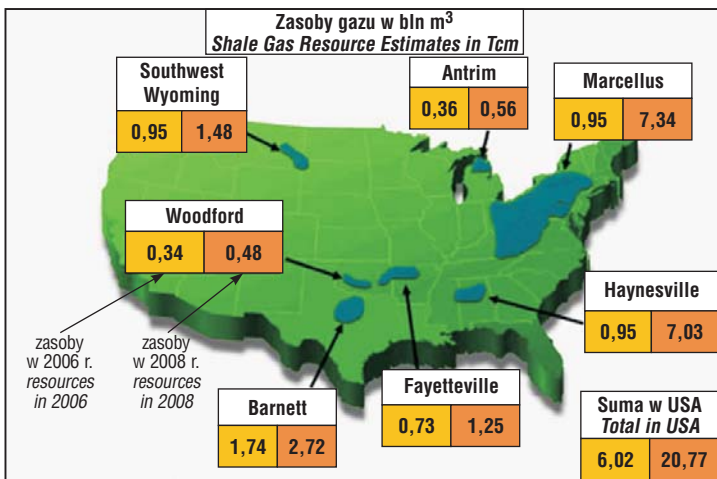
Klucz do sukcesu w zagospodarowaniu gazu z łupków w USA

Początki rozwoju eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych były stymulowane przez politykę gospodarczą Stanów Zjednoczonych. W 1980 r. Kongres USA wprowadził program zachęt finansowych dla producentów paliw otrzymywanych ze źródeł niekonwencjonalnych pod nazwą *Nonconventional Fuels Tax Credit*. Regulacje te obejmowały m.in.: gaz z łupków, metan pokładów węgla i gaz zamknięty. *Nonconventional Fuels Tax Credit* obowiązywał do końca 2002 r. i dotyczył instalacji do produkcji gazu (otworów) powstałych do końca 1992 r.

W USA wydobywanie ze złóż konwencjonalnych, które osiągnęło szczytową produkcję w 1973 r. (615 mld m³), systematycznie spadało, w dużym tempie rósł import gazu, a zasoby złóż konwencjonalnych zaczęły się kurczyć. Wprowadzenie *Nonconventional Fuels Tax Credit* miało na celu zagospodarowanie własnych zasobów gazu niekonwencjonalnego, które były tylko w nieznacznym stopniu wykorzystane, ponieważ ich dotychczasowe wydobywanie było mało opłacalne. Wkrótce okazało się, że trend spadkowy w wydobywaniu gazu został zahamowany i od 1987 r. nastąpił wzrost produkcji gazu, który utrzymuje się do dnia dzisiejszego i w 2008 r. osiągnął poziom zbliżony do tego z początku lat 70. (ryc. 6).

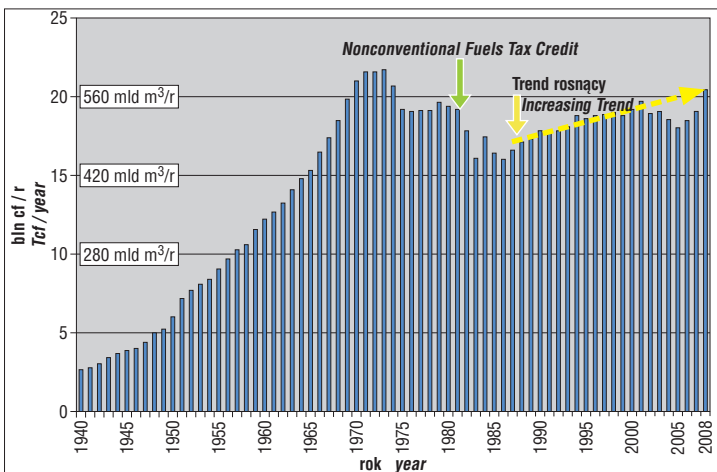
Wzrost wydobywania gazu nastąpił dzięki rosnącemu udziałowi gazu ze złóż niekonwencjonalnych, którego produkcja zaczęła gwałtownie rosnąć (ryc. 7), pomimo systematycznego spadku wydobywania gazu konwencjonalnego.

Rozpoczęty dzięki wprowadzeniu zwolnień podatkowych szybki wzrost wydobywania gazu ze złóż niekonwencjonalnych został podtrzymany w wyniku rozwoju nowych technologii wierceń poziomych, rozwoju metod szczelinowania hydraulicznego, efektu skali pozwalającego obniżyć koszty, działania całkowicie zliberalizowanego rynku



Ryc. 5. Zasoby siedmiu największych złóż gazu z łupków w USA (wg Pfluga, 2009)

Fig. 5. Resources of the seven largest shale gas plays (after Pflug, 2009)



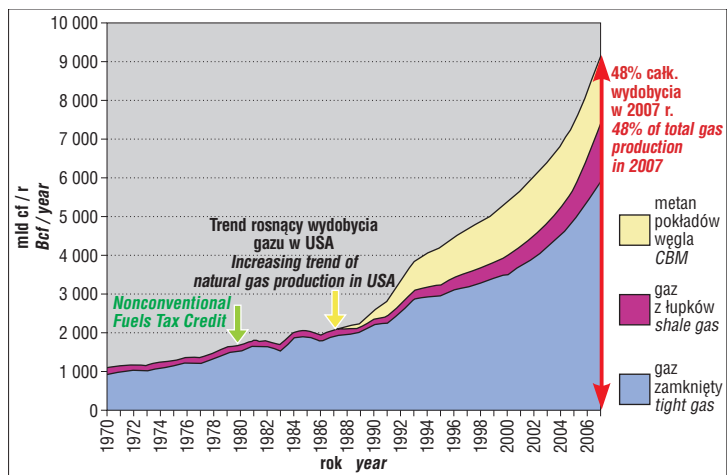
Ryc. 6. Całkowite wydobywanie gazu ziemnego w USA (wg Vidasa i Hugmana, 2008)

Fig. 6. Natural gas production in USA (after Vidas & Hugman, 2008)

gazu i usług serwisowych w USA i wreszcie rosnących cen gazu.

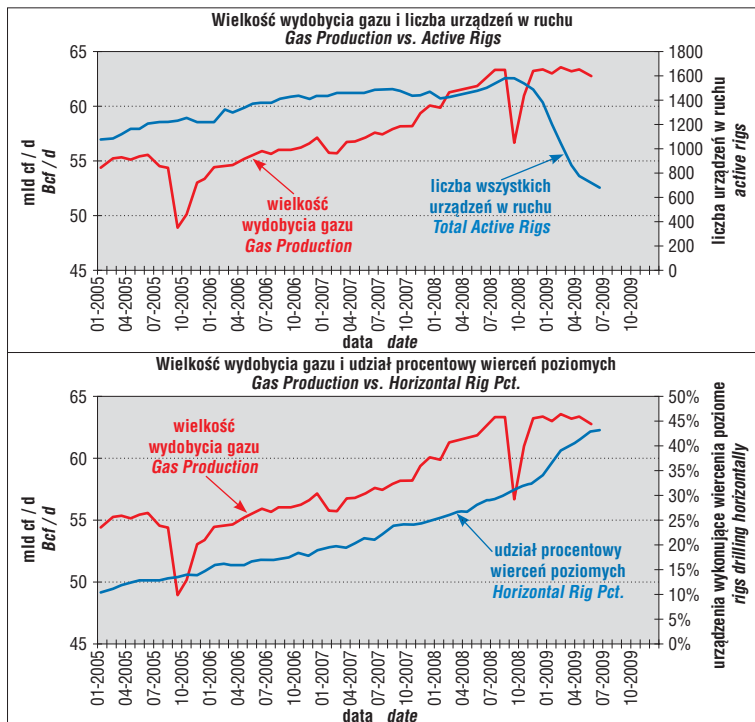
Rozwój nowych technologii i metod szczelnienia hydraulicznego przyczynił się do znacznego wzrostu wydajności gazu z otworów. Szczególne znaczenie miało to w przypadku gazu z łupków, w których gwałtowny wzrost wydobycia w ostatnich kilku latach zawdzięczamy rozwojowi technologii udostępniania gazu, przede wszystkim wprowadzeniu wierceń poziomych.

Szczególną rolę wierceń poziomych pokazuje rycina 8. Na pierwszym wykresie produkcja gazu ukazana jest na tle bieżącej aktywności wiertniczej (liczby urządzeń w ruchu), która w wyniku drastycznego spadku cen w drugiej połowie 2008 r. obniżyła się o ponad połowę. Tak znaczny spadek aktywności wiertniczej, czyli spowolnienie uruchamiania nowych otworów produkcyjnych, powinien spowodować zmniejszenie produkcji



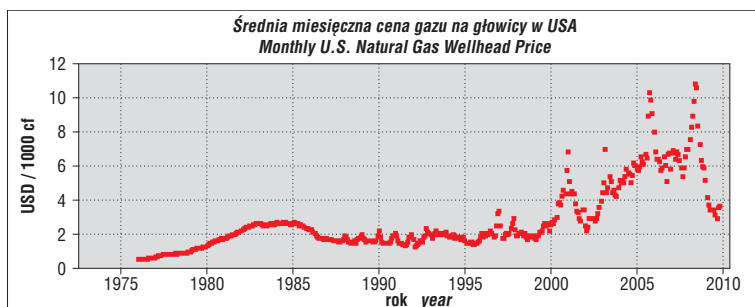
Ryc. 7. Wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych w USA (wg Vidas i Hugmana, 2008)

Fig. 7. Unconventional gas production in USA (after Vidas & Hugman, 2008)



Ryc. 8. Znaczenie wierceń poziomych dla wydobycia gazu w USA (wg Pfluga, 2009)

Fig. 8. Significance of horizontal drilling for natural gas production in USA (Pflug, 2009)



Ryc. 9. Kształtowanie się cen gazu ziemnego w USA (wg Energy Information Agency)

Fig. 9. Natural gas price in USA (source: EIA)

gazu. Wykres drugi pokazuje, że produkcja utrzymała się na tym samym poziomie dzięki rosnącemu udziałowi zaawansowanych technologicznie wierceń poziomych, których zastosowanie skutkuje znacznie większą wydajnością gazu z pojedynczego otworu.

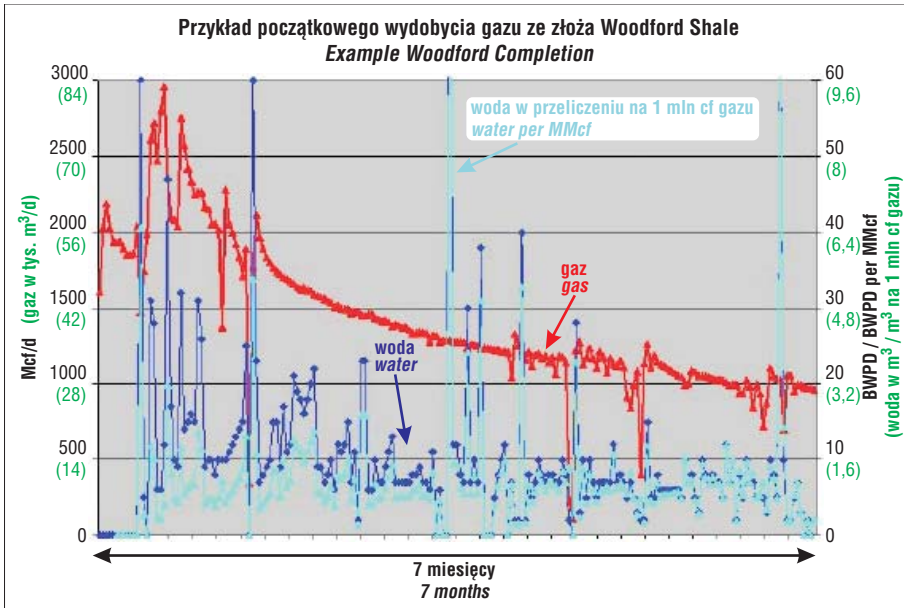
Zwiększony popyt na wiercenia w warunkach wolnego rynku usług serwisowych pozwala stale obniżać koszty i zwiększać efektywność prac wiertniczych. Wiercenia i uruchamianie produkcji w dużej liczbie otworów w krótkim czasie pozwala z kolei działać ekonomii skali, co w konsekwencji prowadzi do dalszej redukcji kosztów.

Wspomniane efekty zwiększania wydajności i redukcji kosztów były znacząco wzmacniane przez stale rosnące ceny. Po okresie bardzo długiej stabilizacji na poziomie 2 USD za 1 tys. cf²⁾ (0,07 USD za 1 m³) w latach 1986–2000, ceny gazu miały silną tendencję wzrostową do 2008 r., kiedy to osiągnęły 11 USD za 1 tys. cf (0,39 USD za 1 m³), co zbiegło się w czasie z gwałtownym rozwojem wydobycia gazu z łupków (ryc. 9).

Ekonomiczne aspekty wydobycia gazu z łupków

Zasadność poszukiwania gazu z łupków zależy przede wszystkim od opłacalności przyszłego wydobycia gazu. W dużym uproszczeniu, opłacalność eksploatacji złoża gazu zależy od trzech czynników: całkowitych zasobów przemysłowych gazu, wydajności, z jaką możemy produkować gaz z pojedynczych otworów, oraz kosztów operacyjnych (głównie wierceń eksploatacyjnych). Jak już stwierdzono, gaz z łupków jest łatwy do odkrycia i tworzy ogromne

²⁾cf — stopa sześcienna, 1000 cf = 28 m³



Ryc. 10. Wykres dobowej produkcji gazu z pojedynczego otworu w złożu Woodford (wg Haley, 2009)

Fig. 10. Gas production from a single well of the Woodford Shale (after Haley, 2009)

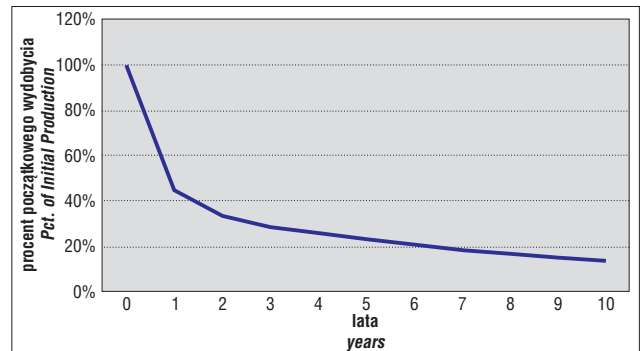
zasoby, ale trudno go wydobyć ze złoża. Istotne jest, jak dużo gazu można uzyskać ze złóż łupkowych i w jakim tempie, oraz jakie są koszty jego pozyskania.

Doświadczenia ze złóż amerykańskich pokazują, że początkowe maksymalne wartości wydajności z otworów poziomych wydobywających gaz z łupków przeciętnie wahają się od 15 tys. m^3 do 140 tys. m^3 na dobę (10–100 m^3/min). Zdarzają się jednak otwory, których maksymalna wydajność dochodzi do 600 tys. m^3/d (400 m^3/min), w szczególności tam, gdzie jest anomalnie wysokie ciśnienie złożowe i większa głębokość (np. złożo Haynesville) (Stevens & Kuuskraa, 2009). Z uwagi na to, że do wywołania przyływu gazu jest konieczne szczelinowanie hydrauliczne, które wymaga dużej ilości wody (10–15 tys. m^3), więc przez prawie rok razem z gazem produkuje się także nieznaczne ilości wody. Na rycinie 10 pokazano typowy przykład wydajności gazu i wody w otworze eksploatacyjnym ze złoża Woodford.

Niezwykle ważne jest tempo spadku produkcji w czasie, które mówi o szybkości odzyskania zainwestowanych środków finansowych. Rycina 10 pokazuje spadek wydajności gazu od wartości maksymalnej, tj. 84 tys. m^3/d , do 28 tys. m^3/d w ciągu 7 miesięcy. Typowa krzywa spadku produkcji dla złoża Barnett Shale (Fort Worth) ma charakter hiperboliczny — szybki spadek ok. 60% po roku, w drugim ok. 30%, po czym spadki są coraz mniejsze i utrzymują się na poziomie ok. 10% przez kilka-kilkanaście lat (ryc. 11). Otwór może produkować ponad 20 lat.

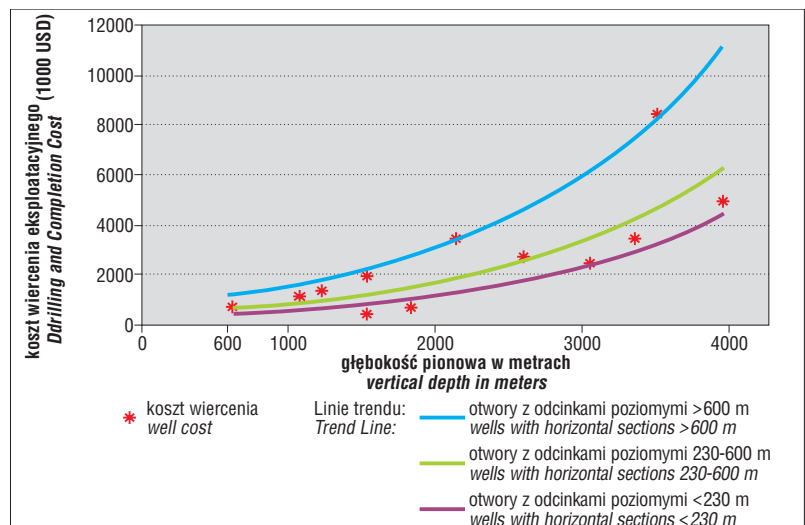
Istotnym elementem analizy ekonomicznej każdego przedsięwzięcia eksploatacyjnego są koszty wiercenia i udostępnienia

gazu ze złoża. Zwłaszcza że w przypadku gazu z łupków liczba otworów jest znacznie większa niż w złożach konwencjonalnych, a preferowane obecnie wiercenia poziome są około dwukrotnie droższe od wierceń pionowych. Rycina 12 pokazuje wykres kosztów poziomych wierceń eksploatacyjnych w USA w zależności od głębokości pionowej (zalegania złoża), na której otrzymano krzywe trendów w rozdziale na trzy różne długości odcinków poziomych otworów. Podczas wierceń z najdłuższymi odcinkami poziomymi (>600 m, najwyżej położona krzywa trendu) ceny są od ok. 1,5 mln USD, gdy głębokość pionowa wynosi 600 m, do 11 mln USD, gdy głębokość pionowa jest zbliżona do 4000 m. Dla porównania: koszt pionowego otworu poszukiwawczego



Ryc. 11. Typowa krzywa spadku produkcji gazu z pojedynczego otworu w złożu Barnett Shale (wg Brathwaite'a, 2009)

Fig. 11. Typical gas production decline from a single well of the Barnett Shale (after Brathwaite, 2009)



Ryc. 12. Koszty poziomych wierceń eksploatacyjnych w USA w 2008 r. (wg Brathwaite'a, 2009)

Fig. 12. Cost of horizontal drillings in USA in 2008 (after Brathwaite, 2009)

nieuzbrojonego w Polsce do głębokości 3000–4000 m wynosi 15–25 mln złotych (5–8 mln USD). Zatem przewidywane koszty wiercenia poziomego wraz ze szczelinowaniem hydraulicznym w Polsce znacznie przewyższałyby koszty takich samych otworów wykonanych w USA.

Z uwagi na trudniejsze warunki eksploatacji gaz z łupków jeszcze kilka lat temu był domeną wyłącznie małych i średnich firm amerykańskich (tzw. *independents*), które potrafiły skutecznie obniżyć koszty jego eksploatacji. Z czasem, gdy coraz to bardziej zaawansowane technologie udostępniania gazu i jego rosnące ceny doprowadziły do zwiększenia opłacalności eksploatacji, w ten sektor przemysłu naftowego zaangażowały się także międzynarodowe giganty naftowe (tzw. *oil majors*).

Opłacalność eksploatacji gazu z łupków różni się znacząco pomiędzy operatorami koncesji, nawet w obrębie tego samego złoża, z uwagi na bardzo zróżnicowane warunki złożowe oraz położenie koncesji wydobywczej w stosunku do obszaru o najlepszej produktywności (tzw. *core area*).

W 2009 r. *Credit Suisse* podawał próg rentowności wydobycia gazu z łupków w USA na 3,26–10,49 USD za 1000 cf (0,12–0,37 USD za 1 m³), średnio 7,74 USD za 1000 cf (0,28 USD za 1 m³) (ryc. 13). Natomiast wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) przy cenie 7 USD za 1000 cf (0,26 USD za 1 m³) wynosiła 1–48%, średnio 5%. Wielu analityków twierdzi, że minimalna cena, przy której eksploatacja gazu z łupków jest opłacalna, wynosi ok. 5–6 USD za 1000 cf (np. Wolff i in., 2009).

Rozpiętość progów rentowności wskazuje, że opłacalność wydobycia gazu z łupków jest dość wrażliwa na wahania cen gazu. W latach 2008 i 2009 nastąpił gwałtowny spadek cen tego paliwa w USA z ponad 11 USD do ok. 3 USD za 1000 cf (ryc. 9), co po pewnym czasie wywołało spadek aktywności wiertniczej wśród operatorów koncesji eksploatacyjnych, szczególnie w tych obszarach, gdzie próg opłacalności był najwyższy.

Wiercenie znacznie większej liczby otworów, a także niższa wydajność gazu i dłuższy czas eksploatacji w stosunku do gazu konwencjonalnego, wymaga też innego, znacznie ostrożniejszego, sposobu inwestowania oraz

pozyskania dużego kapitału na uruchomienie inwestycji. Ponieważ zwrot zainwestowanych środków rozciąga się w czasie, a opłacalność może być zagrożona z powodu wahań cenowych, firmy zwykle wybierają strategie minimalizowania ryzyka. Najczęstszym sposobem obniżania ryzyka w transakcjach długoterminowych, charakterystycznych dla rynku gazu w USA, jest hedging, czyli scedowanie ryzyka wynikającego z wahań cen na inne podmioty, które zarabiają z kolei na nadmiernych zyskach, gdy ceny są wysokie.

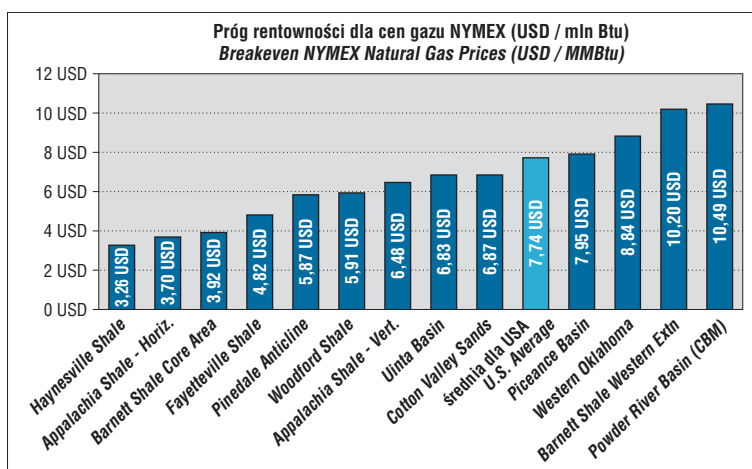
Strategie poszukiwania złóż gazu z łupków

Specyfika poszukiwań gazu z łupków polega na tym, że skała macierzysta jest jednocześnie skałą zbiornikową oraz uszczelniającą i w odróżnieniu od złóż gazu konwencjonalnego nie tworzy pułapki. Najważniejsze elementy, które mają znaczenie w poszukiwaniach gazu z łupków, a jednocześnie odróżniają je od podejścia stosowanego do gazu konwencjonalnego, są następujące:

- rozbudowana analiza systemów naftowych pod kątem identyfikacji i jak najpełniejszej charakterystyki skał macierzystych;
- kluczowa rola badań geochemicznych skały macierzystej we wstępnej ocenie potencjału złożowego formacji (analiza Rock Eval, zawartość węgla organicznego TOC, refleksyjność wityrynitru *Ro*, charakterystyka kerogenu);
- badania składu mineralogicznego łupków celem określenia podatności skały na szczelinowanie;
- badania sejsmiczne wykonuje się do zaprojektowania trajektorii otworów wydobywczych, aby uniknąć zaburzeń tektonicznych, a nie celem bezpośredniej identyfikacji złoża, jak to ma miejsce w konwencjonalnych poszukiwaniach naftowych;
- pozyskanie bardzo dużego obszaru koncesyjnego celem zidentyfikowania obszarów najbardziej perspektywicznych (*sweet spots*).

Poszukiwanie gazu z łupków w Polsce ma dodatkowo swoją specyfikę. Udostępnianie nowych złóż gazu łupkowego w USA następuje najczęściej w basenach z dobrze rozpoznany systemem naftowym, w których od lat eksploatuje się złoża konwencjonalne. Jak dotychczas poszukiwanie gazu z łupków w Polsce koncentrują się głównie w łupkach syluru i ordowiku w obrębie południowo-zachodniego skłonu kratonu wschodnioeuropejskiego, gdzie odkryto pojedyncze małe złoża węglowodorów jedynie w basenie lubelskim i na wyniesieniu Łeby, a gaz w nich zawarty może pochodzić z innych skał macierzystych niż łupki ordowicko-sylurskie. Z tych względów rozpoznanie systemu naftowego jest słabe, a brak złóż, w których gaz wygenerowany byłby przez łupki ordowicko-sylurskie, nie pozwala sformułować prognoz dotyczących niektórych parametrów złożowych (np. jakości gazu).

Obszar występowania łupków ordowicko-sylurskich potencjalnie nasyconych gazem nie ma też dobrego odpowiednika wśród odkrytych złóż amerykańskich. Słabe jest



Ryc. 13. Próg rentowności wydobycia gazu z łupków dla wybranych złóż (wg Wolffa i in., 2009), (Btu — brytyjska jednostka cieplna równa ok. 1055 J)

Fig. 13. Breakeven of gas production for the selected shale gas plays in USA (after Wolff et al., 2009), (Btu — British Thermal Unit)

także rozpoznanie geologiczne formacji ordowicko-sylurskiej, z uwagi na dużą miąższość nadkładu i brak wychodni na powierzchni, badanie pojedynczymi otworami pochodzącymi z lat 1960–1990, które były rdzeniowane zwykle tylko odcinkowo, i brak opróbowania syluru w otworach naftowych.

Wymienione czynniki wskazują na dość znaczące ryzyko poszukiwawcze i nakazują dużą ostrożność w podejściu do inwestowania. Ma to odzwierciedlenie w planowaniu działalności koncesyjnej związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem gazu z łupków.

Inwestorzy początkowo dokonują wstępnej analizy danych celem określenia obszaru prac oraz przygotowania projektu prac geologicznych jako załącznika do wniosku koncesyjnego. Jak wspomniano, jedną z naczelnych zasad poszukiwań gazu z łupków jest pozyskanie jak największego obszaru koncesyjnego. Powoduje to swoisty wyścig o uzyskanie jak największej liczby koncesji, który obserwujemy obecnie.

Poszukiwanie i rozpoznawanie w ramach koncesji, która najczęściej jest wydawana na 5 lat, jest nastawione na zminimalizowanie ryzyka przez podział działalności koncesyjnej na etapy, przy czym przejście do kolejnego etapu zależy od pozytywnych wyników etapu poprzedniego. Zakres prac określony w koncesji zwykle przebiega w następujących etapach:

- analiza danych, która obejmuje m.in.:
 - analizę dostępnych danych archiwalnych,
 - badania geochemiczne archiwalnych próbek rdzeni,
 - analizę profili geofizyki wiertniczej,
 - reinterpretację i reprocessing sejsmiki;

□ wykonanie badań sejsmicznych 2D lub 3D, w celu zaprojektowania wiercenia w przypadku słabego rozpoznania geologicznego;

□ wykonanie wierceń badawczych z pobraniem rdzenia i pomiarami geofizycznymi (możliwe próby złożowe);

□ wykonanie sejsmiki 3D celem lokalizacji odwiertów testowych lub eksploatacyjnych;

□ wiercenie otworów testowych (prawdopodobnie horizontalnych) oraz testy produkcyjne. Jeśli wyniki testów są pozytywne, etap ten kończy się wykonaniem dokumentacji geologicznej złoża gazu.

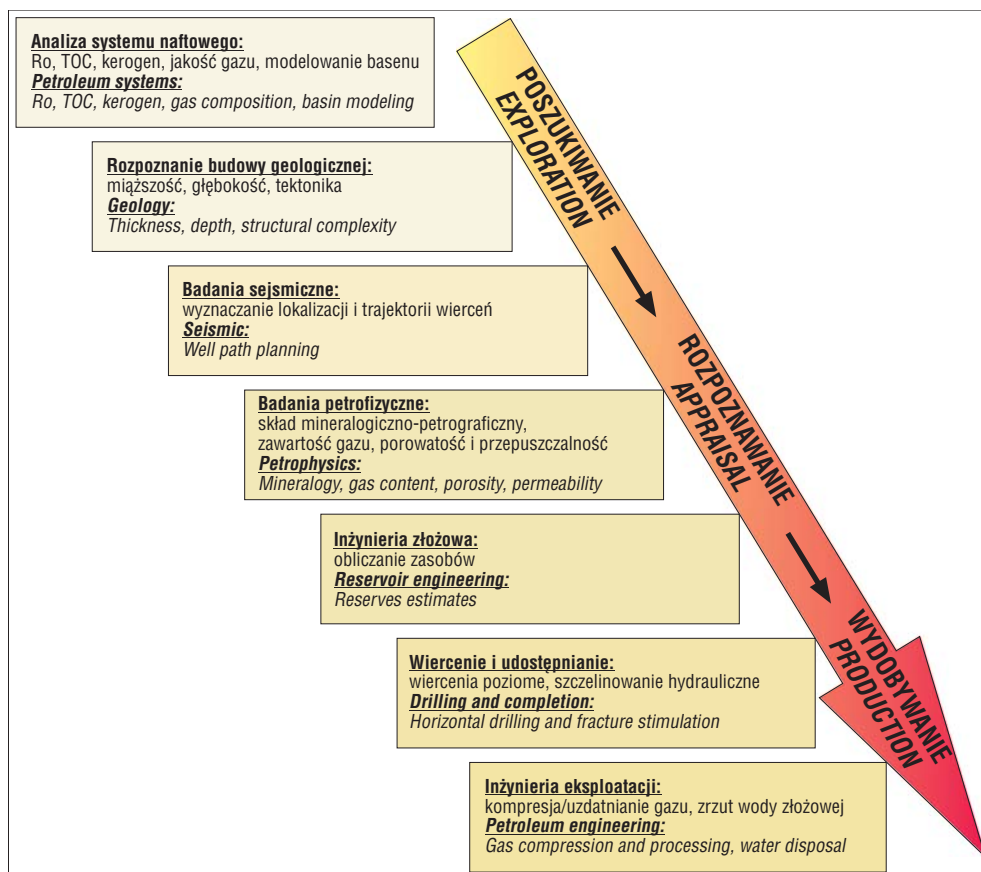
Poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie gazu z łupków wymaga ogromnego doświadczenia i wiedzy z uwagi na duże zróżnicowanie złóż. W USA występują złoża wieku od ordowiku po kredę, na głębokości 500–4000 m, z normalnym lub anomalnym ciśnieniem złożowym, w których gaz jest pochodzenia termogenicznego lub bakterierynego. Wymagane jest zatem indywidualne podejście do każdego złoża oraz integracja i synergia różnych dziedzin wiedzy geologiczno-geofizycznej, wiertniczej i eksploatacyjnej. Rycina 14 przedstawia różne dziedziny wiedzy i praktyki przemysłu naftowego, które składają się na etapy realizacji pełnego cyklu poszukiwanie-rozpoznanie-eksploatacja gazu z łupków.

Potencjalne bariery w poszukiwaniach gazu z łupków w Polsce

Poszukiwania gazu z łupków w naszym kraju dopiero się rozpoczynają. Operatorzy koncesji są na etapie analizy

Ryc. 14. Metodyka stosowana w poszukiwaniach, rozpoznawaniu i wydobywaniu gazu z łupków

Fig. 14. Methods of shale gas exploration and production



danych bądź przygotowania do wiercenia otworów badawczych. W istocie dopiero pierwsze odwierty mogą dać wstępną odpowiedź na pytanie o rzeczywisty potencjał gazowy formacji łupków ordowicko-sylurskich. Powodzenie zagospodarowania gazu z łupków może stać się przełomem w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego dla Polski.

Warto wskazać bariery, które mogą utrudnić odniesienie sukcesu poszukiwawczego przez firmy podejmujące ryzyko zainwestowania dużych środków finansowych. Z uwagi na doświadczenia oraz zaawansowanie technologiczne największe szanse powodzenia mają firmy amerykańskie. Praktyka prowadzenia działalności poszukiwawczej konwencjonalnych węglowodorów, a także metanu pokładów węgla, prowadzona w Polsce przez firmy zagraniczne od 1991 r., pokazała następujące problemy, które mogą utrudniać poszukiwania złóż gazu w naszym kraju:

- protekcjonizm krajowego rynku firm serwisowych (zwłaszcza wiertniczych), na który składają się przepisy utrudniające zaangażowanie zagranicznych firm wiertniczych (np. konieczność posiadania polskich uprawnień dla obsługi urządzeń wiertniczych) oraz długotrwałe i uciążliwe procedury sprowadzania sprzętu wiertniczego spoza Unii Europejskiej;

- konieczność organizowania przetargów na wykonanie wierceń;

- zmieniające się i niejasne w interpretacji przepisy dotyczące prawa do informacji geologicznej oraz wysoka cena informacji geologicznej;

- częste zmiany i niejasność przepisów związanych z ochroną środowiska, w szczególności przepisy dotyczące ocen oddziaływania na środowisko, które nie uwzględniają specyfiki poszukiwań naftowych;

- niepewność co do ceny gazu wynikająca z niedostatecznej liberalizacji krajowego rynku gazu.

Podsumowanie

Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego są traktowane jako uzupełnienie dla kurczących się złóż gazu konwencjonalnego, mają ogromne zasoby geologiczne, lecz jednocześnie są wciąż trudniejsze do przemysłowego wykorzystania od złóż konwencjonalnych. Dzięki zastosowaniu technologii wierceń poziomych ze szczelinowaniem hydraulicznym gaz z łupków uzyskał ogromne znaczenie w USA. Jednakże bardzo zróżnicowane warunki eksploatacji gazu z łupków i wrażliwość na wahania cen wymagają z reguły znacznie ostrożniejszego podejścia do inwestowania niż w przypadku złóż konwencjonalnych.

Powszechne występowanie gazu z łupków w niemal wszystkich basenach sedymentacyjnych USA, w których są obecne węglowodory konwencjonalne, wskazuje na możliwość występowania tych złóż także poza Stanami Zjednoczonymi. Skomplikowane warunki złożowe i konieczność zastosowania zaawansowanych technik udostępniania gazu sprawiają, że poszukiwania gazu z łupków

wymaga integracji wielu dziedzin nauki i doświadczeń przemysłu naftowego.

Obecne poszukiwania gazu z łupków w Polsce zostały zainicjowane głównie przez firmy amerykańskie. Słabe rozpoznanie geologiczne łupków ordowicko-sylurskich, które są celem poszukiwań, niesie ze sobą wysokie ryzyko poszukiwawcze. Powoduje to bardzo ostrożne planowanie działalności koncesyjnej. Projektowane prace geologiczne są rozłożone na kilka etapów, aby zminimalizować ryzyko inwestycyjne. Ważnym elementem strategii poszukiwania gazu z łupków jest pozyskiwanie jak największego obszaru koncesyjnego, co stwarza w przyszłości możliwość identyfikowania obszarów najbardziej perspektywicznych (*sweet spots*).

Jeśli zagospodarowanie gazu z łupków powiodłoby się, to Polska stoi przez wielką szansą uniezależnienia się od importu gazu. Zrozumiałą jest optyzmizm i entuzjazm, który towarzyszy rozpoczęciu poszukiwań gazu z łupków. Jednakże należy zwrócić uwagę na wyzwania oraz bariery, które mogą stanąć na drodze do sukcesu poszukiwawczego. Najważniejsze wyzwania to transfer technologii z USA, powiązany z rozbudową bazy serwisów do wiercenia i udostępniania złóż gazu. Kolejnym problemem mogą być ograniczenia związane z dostępnością lokalizacji wierceń wobec znacznie większej niż w USA gęstości zaludnienia i obecności obszarów wrażliwych ekologicznie. Potencjalne bariery poszukiwań wynikają z protekcjonizmu krajowego rynku firm serwisowych, zmienności i niejasności przepisów prawa oraz niedostatecznej liberalizacji rynku gazu.

W tej sytuacji bardzo pożądana jest aktywna rola państwa w usuwaniu wspomnianych barier i stworzenie jak najlepszych warunków do inwestowania, na przykład opracowanie systemu zachęt finansowych dla przyszłych inwestorów wydobywających gaz niekonwencjonalny w Polsce, podobnie jak miało to miejsce w USA.

Literatura

- BRATHWAITE L.D. 2009 — Shale-deposited natural gas: A review of potential. California Energy Commission. CEC-200-2009-005-SD.
- HALEY K. 2009 — Shale Gas — Material, Profitable and Technologically Complex. [In:] The 24th World Gas Conference.
- HOLDITCH S.A. (team leader) 2007 — Unconventional Gas. Topic Paper, 29. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study.
- LAW B.E. & CURTIS J.B. 2002 — Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bull., 86, 11: 1851–1852.
- PFLUG G. 2009 — North American shale gas overview. [In:] The 15th Annual NECA Conference on Natural Gas and Fuel Issues.
- SCHMOKER J.W. 2002 — Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems. AAPG Bull., 86, 11: 1993–1999.
- STEVENS S. & KUUSKRAA V. 2009 — Seven plays dominate North America activity. Oil & Gas J., 28: 39–49.
- VIDAS H. & HUGMAN B. 2008 — Availability, economics, and production potential of North American unconventional natural gas supplies. The INGAA Foundation, Inc. ICF International, Fairfax, VA.
- WOLFF J., PATEL A. & HOFFMAN C. 2009 — Natural gas. Americas/United States Equity Research. Oil & Gas / Oil & Gas Exploration & Production.

Praca wpłynęła do redakcji 19.02.2010 r.

Po recenzji akceptowano do druku 24.02.2010 r.