

Stanowisko
Prezydium Polskiej Akademii Nauk
z dnia 11 marca 2014 roku

dotyczące gazu ziemnego znajdującego się w warstwach łupkowych (tzw. „gazu łupkowego”)

W Polsce obecność gazu ziemnego stwierdzono w łupkach dolnego paleozoiku, w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku w basenie bałtyckim – północne obszary między Słupskiem i Wejherowem, w basenie podlaskim – wschodnie i północne Mazowsze, w basenie lubelskim – tereny Hrubieszowa i Tomaszowa Lubelskiego. Jest to obszar o powierzchni około 37 000 km² (12% powierzchni kraju). Warstwa łupków potencjalnie gazonośnych znajduje się na głębokości od 1000 do 5000 m. Nagromadzenia gazu występują w warstwach łupkowych o niejednorodnych własnościach. Przedmiotem poszukiwań są strefy jego nagromadzeń (tzw. „*sweet spots*”), w których gaz ziemny występuje w rejonach możliwych do wydobywania (zasoby wydobywalne technicznie - Technically Recoverable Resources – TRR) i kwalifikującej się do ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji (Economically Recoverable Resources - ERR). Z uwagi na bardzo szybki postęp techniczny i powiązaną z postępem zmienność kosztów wydobywania, zasoby ERR jak i TRR mogą z czasem zmieniać swoje wielkości, natomiast niezmiennie pozostają zasoby geologiczne. Na etapie poszukiwań stref nagromadzeń gazu łupkowego stosowane są zaawansowane zintegrowane badania geologiczno–geofizyczno–geochemiczne, z których wiele jest nadal na etapie wstępnych testów i wdrażania.

Przy obecnym stanie znajomości formacji łupkowej problemem pozostaje oszacowanie wielkości zasobów gazu (geologicznych, technicznie wydobywalnych i ekonomicznie wydobywalnych). Aktualnie podawane liczby oznaczają jedynie szacowane wielkości zasobów przewidywanych, perspektywicznych, których istnienie jest możliwe, ale być może nie jest udokumentowane w przytoczonych ilościach. Oceny zasobów opierają się na ogólnych danych geologicznych i geochemicznych (zakładanych miąższościach łupków, zawartości węgla organicznego TOC, stopnia przeobrażenia substancji organicznych, które są źródłem gazu). Według różnych przyjętych zasad szacowania i wykonywanych przez różne instytucje, zasoby oczekiwane, teoretycznie wydobywalne (niepotwierdzone wydobywaniem pilotażowym), mogą wynosić od $34,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ do $3,9 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, co ilustruje skalę niepewności odnośnie do rzeczywistych geologicznych i wydobywalnych zasobów gazu.

W okresie ostatnich kilku lat wykonano 56 odwiertów poszukiwawczych na obszarach koncesyjnych różnych firm. Jednak dane pochodzące z tej eksploracji, również z testów wydobywania gazu, nie są aktualnie dostępne dla Państwowej Służby Geologicznej ani dla polskich jednostek badawczych. Jest to z pewnością poważny mankament, wymagający niezbędnych korekt w procedurach koncesyjnych, także w prawie geologicznym i górnictwym (przy jednoczesnym poszanowaniu interesów firm poszukiwawczych).

Należy również podkreślić, iż do chwili obecnej odwiercono w Polsce stosunkowo niewielką liczbę odwiertów, z których dane, nawet przy ich pełnej dostępności, mogłyby stanowić podstawę do

oceny zasobów technicznie wydobywanych (TRR) i współczynnika szczypania zasobów w obszarze zasięgu odwiertu gazowego i ekonomicznie odzyskiwalnej ich ilości (ERR).

Integralnym elementem poszukiwań i eksploatacji złóż gazu łupkowego są zagadnienia związane z szeroko pojętą **ochroną środowiska i towarzyszącymi im postaw społecznymi**. Wiąże się to z : czasowym zajęciem stosunkowo dużej powierzchni przez wiercone otwory poszukiwawcze i produkcyjne, z dużą koncentracją sprzętu typu agregaty i pompy do szczelinowania hydraulicznego, z dużymi ilościami wody wykorzystywanej do szczelinowania (od 10 000 do 20 000 m³/1 odwiert), z której część powraca na powierzchnię (nawet do 40%) co oznacza konieczność jej utylizacji, rozbudowaną infrastrukturą gazociągową i transportową, itd. Stąd też najbardziej istotnymi aspektami ochrony środowiska w procesach poszukiwań i zagospodarowania złóż gazu łupkowego są:

- zapewnienie hydraulicznej izolacji odwiertu oraz formacji łupkowej od innych przewiercanych warstw wodonośnych, a zwłaszcza od warstw nasyconych wodą pitną,
- usunięcie i ujęcie gazu z wody powracającej po szczelinowaniu hydraulicznym - separacja fazowa w separatorach,
- stosowanie do zabiegów szczelinowania substancji chemicznych nie stwarzających zagrożenia dla środowiska i ludności,
- gromadzenie i odprowadzanie wody w procesach szczelinowania w sposób bezpieczny dla środowiska,
- minimalizowanie (optymalizowanie) ilości wody używanej do szczelinowania. Ogranicza to ilość wody powracającej i utylizowanej.

Zagadnienia te zostały już rozwiązane w USA i Kanadzie. Regulacje, istniejące w Polsce i Europie, dotyczące ochrony środowiska, są skuteczne ale i restrykcyjne. Proces wydobywania gazu wymaga nadzorowania w zakresie minimalizacji wpływu na środowisko naturalne, co wiąże się z:

1. wykonywaniem odpowiednich badań warunków wodnych w rejonie przewidywanej eksploatacji (badań hydrogeologicznych),
2. prowadzeniem monitoringu jakości wód w otoczeniu terenów złóż gazu łupkowego, w tym także - w razie potrzeby - przez specjalnie wiercone odwierty kontrolne.

Do chwili obecnej, w trakcie rozpoznania złóż i podczas stymulacji otworów wiertniczych nie wydarzył się żaden incydent ekologiczny, a działalność firm prowadzona jest pod nadzorem służb Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska i Wyższego Urzędu Górniczego. Realizowany jest także obszerny program badawczy monitoringu obszarów koncesyjnych przez konsorcjum badawcze PIG-PIB/AGH/PG.

Aspekty ekonomiczne związane z zagospodarowaniem złóż gazu łupkowego wpływają w istotny sposób zarówno na decyzje podejmowane w obszarze sektora gazowego, krajowego jak i przez inwestorów zagranicznych. Głównymi elementami procesu decyzyjnego będą: średnie jednostkowe koszty wydobycia gazu oraz wielkość zasobów. Najwyższą pozycją w kosztach jednostkowych są koszty wierceń i zabiegów intensyfikujących eksploatację tych złóż.

Doświadczenia USA i Kanady nie mogą być bezpośrednio wykorzystywane i przenoszone do Polski ze względu na specyfikę warunków geologicznych i **inne głębokości wierceń**. Rozwiązania technologiczne mogą być adaptowane ale z uwzględnieniem indywidualnych lokalizacji i innych uwarunkowań charakterystycznych dla potencjalnych złóż w Polsce. Według szacunków, koszty wiercenia

odwiertów pionowych w USA wynoszą 0,8–1,0 mln USD za odwiert, podczas wiercenia horyzontalnego przy złożach łupkowych to koszty 3–4 mln USD. Dane te odnoszą się do stosunkowo płytkich basenów Barnett i płytszej części złoża Marcellus. Koszty wiercenia dla basenów głębiej leżących wynoszą od 8-12 mln USD (zob. Haynesville). W Polsce natomiast, koszty wiercenia - według różnych źródeł - wynoszą od 4 do nawet 25 mln USD za odwiert (najczęściej 15–20 mln USD). Wynika to m.in. z niższej dostępności usług wiertniczych, kosztów mobilizacji sprzętu, kosztów jednostkowych prac wiertniczych, ale też z warunków geologicznych związanych ze zwiększoną głębokością wierceń – poniżej 2800 m (w USA średnio 1500-2000m ppt). Powoduje to, że koszt jednostkowy wydobycia 1000 Nm³ gazu będzie o ponad 50% wyższy niż w USA, tzn. 150–350 USD/1000 m³, a więc droższy niż gaz konwencjonalny wydobywany w Polsce, ale tańszy niż gaz importowany z Rosji pod warunkiem uzyskania wyższej początkowej produkcji gazu i płaskiej krzywej wydobycia (decline curve). Natomiast, wobec rysującego się znacznego importu skroplonego gazu LNG z USA do Unii Europejskiej (począwszy od 2020 r.), nastąpiłaby obniżka cen gazu w UE, prawdopodobnie również importowanego z Federacji Rosyjskiej. Niemniej, ceny gazu importowanego z USA obciążone muszą być kosztem skraplania, transportu i regazyfikacji, co średnio wynosi 180 USD/1000 Nm³. ***Cena gazu z USA nie byłaby niższa niż gazu z Federacji Rosyjskiej (320-350 USD/Nm³). Spadające ceny gazu w UE byłyby dobrą prognozą dla polskiej gospodarki, ale jednocześnie oznaczałyby wzrost ryzyka finansowego dla przedsiębiorców zagranicznych inwestujących w polski gaz łupkowy.*** Takim niebezpieczeństwem może okazać się strategia zwiększania obciążenia finansowego inwestorów poprzez obłożenie ich (od roku 2020) podatkiem od skumulowanych przychodów związanych z eksploatacją gazu ze złóż łupkowych. Przy założeniu scenariusza przyspieszonego wzrostu wydobycia gazu do około 20 mld m³ w 2034 r. nakłady inwestycyjne na zagospodarowanie złóż wyniosłyby około 40 mld USD do 2030 r., a więc byłyby umiarkowane.

Przejęcie do etapu wydobycia gazu z łupków zależy od kilku czynników: udokumentowania zasobów, warunków geologicznych, systemu opłat publiczno-prawnych, uregulowań środowiskowych oraz postępu technologicznego, który z kolei jest funkcją zaangażowania nauki, i inwestorów zagranicznych. I to od tych czynników, ich wagi zależy też aktywność sektora wydobywczego w obszarze technologii wydobycia gazu z warstw łupkowych. Wysokie ryzyko finansowe inwestycji w gaz łupkowy powinno być impulsem do stworzenia przyjaznych warunków finansowych i regulacyjnych dla inwestorów.

Nie ulega wątpliwości, że badania naukowe powinny być prowadzone wyprzedzająco w stosunku do przewidywanych działań na skalę przemysłową. Toteż pozytywnie należy ocenić podjęcie inicjatyw badawczych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego w formie projektów w rodzaju *BlueGas* czy projektów infrastruktury badawczej (IB), jednak różne elementy uruchamiania nasuwają istotne wątpliwości. Trudno uznać za właściwe, że w tworzonych konsorcjach, dominującą rolę pełnią instytucje przemysłowe np. PGNiG. Prowadzi to do rozproszenia i dublowania tematów, braku koncentracji wokół najważniejszych problemów, tj. nowoczesnych technik poszukiwawczych oraz inżynierii złóż gazu łupkowego. Celowe jest dokonanie istotnych zmian w systemie koordynacji badań naukowych w zakresie obszaru rozpoznania struktur i własności potencjalnych akumulacji gazu łupkowego.

Podsumowanie i wnioski:

- wzrost pozyskania gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Ameryce Północnej spowodował znaczące obniżenie cen paliw gazowych i przełożył się m.in. na szersze wykorzystanie gazu w energetyce;
- Polska, być może, posiada jedne z największych w Europie zasobów gazu w złożach łupkowych, jednak dla rzeczywistego oszacowania poziomu zasobów gazu w tych złożach niezbędna jest intensyfikacja prac poszukiwawczych i dostępność danych o ich wynikach;
- przyszła polityka energetyczna Polski powinna uwzględniać niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego: gazu łupkowego, ale i ropy naftowej w łupkach, metanu w pokładach węgla oraz gazu w złożach o małej porowatości i przepuszczalności (tzw. „tight gas”) ¹;
- nierozpoznane do końca warunki geologiczne powodują, że prawdopodobnie nie jest możliwe przejście do fazy komercyjnej projektów wydobywania bez fazy pośredniej związanej z budową pilotażowych kopalni eksploatacyjnych do oceny efektywności stymulacji i bez optymalizacji kosztów wiercenia i wydobywania gazu;
- restrykcyjne przepisy z zakresu ochrony środowiska, duża liczba obszarów i obiektów objętych ochroną, negatywne opinie samorządu terytorialnego, źle rozwiązana logistyka dostaw materiałów, utrudniony dostęp do zasobów wody i brak możliwości szybkiej rozbudowy infrastruktury w rejonach poszukiwawczych mogą powodować znaczne osłabienie tempa rozwoju przemysłu;
- nowe ekologiczne rozwiązania technologiczne stosowane głównie w USA wskazują, że technologie można dostosować do lokalnych warunków geologicznych;
- wyzwaniem dla rozwoju technologii pozyskiwania gazu z łupków są: wysokie nakłady (koszt i liczba otworów, wielkość kopalni); konieczna infrastruktura związana z możliwością transportu i dystrybucji gazu, która musi być budowana z wyprzedzeniem w warunkach dużej niepewności komercyjnego wydobywania gazu; koszt pozyskania odpowiednich technologii. O tempie rozwoju przemysłu decydować też będzie niepewność poziomu cen gazu ziemnego oraz możliwe niestabilności rynku (typ kontraktów). Rozwój przemysłu gazowego związanego ze złożami niekonwencjonalnymi czeka na silne wsparcie polityczne i biznesowe, także lokalnych społeczności;
- nie jest możliwe narzucanie w tej chwili dodatkowych obciążeń podatkowych dla pozyskiwania gazu z łupków z uwagi na dużą niepewność w zakresie warunków prowadzenia eksploatacji. W początkowym okresie należałoby może wprowadzić preferencje podatkowe dla firm prowadzących działalność w tym sektorze, podobnie jak w USA w latach dziewięćdziesiątych i obecnie w Chinach (rozpatrywanych obecnie także w innych krajach);
- cena elektryczności i ciepła z technologii gazowej w 70% zależy od ceny gazu. Przy jej obecnym poziomie trudno uzasadnić ekonomiczność inwestycji w energetykę gazową. Brak na razie podstaw dla oczekiwania niskich cen gazu z łupków. Niższa cena gazu z

¹ nieomawiane w tym raporcie

łupków mogłaby być, obok efektów ekologicznych i systemowych, podstawową przesłanką zwiększonego upowszechniania technologii gazowych i zwiększenia ich funkcji w gospodarce. **Chodziłoby o udział technologii turbin gazowych, w zmianie struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.** Sektor energetyczny mógłby zużywać do 3–4 mld m³ gazu/rok do 2020 r. ;

- na obecnym, nadal wstępnym etapie poszukiwań złóż gazu łupkowego, celem podstawowym władz państwowych w odniesieniu do sektora prywatnego oraz polskich instytucji naukowych i uczelni powinno być ich silne zachęcanie, środkami prawnymi i finansowymi, do aktywnego włączenia się w prace zmierzające do szybkiego i dokładnego rozpoznania warunków geologicznych występowania potencjalnych złóż oraz do intensyfikacji prac nad technologiami zmniejszającymi koszty wierceń i wydobycia. **Nie dochody podatkowe (być może iluzoryczne), a znaczące wydobycie komercyjne powinno być celem zasadniczym.** W obszarze energii trzeba dążyć do zmniejszenia zależności od importu z każdego kierunku. Z tego punktu widzenia istnienie znacznych i dość dobrze udokumentowanych złóż gazu konwencjonalnego powinno być potraktowane jako fakt uzasadniający dalszą rozbudowę także tego, drugiego, obszaru krajowego wydobycia gazu ziemnego w złożach niekonwencjonalnych;
- ewentualna nadpodaż gazu ziemnego pochodzącego z poza Europy (USA) po roku 2020 może zmienić stosunki cenowe korzystne dla rozwoju energetyki gazowej. **W takiej sytuacji poprawa sytuacji energetycznej poprzez budowę nowych elektrowni gazowych mogłaby nastąpić po 2020 roku. Jest to scenariusz obarczony dużym ryzykiem.** Jednocześnie import taniego gazu LNG z USA może spowodować zahamowanie poszukiwań i rozwoju złóż gazu niekonwencjonalnego, w tym gazu w formacjach łupkowych;
- klarowne i jednoznaczne sformułowanie problemów badawczych stojących przed uniwersytetami technicznymi i ośrodkami badawczymi w zakresie pozyskania węglowodorów – w tym technologii wydobycia gazu ziemnego z różnych typów złóż i zagospodarowania powierzchniowego złóż - powinno być priorytetem władz państwa. Trzeba unikać dublowania badań i ich realizacji w niewłaściwej sekwencji czasowej;
- zauważa się bardzo duże rozproszenie ośrodków badawczych chcących zajmować się badaniami nad rozwojem technologii gazowniczej w szerokim pojęciu (eksploatacji złóż i zagospodarowanie gazu), nie zawsze posiadających wystarczające kompetencje i możliwości badawcze. Może to prowadzić do niewłaściwej dystrybucji i wykorzystania środków przeznaczonych na badania, co już się zarysowuje. W tym zakresie proponuje się utworzenie jednego silnego – kompetentnego ośrodka sterującego programem badań na lata 2015–2020 wspomagającego działania NCBIR - *upstream* (poszukiwania i eksploatacja gazu): AGH, INIG, PIG, GIG, PAN), *midstream* (transport gazu, magazynowanie): AGH, Politechnika Warszawska, Politechnika Śląska), *downstream* (dystrybucja gazu, utylizacja): Politechnika Śląska, AGH)).

Integralną częścią opracowania jest załączona „Charakterystyka technologii pozyskiwania gazu z łupków”.



Prezes
Polskiej Akademii Nauk

Michał Kleiber

Przygotował zespół:

Prof. Tadeusz Chmielniak
Prof. Józef Dubiński
Prof. Czesława Rosik-Dulewska
Prof. Stanisław Gomułka
Prof. Wojciech Górecki
Prof. Maciej Kotarba
Dr hab. Piotr Krzywiec, prof. ING PAN
Prof. Eugeniusz Mokrzycki
Prof. Stanisław Nagy
Prof. Marek Nieć
Prof. Lucjan Pawłowski
Prof. Jakub Siemek
Prof. Antoni Tajduś

Załączniki :

Opracowania cząstkowe Komitetów PAN:

- Komitetu Zrównoważonej Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Komitetu Nauk Geologicznych,
- Komitetu Górnictwa,
- Komitetu Problemów Energetyki,
- Komitetu Inżynierii Środowiska

Aneks

Charakterystyka technologii pozyskiwania gazu z łupków

Wydobycie gazu z łupków, na skalę przemysłową rozpoczęło się w Stanach Zjednoczonych w późnych latach 1990-tych. Gaz ziemny, określany nazwą „gaz łupkowy”, jest gazem niekonwencjonalnym, czyli znajdującym się w innych, pod względem właściwości fizycznych i budowy geologicznej, złożach niż złoża konwencjonalne. Warstwy łupkowe są jednocześnie miejscem generowania gazu jak i złożem gazu. Natomiast w złożach klasycznych, gaz przemieszcza się ze skał macierzystych do warstw magazynowych, tworząc w ten sposób złoża gazu ziemnego.

Wielkości perspektywiczne lub też prognostyczne zasobów gazu ziemnego, w warstwach łupkowych, będące przedmiotem zainteresowań w wielu krajach, są bardzo różne i wahają się od $36 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ (Chiny) do kilkunastu bilionów m^3 w krajach Europy. Zasoby bliżej, ale jednak niezupełnie, rozpoznane i udokumentowane w USA do 2013 r. wynoszą około $24,4 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. Największa koncentracja perspektywicznych zasobów gazu w łupkach występuje na kontynentach pozaeuropejskich (Ameryka Północna – USA, Kanada, ale również Ameryka Południowa – Argentyna oraz Azja). Należy jednak równocześnie podkreślić, że przemysłowa eksploatacja gazu z łupków rozwinęła się tylko w USA i Kanadzie, i tylko te kraje osiągnęły znaczące sukcesy w poszukiwaniu i w eksploatacji „gazu łupkowego”. Inne kraje pozostają w dalece początkowym stadium. Dla celów porównawczych w poniższej tabeli przytoczono charakterystyczne parametry złóż gazu łupkowego w USA i Kanadzie. Złoża te mają jednak inną budowę geologiczną niż złoża polskie.

Parametr	Barnett	Haynesville	Marcellus	Horn River	Monterey
Głębokość [m]	2 000–2 800	3 200–4 100	900–2600	2 000–4 000	1 500–3 000
Miaższość warstw łupkowych [m]	30–150	60–90	20–80	90–180	90–150
TOC [%]	3,0–7,0	3,0–5,0	3,0-12,0	3,0–10,0	2,5–6,0
Początkowe zasoby w złożu [mln m^3 /sekcję]	1 420–5 660	4 250–7 080	1 420–4 250	3 680–9 060	1 700–4 250
Współczynnik ogólny sczerpania zasobów wydobywalnych [%]	20–40	20–40	20–40	20–40	20–40
Wydobycie przypadające na 1 odwiert [mln m^3 /odwiert]	28–113	127–241	62–116	85–255	57–170

Zespół wartości cech fizycznych skał łupkowych pozytywnie rokujących dla wielkości potencjału gazowego (według źródeł USA) jest następujący:

1. miąższość warstw 50–70 m (co najmniej 20 m miąższości)
2. porowatość > 4%,
3. nasycenie wodą < 45%,
4. nasycenie ropą naftową < 45%
5. przepuszczalność > 100 nanodarcy ($1nD = 10^{-9} D$),
6. R_o (zdolność wityrynytu odbicia światła) > 1,3 – 1,5%,
7. TOC > 2%.
8. zawartość gazu w skałach łupkowych ponad 2,8 Nm³/t łupku

Gaz, również ropa naftowa w złożach łupkowych, występuje w postaci zaadsorbowanej w materii organicznej (kerogen), w stanie wolnym w porach oraz w spękaniach. Stąd też początkowa, na ogół krótkotrwała wysoka wydajność, a potem silnie opadająca wydajność odwiertów. Konsekwencją jest konieczność wiercenia dużej ilości odwiertów eksploatacyjnych dla podtrzymania wydobycia. Jeszcze w połowie ostatniej dekady technologia wydobycia gazu opierała się na wierceniu odwiertów pionowych, jednak od 2007 r. stosowane są głównie odwierty poziome. Wiercenie odwiertów poziomych ukierunkowane jest prostopadle do istniejącej siatki szczelin w pokładach łupkowych. Po zakończeniu wiercenia realizowany jest zabieg wielostopniowego szczelinowania, który generuje szczeliny wzdłuż odwiertu (prostopadle do osi odwiertu poziomego). Zwiększają one powierzchnię kontaktu odwiertu z łupkami i w ten sposób stymulują dopływ gazu. Wytworzone szczeliny penetrują na odległość kilkuset metrów od odwiertu, ponad 300 m, ale i dalej.

Obecne technologie umożliwiają wiercenie aż do 32 odwiertów z jednego miejsca, co pozwala na eksploatację gazu z obszaru około 20 km². W praktyce stosuje się układ 8–10 odwiertów. To pozwala na znaczne oszczędności związane zarówno z dzierżawą obszaru na wiercenie, dojazdu do placu wiertniczego, wykorzystania urządzenia wiertniczego, systemem krążenia płuczki wiertniczej, instalacją do szczelinowania i oczyszczania płynów po szczelinowanie, etc., a także umożliwia szybsze i tańsze połączenie odwiertów z rurociągami zbiorczymi i przesyłowymi. Stymulacja odwiertu polega na hydraulicznym wytwarzaniu siatki szczelin wokół odwiertu. Proces szczelinowania jest zabiegiem pompowania pod wysokim ciśnieniem do odwiertu cieczy o niskiej lepkości, z wydajnością większą niż wynika to z możliwości przepływu. Ciśnienie w odwiercie wzrasta powyżej ciśnienia rozwarstwiania skał powodując pęknięcia matrycy skalnej i wytworzenie jednej szczeliny lub sieci szczelin. Czynnikiem ułatwiającym powstawanie szczelin jest obecność w skałach ilastych krzemionki, ewentualnie węglanów. Zabezpieczeniem szczeliny przed zamknięciem jest jej podparcie, przez wprowadzenie podsadzki (ang. *proppant*).

Bardzo przybliżone oszacowanie wskazuje na liczbę około 1800 - 2500 odwiertów wierconych w Polsce w okresie 10 lat, dla osiągnięcia wydajności około 10 mld m³/rok w ostatnim roku (przez daleką analogię do złoża Marcellus – USA). Szacuje się, że do wydobycia 10 mld m³ gazu po 8 – 9 latach potrzeba 180 - 300 odwiertów rocznie, co najmniej 50 urządzeń wiertniczych pracujących w Polsce (w całej Europie pracuje aktualnie 150 urządzeń), zajęcia terenów pod wiercenia rzędu 70 – 120 km², oraz 4 – 10 mln m³ wody do zabiegów szczelinowania – rocznie przez okres 10 – 15 lat. Tylko duża liczba odwiertów eksploatacyjnych może zapewnić uzyskanie znaczącego wydobycia gazu, nawet przy jego znacznych zasobach. Nie sposób nie zauważyć faktu wycofania się niektórych firm amerykańskich z koncesji, ale i przyplływów gazu w kilku odwiertach.