

HALINA MACHOWSKA*

NIEKONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY – GAZ Z ŁUPKÓW

UNCONVENTIONAL NATURAL GAS – SHALE GAS

Streszczenie

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w Europie i na świecie spowodowało zwiększenie uwagi na niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego, w szczególności gazu z łupków. Na podstawie danych geologicznych i analizy potencjału gazowego ocenia się, że znaczne złoża gazu z łupków występują na terenie Polski. Jednak technologia wydobycia gazu niekonwencjonalnego wymaga badań geologicznych, geochemicznych i środowiskowych.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, gaz z łupków

Abstract

The need to ensure energy security for Europe and the world has drawn attention to unconventional natural gas deposits, in particular the shale gas. Basing on the geological data and the gas potential analysis, it is assessed that there are considerable deposits of shale gas on the territory of Poland. However, the technology of mining unconventional gas requires superb geological, geochemical and environmental survey.

Keywords: natural gas, shale gas

* Dr inż. Halina Machowska, Instytut Chemii i Technologii Organicznej, Wydział Inżynierii i Technologii Chemicznej, Politechnika Krakowska.

1. Wstęp

Według ogólnego kryterium podziału gazu ziemnego można wyróżnić gaz znajdujący się w złożach konwencjonalnych i niekonwencjonalnych.

O ile eksploatacja złóż konwencjonalnych nie nastęrcza problemów i jest procesem znanym, o tyle w przypadku złóż niekonwencjonalnych, w których gaz znajduje się w postaci rozproszonej w niewielkich porach skalnych, eksploatacja przedstawia się inaczej.

Gaz ziemny powstaje na dużej głębokości w wyniku rozkładu szczątków organicznych pod wpływem wysokiej temperatury. Aby utworzyły się geologicznie zauważalne i gospodarczo istotne złoża gazu, jego koncentracja w skale musi być znaczna.

W przypadku konwencjonalnych nagromadzeń ropy i gazu węglowodory te wydostają się ze skały macierzystej do przewarstwiających się niekiedy z łupkami porowatych skał nasyconych zasolonymi i zmineralizowanymi wodami. Ropa i gaz, jako lżejsze od wody, przesączają się przez te skały ku górze.

Taka migracja trwa dopóki pozwala na to budowa warstw skalnych. Jeśli droga migracji węglowodorów napotka na przeszkodę, zostaną one uwięzione w tzw. pułapce naftowej, tworząc złożę konwencjonalne.

Gaz łupkowy (tzw. *shale gas*, od angielskiej nazwy łupka ilastego) powstaje w ten sam sposób, co konwencjonalny. Powstaje także w tych samych skałach macierzystych, czyli łupkach bogatych w substancję organiczną. Jest to jednak ta część gazu, której nie udało się wydostać ze skały macierzystej. Same łupki mają bowiem bardzo ograniczoną zdolność przepuszczania węglowodorów.

Wydostanie się z nich gazu czy ropy możliwe jest dzięki naturalnym mikrospekaniom występującym w strefach brzeżnych warstw łupków, a złoża niekonwencjonalne występują w warstwach łupków o większej grubości, gdzie wydostanie się węglowodorów jest niemożliwe.

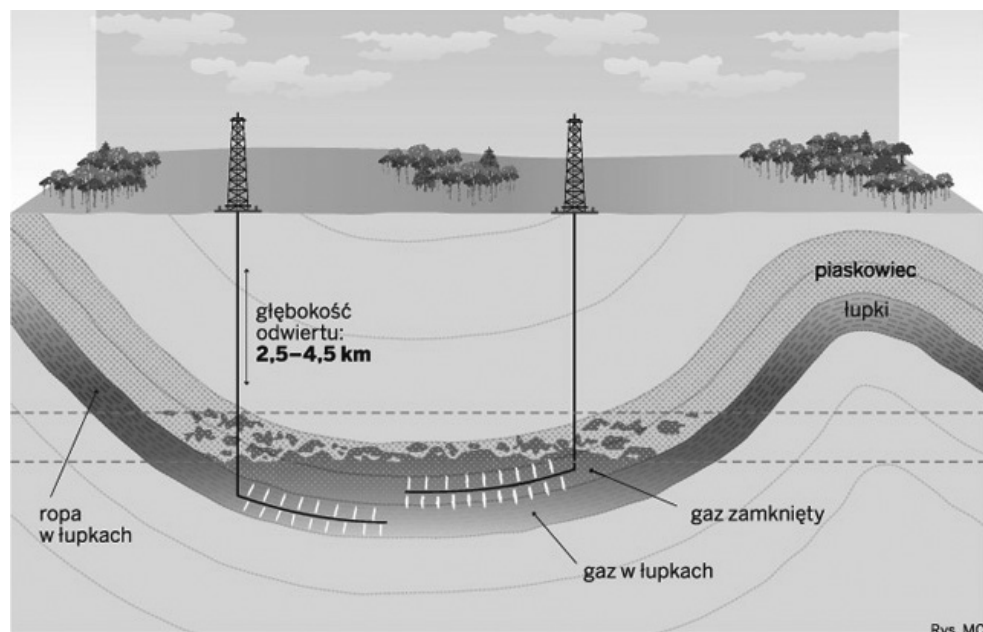
Od wielu lat znane są pokaźne złoża gazu, których eksploatacja była kosztowna, a próby jego wydobycia metodami konwencjonalnymi były nieekonomiczne.

Wspólną cechą tych złóż jest bardzo mała przepuszczalność i złoża te zalicza się do zasobów niekonwencjonalnych [1].

2. Niekonwencjonalne złoża gazu

Rodzaje złóż gazu niekonwencjonalnego:

- gaz z dużych głębokości (*deep gas*), którego złoża występują na głębokościach powyżej 4500 m pod powierzchnią terenu i głębiej,
- gaz zamknięty (*tight gas*), złoża charakteryzujące się bardzo niską przepuszczalnością (głównie piaskowce, rzadziej w skałach węglanowych),
- gaz z łupków (*shale gas*) – gaz akumulowany w skałach ilasto-łupkowych, jest to przypadek, gdy skała macierzysta jest równocześnie skałą zbiornikową,
- metan z pokładów węgla (*coal bed methane*) jest zaabsorbowany w materii węglowej,
- hydraty gazowe – struktura sieci krystalicznej klatratów metanu składa się ze szkieletu krystalicznego tworzonego przez cząsteczki wody. Klatrat metanu to biała bezwonna substancja podobna do lodu.



Rys. 1. Schemat złóż gazu łupkowego

Fig. 1. Schematic geology of shale gas deposit

Zasoby gazu złóż niekonwencjonalnych są znacznie większe od zasobów gazu złóż konwencjonalnych.

Tabela 1

Zasoby gazu łupkowego [2]

Kraj	Zasoby, [bln m ³]
Chiny	36
USA	24
Argentyna	22
Meksyk	19
Afryka Płd.	14
Australia	11
Kanada	11
Libia	8
POLSKA	5
Francja	5

Źródło: U.S. EIA

3. Czy w Polsce gaz w łupkach w ogóle istnieje?

W otworach wierconych na przestrzeni 40 lat w Basenach Bałtyckim, Podlaskim i Lubelskim przewiercano utwory dolnego paleozoiku, czyli syluru i ordowiku, zarówno na lądzie, jak i na Morzu Bałtyckim [3].

Wiercenia zostały zlecone polskim firmom w tym PG Warszawa oraz firmy Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Kraków, Piła i Wołomin przez Państwowy Instytut Geologiczny.

Zanotowano zgazowania w otworach, badanie tzw. rurowymi próbnikami złoży stwierdziło obecność gazu natomiast nie uzyskiwano tzw. przemysłowego przyływu do próbniaka. Brak przyływu był oczywisty z uwagi na bardzo niskie właściwości kolektorskie łupków (porowatość i przepuszczalność).

W tym czasie nie znano technologii szczelinowania w odniesieniu do skały łupkowej, w związku z czym trudno było mówić o efektach dopływu gazu ze złoży.

Dla historycznego przypomnienia, jako bardzo dobry przykład istnienia zgazowania notowanego w łupkach sylurskich ordowickich można podać otwór Łopiennik IG-1 wiercony w latach 70. przez PG Warszawa w Basenie Lubelskim.

Wiedza na temat gazonośności łupków dolnego paleozoiku w Polsce była i jest.

Polska jest zagłębiem gazowym, biorąc pod uwagę zasoby gazu zawarte w otworach dolnego paleozoiku, syluru i ordowiku (Paleozoik –542–251 mln lat temu, trwał 291 mln lat).

Jakie są zasoby tego gazu w Polsce okaże się to w ciągu najbliższych 5–10 lat.

Tabela 2

Gaz łupkowy w Polsce [4]

Region	Bałtycki	Lubelski	Podlaski
Szacunkowa powierzchnia	264 190 [km ²]	30 895 [km ²]	11 195 [km ²]
Grubość – przedział	100–250 [m]	100–340 [m]	110–220 [m]
Głębokość – przedział średnio	2500–5000 [m] 3750 [m]	2000–4100 [m] 3050 [m]	1800–3500 [m] 2650 [m]
Ciśnienie rezerwuaru	nadciśnienie	nadciśnienie	nadciśnienie
Zawartość glin	średnia	średnia	średnia

W celu potwierdzenia powyższych stwierdzeń należy wskazać na wiele źródeł, zarówno polskich głównie PIG, jak i zagranicznych. Jednym z najważniejszych jest raport Departamentu Energii Rządu USA z kwietnia 2011 roku pt.: WORLD SHALE GAS RESOURCES. W raporcie tym podano, że zasoby gazu „łupkowego” w Polsce wynoszą od 1,5 do 3 a nawet 5 bln m³.

Raport ten oparty jest przede wszystkim na informacjach zawartych w artykułach napisanych przez polskich specjalistów geologów, geofizyków. Niektóre publikacje datowane są nawet na styczeń 1998 r. (Journal of Petroleum Geology 21,1).

Wiedza na temat istnienia gazu łupkowego w Polsce ma już dobre kilkadziesiąt lat, ale podobnie jak w USA długo nie była wykorzystana z powodu czysto technicznych, bowiem nie znano technologii udostępniania gazu.

Ministerstwo Środowiska wydało 111 koncesji na poszukiwanie gazu z łupków. Planowane są prace głównie w pasie od wybrzeża Bałtyku w kierunku południowo-wschodnim do Lubelszczyzny.

Drugi obszar potencjalnych poszukiwań to zachodnia część Polski, głównie woj. Wielkopolskie i Dolnośląskie.

4. Etapy prac koncesyjnych

- I etap – gromadzenie i analiza danych geologicznych i geofizycznych,
- II etap – analizy geochemiczne próbek pobranych z pozyskanych rdzeni wiertniczych,
- III etap – realizacja badań sejsmicznych, których celem jest ostateczne potwierdzenie struktury geologicznej badanych terenów,
- IV etap – odwiercenie określonych w koncesji ilości otworów pionowych i poziomych.

Otwieranie szczelin i ich kontrola za pomocą sond mikrosejsmicznych i światłowodów. Na podstawie ilości wydanych koncesji należy zakładać, że do roku 2025 zostanie odwierconych w Polsce około 100 otworów. Do roku 2025 planowane są dalsze odwierty poszukiwawczo-eksploatacyjne, tak aby ich liczba wyniosła około 400 do 600, zakładając utrzymanie wydobycia gazu z łupków na poziomie rzędu 5–6 mld m³ gazu rocznie.

Zestawienie podstawowych danych dotyczących projektu wydobycia gazu z łupków w Polsce do roku 2025 przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3

Projekt wydobycia gazu z łupków [3]

Poziom wydobycia gazu (średnio rocznie)	6 mld [m ³]
Całkowita ilość gazu wydobyta do roku 2025	60 mld [m ³]
Średnia cena gazu na głowicy za 1000 m ³ w PLZ	500 [PLZ]
Średnia cena gazu na głowicy za 1000 m ³ w \$	ok. 200 [\$]
Liczba odwierconych otworów (pionowych i poziomych łącznie)	600
Powierzchnia zajęta pod wiercenie grupowe (minimum)	315 [ha]
Ilość odpadów do zagospodarowania (stałe i płynne bez wody szczelinującej)	2 mln [m ³]
Ilość wody do szczelinowania (średnio na otwór 20 000 m ³)	12 mln [m ³]
Ilość wody szczelinującej do utylizacji (po szczelinowaniu)	2 mln [m ³]
Koszty wiercenia bez szczelinowania	21 mld [PLZ]
Koszty przygotowania placów – wersja asfaltowa	270 mln [PLZ]
Koszty perforacji, szczelinowania i wywołania otworów	2 mld [PLZ]
Koszty dodatkowych badań sejsmicznych	1 mld [PLZ]
Razem koszty szacunkowe projektu wraz z innymi kosztami (netto)	ok. 30 mld [PLZ]

Założono stały poziom kosztów liczony według cen z 2011 r. (do roku 2025). Koszty uwzględniają cenę wody do szczelinowania i utylizację odpadów. Koszty nie uwzględniają rekultywacji terenu po zakończeniu eksploatacji pola.

PGNiG posiada 15 koncesji poszukiwawczych gazu z łupków w Polsce. Zasoby na koncesjach PGNiG wynoszą ok. 900 mld m³.

Poszukiwania i eksploatacja złóż gazu, także tych z łupków, jest jednym z priorytetów PGNiG (160 lat doświadczenia w poszukiwaniu i wydobyciu gazu ziemnego).

Roczne zużycie gazu ziemnego w Polsce wynosi około 15 mld m³. Wydobycie gazu konwencjonalnego w Polsce to 5–6 mld m³. Pozostały gaz, który używamy pochodzi głównie z Rosji (około 70%) i tylko niewielka ilość z Czech i Niemiec.

Polska za gaz importowany z Rosji płaci, nie tylko cztery razy więcej niż obecnie kosztuje on w USA, ale też jedną z najwyższych cen w Europie.

PGNiG jako pierwsza z firm może rozpocząć przemysłowe wydobycie gazu z łupków. Przy odwiercie LUBOCINO 1, na koncesji Wejherowo nieprzerwanie płonie flara, tzw. świeczka.

Otwiera to drogę do dalszych prac na koncesji, których efektem może być uruchomienie przemysłowego wydobycia gazu z łupków oraz potwierdzenie, że prognozy dotyczące jego znaczących zasobów w Polsce są uzasadnione.

Analizy gazu z łupków syluru i ordowiku potwierdzają jego bardzo dobre parametry energetyczne, brak H₂S i niska zawartość N₂. Dodatkowo analizy potwierdzają występowanie ciężkich węglowodorów. Jeśli wszystkie prace przebiegać będą zgodnie z planem to rozpoczęcie próbnej eksploatacji będzie możliwe w 2013 roku, a wydobycie komercyjne w 2014 roku [5].

PGNiG w przyszłości planuje produkować syntetyczny olej napędowy i benzynę lotniczą z gazu z łupków. Odpowiednią technologią GTL (*gas to liquids*) dysponuje zaledwie kilka firm, wśród których jest Shell, posiadający obecnie największą na świecie instalację umożliwiającą produkcję paliw z gazu ziemnego. Rafineria firmy Shell znajdująca się w Katarze zużywa 17 mld m³ gazu rocznie, z którego produkuje 7 mln ton paliw. Ekspertcy są zdania, że technologia GTL jest opłacalna, gdy ropa kosztuje powyżej 60–70 \$ za baryłkę, a obecnie jej notowania sięgają 112 \$ za baryłkę [6].

Ponadto firmy wydobywające gaz obniżają koszty wierceń i wydobycia, przechodząc do napędu gazem w miejsce oleju napędowego. Dla przykładu Taylor Shinn, szef rozwoju Chesapeake Energy, drugiej co do wielkości firmy gazowej, podał, że przestawienie na gaz napędów wiertnic i taboru samochodowego pozwoli zmniejszyć koszty o około 250 mln \$ rocznie, ze względu na różnicę cen paliw [2].

5. Technologia wydobycia gazu z łupków

Pierwsze próby eksploatacji łupków podjęto już w 1821 roku, lecz w związku z małą wydajnością tego typu wydobycia szybko go zaprzestano. Zmianę przyniósł rozwój technologii i zmiana wiercenia z pionowego w poziome przy jednoczesnym drenowaniu sieci spękań w skale. Proces „otwierania” skał nazywany jest szczelinowaniem hydraulicznym (*hydraulic fracture*).

W poszukiwaniu gazu firma Mitchell Energy rozpoczęła wiercenia na złożu Barnett shale. Wdrożone zostały dwie technologie, w 1997 roku wprowadzono technologię szczelinowania eksplozją i wysokim ciśnieniem wody, a w 2003 roku zastosowano technologię wiercenia horyzontalnego. Obecnie na złożu Barnett istnieje ponad 12 000 otworów produkcyjnych, z których do roku 2008 wydobyto 237 mld m³ gazu.

Według tej technologii [3] najpierw drąży się otwory pionowe, o głębokości ponad 3000 m, a potem poziome długości do 2000 m i przeprowadza hydrauliczne szczelinowanie łupków gazonośnych w celu uwolnienia zaadsorbowanego gazu i umożliwienia jego przepływu wytworzonymi szczelinami w kierunku otworu wydobywczego.

W tym celu do odwiertu wprowadza się duże ilości wody z piaskiem i substancjami chemicznymi.

W zależności od wielkości odwiertu do jego szczelinowania zużywa się [3] 8–20 000 m³ wody i 500–2500 t piasku, wydajność tłoczenia wody wynosi 6–20 m³/min, przy ciśnieniu dochodzącym do 100 MPa (1000 bar), szacowana propagacja szczelin w podłoże wynosi 200–300 m.

Drobnoziarnisty piasek ze specjalnymi dodatkami chemicznymi wciska się w powstałe w skale pęknięcia, uniemożliwiając ich ponowne zamknięcie.

Zamiast piasku stosowane są materiały ceramiczne, metalowe i plastikowe kulki oraz płyny organiczne, które przekształcają się w siatkę splątanych włókien.

Wiercenia poziome muszą być prowadzone grupowo, czyli z jednego placu wykonuje się promieniście kilka a nawet kilkanaście otworów poziomych.

Na powierzchni montuje się urządzenia, które mają za zadanie ujęcie i odtransportowanie gazu do rurociągów.

6. Typowy skład chemiczny [7]

1. Woda – około 95%
2. Piasek – około 3 – 4,5%
3. Dodatki chemiczne 0,5–2%

w tym

- kwas solny – pomaga rozpuścić skałę i inicjować powstawanie szczelin,
- aldehyd glutarowy – eliminuje z wody bakterie, które powodują powstawanie związków, wywołujących korozję,
- guma quar lub hydroksyetyloceluloza pomaga utworzyć zawiesinę piasku poprzez zwiększenie lepkości wody,
- nadsiarczan amonu- opóźnia przejście płynu szczelinującego ze stanu „żelowanego” (o dużej lepkości) do stanu bardziej płynnego (o mniejszej lepkości),
- formamid – zapobiega korozji rur okładzinowych,
- sole boranowe – utrzymują stałą lepkość płynu szczelinującego wraz ze wzrostem temperatury,
- destylaty ropy naftowej – zmniejszają tarcie podczas przepływu płynu szczelinującego przez odwiert,
- kwas cytrynowy – zapobiega wytrącaniu się tlenków metali,
- chlorek potasu – wpływa korzystnie na stateczność ściany otworu wiertniczego, zapobiegając oddziaływaniu na nią płynu szczelinującego,
- węglan sodu lub potasu- reguluje pH, pomaga utrzymywać skuteczność działania innych składników płynu szczelinującego np. soli boranowych,
- glikol etylenowy – zapobiega tworzeniu się kamiennych osadów na ścianach rur okładzinowych,
- izopropanol – zmniejsza napięcie powierzchniowe płynu szczelinującego, co ułatwia jego odbiór z odwiertu po zakończeniu szczelinowania.

7. Problemy środowiskowe

Stosowane dodatki chemiczne do czystej wody muszą spełniać normy środowiskowe określone w ustawach i są to środki na ogół powszechnie stosowane w przemyśle spożywczym, kosmetycznym, a nawet w produkcji środków czystości i żywności.

Ponadto technologia zakłada, że płyn, który będzie gromadzony po zabiegu szczelinowania musi być płynem wielokrotnego użycia, powinien być w ciągłym obiegu zamkniętym. Natomiast resztki lub faza stała powinna podlegać utylizacji lub takiej neutralizacji, aby odpowiadała polskim normom dozwolonego zanieczyszczenia, około 20–25% całkowitej objętości zatłaczanego płynu powraca po zabiegu szczelinowania.

8. Niebezpieczeństwo przedostania się związków chemicznych do warstw wodonośnych

Warstwy wodonośne są położone około 2 km nad odwiertami poziomymi, w których wykonuje się szczelinowanie (woda znajduje się na głębokości do 900 m). Migracja zanieczyszczeń przez warstwę geologiczną o takiej grubości trwa w naturalnych warunkach 830 tys. lat) [8]. Teoretycznie istnieje niebezpieczeństwo przedostania się substancji chemicznych z wody używanej do szczelinowania do warstw wodonośnych, ponieważ odwiert przez nie przechodzi, jednak stosowane wielowarstwowe rury, których ściany są pomiędzy sobą cementowane zapewniają odpowiednią szczelność.

Tabela 4

Zużycie wody w produkcji energii (wg danych Dep. Energii USA, 2009)

Rodzaj nośnika energii	Ilość wody zużywana na wyprodukowanie 1 MMBTU w [l]
Gaz z łupków	2,2–6,8
Gaz ziemny	3,8–11,4
Węgiel (bez transportu mułu płuczkowego)	7,6–30,3
Węgiel (z transportem mułu płuczkowego)	49,2–121,1
Energia jądrowa (przetworzony uran gotowy do użycia w reaktorze)	30,3–52,9
Ropa naftowa	30,3–75,7
Gazyfikacja węgla (proces Synfuel)	41,6–98,4
Ropa z łupków	83,3–211,9
Ropa z piasków bitumicznych	102,2–257,4
Paliwo syntetyczne (metoda Fishera-Tropscha)	155,2–227,1
Ulepszona technologia wydobywania ropy (EOR)	9463,5
Etanol (wyprodukowany ze zboża z nawadnianych upraw)	9501,4–110 155
Biodiesel (wyprodukowany z soi z nawadnianych upraw)	5299,6–283 905

1 BTU (british thermal unit) = 1,055 kJ

Zestawienie przygotowane przez rządowy Departament Energii i Radę Ochrony Wód Podziemnych (Ground Water Protection Council) podaje zużycie wody (tabela 4) w procesach produkcji nośników energii, z którego wynika, że ilość wody niezbędnej do wydobycia gazu z łupków jest mniejsza niż przy produkcji innych surowców energetycznych [9].

Na świecie, w tym w Polsce, powstało już wiele profesjonalnych raportów, które potwierdzają, że wydobycie gazu z łupków jest całkowicie bezpieczne. Naukowcy z Energy Institute Uniwersytetu Tekszańskiego stwierdzili: brak dowodów zanieczyszczenia wód gruntowych chemikaliami w wyniku szczelinowania hydraulicznego, nie zaobserwowano wycieków płynów szczelinujących a udział wydobycia gazu łupkowego w ogólnej emisji zanieczyszczeń do atmosfery jest znacznie mniejszy niż z innych źródeł związanych z działalnością człowieka. W Polsce, Ministerstwo Środowiska podało, że badano wpływ na środowisko procesu szczelinowania hydraulicznego wykonanego na jednym z otworów wiertniczych w miejscowości Lebień na Pomorzu. Przeprowadzone badania potwierdziły tezę o minimalnym i niegroźnym wpływie prac poszukiwawczych złóż niekonwencjonalnych na środowisko.

9. Wnioski

Niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego – gazu z łupków – odkrywano na świecie począwszy od XIX wieku. Na dużą skalę eksploatacja gaz z łupków (*shale gas*) to ostatnie 20 lat. Poza udokumentowanymi bogatymi złożami w USA, Kanadzie, możliwość ich występowania stwierdzono w Argentynie, Australii, Chinach, Rosji, krajach Zatoki Perskiej, Turcji, północnej Afryce i RPA.

Najintensywniejsze jednak poszukiwania prowadzi się obecnie w Europie szczególnie w północnych i wschodnich regionach Polski.

Raport PIG z marca 2012 roku podaje, że szacunkowa wielkość zasobów gazu z łupków w Polsce zawiera się w przedziale od 346 do 768 mld m³, ale zasoby te mogą okazać się większe nawet 1,92 bln m³.

Literatura

- [1] Such P., Lesniak G., *Badania petrofizyczne dla złóż niekonwencjonalnych*, Wiadomości 3, 2011, 4-7.
- [2] Bednarz L., *Złoty wiek gazu, bonanza dla chemii*, Przemysł Chemiczny 90, 2012, 2033-2036.
- [3] Witek W., Budak P., *Gaz łupkowy [Shale Gas] – strategia dla Polski do 2025 r.*, Wiadomości 7, 2011, 4-11.
- [4] Bednarz L., *Gaz łupkowy. Gospodarka i polityka*, Przemysł Chemiczny 89, 2010, 1312-1315.
- [5] [http: CIRE. PL](http://CIRE.PL) 18.09.2011.
- [6] Dziennik Gazeta Prawna, 17.10.2011.
- [7] [http: Europagazniekonwencjonalny.pl](http://Europagazniekonwencjonalny.pl)
- [8] Sz y j k o C., *Atom i łupki: dwa polskie żywioły*, Wiadomości 6, 2011, 42.
- [9] Wiadomości 5, 2011, 27.