



Podstawy metodyki poszukiwań, rozpoznawania i dokumentowania zasobów złóż w odniesieniu do złóż gazu ziemnego w łupkach gazonośnych*

Marek Nieć¹



Backgrounds of prospecting, exploration and reporting resources and reserves of shale gas deposits. Prz. Geol., 62: 403–413.

Abstract. Gas in shales occurs as a constituent of rock and its resources can be estimated in a similar way as the metal content in ore deposit. The cutoff gas content in rock is the basic parameter defining deposit boundaries. It is proposed that the cutoffs in gas-bearing rocks are 2 m³ gas/t and 15-m deposit thickness. In case of lack of sufficient data, the deposit boundaries for resources estimation may be delineated in a defined distance from prospecting boreholes, supported by geophysical data, if possible. Discovered gas resources may be evaluated by volumetric methods. For reserve estimation, dynamic methods should be applied based on shale fracturing results. Following the stages of prospecting and exploration, decreasing uncertainty of the deposit resources/reserves evaluation may be expressed by D, C, B and A categories, or with the use of PRMS classification system.

Keywords: shale gas deposits, prospecting, exploration, resources, reserves

Szansę wykorzystania gazu ziemnego zawartego w skałach łupkowych stwarzają potrzebę zdefiniowania jego złóż i określenia sposobów pozyskania danych, na których podstawie można stwierdzić występowanie takich skał gazonośnych. Szacowanie zasobów gazu ziemnego w łupkach gazonośnych jest poważnym wyzwaniem ze względu na inny sposób występowania tej kopaliny niż w klasycznych złożach, określanych jako konwencjonalne. Dotychczas wypracowano metody oceny zasobów przewidywanych, których występowanie jest możliwe, hipotetyczne (Pollastro, 2007; Charpentier & Cook, 2010). Nerozwiązanym problemem jest natomiast ocena zasobów rzeczywiście istniejących, które mogą być podstawą planowania ich systematycznej, ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji. Warunkiem niezbędnym jest w tym przypadku odpowiednia metodyka poszukiwań i rozpoznawania złoża, których wyniki powinny dostarczyć danych pozwalających na stwierdzenie istnienia złoża, a więc:

- określenie przestrzeni, w której występuje akumulacja gazu w ilości umożliwiającej planowanie jego odzysku, oraz prawdopodobnych granic tej przestrzeni;
- stwierdzenie możliwości odzysku gazu w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Nieodzowne w związku z tym jest odwołanie do ogólnych podstaw nauki o złożach, do zasad poszukiwań i rozpoznawania złóż oraz do metod szacowania zasobów. Brak takich odwołań jest źródłem wielu nieporozumień i nieuzasadnionych twierdzeń.

Istotną cechą złóż gazu w łupkach jest to, że gaz ziemny jest unieruchomiony w skale gazonośnej i w istocie może być uważany za jej składnik, oraz to, że granice strefy gazonośnej są nieostre. W celu wydobycia gaz musi być najpierw wyodrębniony ze skały gazonośnej (łupku). Istnieje zatem duże podobieństwo złóż gazu w łupkach do złóż rud metali – metal jest składnikiem użytecznym rudy, czyli

skały metalonośnej (np. miedź w łupku miedzionośnym), i musi być dopiero z niej wydzielony (Nieć, 2010b). Różnica polega tylko na tym, że w przypadku rud wyizolowanie składnika użytecznego następuje po wydobyciu rudy na powierzchnię, natomiast gaz jest oswabadzany ze skały gazonośnej w złożu, w wyniku zastosowania odpowiednich zabiegów technicznych, w szczególności szczelinowania. Pod tym względem najbliższą analogię złóż gazu w łupkach stanowią złoża siarki rodzimej, z których siarka wydobywana jest metodą podziemnego wytapiania (tzn. zabiegu stymulującego polegającego na zatłaczaniu do złoża przegrzanej wody).

Najbliższym odpowiednikiem złóż gazu w łupkach gazonośnych są złoża metanu w pokładach węgla (Nieć, 1993; Hadro & Wójcik, 2013). Metan występuje w nich przede wszystkim w formie sorbowanej, a całkowicie podrzędnie w formie zamkniętej w porach. Najłatwiej jest on odzyskiwany w strefach spekań naturalnych (*sweet zones*) lub sztucznie wytwarzanych, w których proces desorpcji węgla zachodzi najszybciej. W tych strefach metan może także występować w formie swobodnej i stwarza wówczas zagrożenia gazodynamiczne, wyrzutami węgla i skał otaczających (w wyrobiskach górniczych pojawiają się w takich miejscach fontanny gazowe, tzw. fukacze).

Uświadomienie sobie tych analogii ma istotne znaczenie dla określenia zasad poszukiwania i rozpoznawania oraz szacowania zasobów złóż gazu w łupkach gazonośnych.

Pewne cechy złóż gazu ziemnego w łupkach są charakterystyczne także dla niektórych złóż uważanych za konwencjonalne. Są to nieostre granice utworów gazonośnych w złożach, w których nie stwierdzono konturu wodnego, a kolektorem są spekane skały (np. węglanowe) lub porowate piaskowce. Granice złoża wyznacza graniczna wartość przepuszczalności („parametr odcięcia”), która jest albo określana metodą interpolacji między otworami

* Ze względu na znaczenie dla Departamentu Geologii i Koncesji Geologicznych Ministerstwa Środowiska oraz złożoność wyznaczania i dokumentowania złóż gazu ziemnego w skałach łupkowych przedstawionego w niniejszym artykule redakcja PG zaprasza osoby zainteresowane o nadsyłanie ewentualnych uwag i głosów polemicznych odnośnie do przedstawionego w artykule problemu.

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, ul. Wybickiego 7, 31-261 Kraków; mark@min-pan.krakow.pl.

produktywnymi i płonnymi, albo ekstrapolowana na ustaloną odległość od otworu produktywnego. Są to przypadki typowe dla niektórych udokumentowanych złóż gazu ziemnego w Polsce występujących w:

- skałach węglanowych jurajskich (np. Wierchosławice), karbońskich (Nosówka) i dewońskich (Ciecierzyn);
- piaskowcach bardzo drobnoziarnistych, mułowcowych, w utworach miocenu w zapadlisku przedkarpackim;
- niektórych piaskowcach fliszowych (m.in. złoża w Słopicach, będące w zasadzie złożem gazu zamkniętego).

PODSTAWY TEORETYCZNE POSZUKIWANIA I ROZPOZNAWANIA ZŁOŻ KOPALIN

Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż jest zawsze przedsięwzięciem ryzykownym ze względu na możliwość niepowodzenia. Koszty poniesione na prowadzenie prac mogą być stracone lub nie zostaną zrekompensowane przez uzyskane wyniki. Podstawowym kanonem geologii prospekcyjnej jest zatem realizacja prac poszukiwawczych i rozpoznawczych etapami. Znajduje to też wyraz w klasyfikacji zasobów przewidywanych i stwierdzanych w zależności od stopnia wiarygodności i dokładności ich oszacowania.

W wyniku doświadczeń praktycznych popieranymi badaniami dokładności rozpoznawania złóż wyróżnia się odpowiednio zasoby:

- przewidywane (perspektywiczne), domniemane na podstawie ogólnych danych geologicznych, geofizycznych i geochemicznych wskazujących na możliwość istnienia złoża, czyli przesłanek jego występowania, i szacowane metodą analogii, przez porównanie z obszarami, w których odpowiednie złoża zostały już odkryte (wiarygodność oceny zależy od stopnia podobieństwa budowy geologicznej porównywanych obszarów);

- oczekiwane (prognozowane, hipotetyczne) na podstawie danych geologicznych (oznak złożowych) uzyskanych po wykonaniu wstępnych prac poszukiwawczych, potwierdzających perspektywiczność badanego obszaru i wskazujących na możliwość występowania złoża oraz mogących być punktem wyjścia do projektowania dalszych prac szczegółowych i wyboru miejsca ich prowadzenia (*target selection*);

- odkryte w wyniku prac poszukiwawczych szczegółowych, wstępnie zbadane, takie, których stan rozpoznania (*target testing*) pozwala na stwierdzenie, że mogą być przedmiotem zainteresowania jako obiekt eksploatacji;

- stwierdzone, rozpoznane, takie, których stan rozpoznania upoważnia do twierdzenia, że ich eksploatacja jest możliwa i że można opracować projekt zagospodarowania złoża (*feasibility study*) oraz że można podjąć wydobycie kopaliny;

- pewne, dobrze zbadane, takie, które są przedmiotem systematycznej eksploatacji.

W różnych klasyfikacjach zasobów dotyczących stopnia ich zbadania odpowiednie kategorie zasobów są różnie nazywane. W Polsce utrwalił się zwyczaj oznaczania symbolami literowymi A, B, C zasobów odpowiednio stwierdzanych i rozpoznanych, oznaczenia te są formalnie stosowane w aktach prawnych dotyczących dokumentowania złóż kopaliny (np. w rozporządzeniach ministra środowiska w sprawie dokumentacji złóż kopaliny). Symbole D i E są nieformalnie używane do oznaczenia zasobów oczekiwanych i przewidywanych (prognostycznych i perspektywicznych), wyróżnianych w bilansach zasobów

perspektywicznych (ostatni opublikowany przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy – Wołkiewicz, 2011).

Podstawą do uznania zasobów za stwierdzone w odpowiednich kategoriach jest spełnienie warunków określonych w tabeli 1.

W klasyfikacji zasobów używanej w Polsce istnieje także zwyczaj (stosowany w praktyce w szczególności w odniesieniu do złóż kopaliny stałych) dzielenia zasobów w zależności od oceny ich użyteczności gospodarczej. Wyróżniane są:

- zasoby geologiczne (dawniej bilansowe) – ich wydobycie **może być** technicznie możliwe i gospodarczo uzasadnione, kryteria definiujące zasoby geologiczne (granice złoża i zasobów) określane są na podstawie ogólnych doświadczeń górnictwa;

- zasoby przemysłowe – ich wydobycie może być ekonomicznie uzasadnione w konkretnych warunkach technicznych zagospodarowania złoża;

- zasoby operatywne – ich wydobycie jest ekonomicznie uzasadnione.

W złożach ropy naftowej i gazu ziemnego przedmiotem zainteresowania są zasoby dające się wydobyć. Zatem dla tych złóż wyraźnie rozróżniane są zasoby całkowite i wydobywalne.

Do udokumentowania zasobów złóż gazu w łupkach gazonośnych niezbędne jest:

- w przypadku zasobów geologicznych wydobywalnych – stwierdzenie gazonośności łupków wskazującej na techniczną możliwość odzysku gazu oraz obliczenie zasobów metodą objętościową ze współczynnikiem szczyrpania wynoszącym 0,1–0,2;

- w przypadku zasobów przemysłowych (wydobywalnych) – stwierdzenie gazonośności wskazującej na możliwość ekonomicznie uzasadnionego wydobycia oraz obliczenie zasobów metodą objętościową, wspomaganą informacją o rzeczywistym możliwym współczynniku wydobycia (szczyrpania) uzyskaną na podstawie wyników odzysku gazu po szczelinowaniu;

- w przypadku zasobów operatywnych – stwierdzenie możliwości ekonomicznie opłacalnego wydobycia na podstawie wyników szczelinowania i szczegółowej analizy ekonomicznej (wartość bieżąca netto NPV > 0).

W klasyfikacji zasobów PRMS (Petroleum Resources Management System), uznanej za międzynarodową (Nieć, 2010a; Ross, 2011; ryc. 1), określa się:

- *undiscovered resources* – na etapie przewidywania możliwości występowania złóż (odpowiednik zasobów perspektywicznych, nieodkrytych);

- *discovered (sub-commercial) contingent resources* – na etapie dokumentowania zasobów w złożach stwierdzonych, ale jeszcze niezagospodarowanych (odpowiednik zasobów wydobywalnych, geologicznych i przemysłowych);

- *discovered commercial reserves* – na etapie projektowania zagospodarowania złoża i jego eksploatacji (odpowiednik zasobów wydobywalnych operatywnych), gdy ekonomiczna zasadność eksploatacji jest potwierdzona.

W klasyfikacji PRMS wyróżnia się też zasoby w zależności od prawdopodobieństwa potwierdzenia ich ilości:

- nisko oszacowane (*low estimate, 1C resources*) lub stwierdzone (*proved reserves – 1P*), które są gwarantowane (pewne), z wynoszącym 0,9 prawdopodobieństwem, że rzeczywiste zasoby mogą być większe;

Tab. 1. Stopnie zbadania złoża w poszczególnych etapach poszukiwań i prac rozpoznawczych
Table 1. Stages of deposit prospecting and exploration and categorization of confidence to geological data and resources

Cechy złoża <i>Deposit features</i>	Stopień zbadania złoża i zasobów <i>Geological confidence of deposits and resources</i>			
	zasoby stwierdzone <i>demonstrated resources</i>		prognostyczne (hipotetyczne, kategoria D) <i>prognostic (hypothetical, D category)</i>	perspektywiczne (kategoria E) <i>speculative (E category)</i>
	kategoria A, B <i>A, B category</i>	kategoria C <i>C category</i>		
Powierzchnia złoża <i>Deposit area</i>	znana <i>known</i>	znana, częściowo przypuszczalna <i>known, partly inferred</i>	domniemana <i>supposed</i>	nieokreślona <i>indetermined</i>
Model budowy złoża <i>Deposit model</i>	znany <i>known</i>	prawdopodobny, może być oceniany wariantowo <i>probable only, possible variants</i>	przypuszczalny, oceniany na zasadzie analogii <i>inferred, supposed by analogy</i>	przypuszczalny, oceniany na zasadzie analogii <i>inferred, supposed by analogy</i>
Parametry złoża (miąższość, gazoność i inne) <i>Deposit parameters (thickness, gas content, etc.)</i>	pomierzone <i>measured</i>		nieliczne pomiary <i>not numerous measurements</i>	zwykle jedynie przypuszczalne, niekiedy nieliczne, odosobnione pomiaru <i>often inferred only, sometimes not numerous, dispersed measurements</i>
Średnie wartości parametrów złoża <i>Average value of deposit parameters</i>	obliczone <i>calculated</i>		brak danych do obliczenia lub błąd oszacowania ponad 50% <i>no data for calculation or error of estimation over 50%</i>	nieznane lub domniemane <i>not known or supposed</i>
Warunki geologiczne eksploatacji <i>Geological conditions of exploitation</i>	rozpoznane <i>recognized</i>	przypuszczalne, częściowo lub niedostatecznie rozpoznane <i>inferred, partly or insufficiently recognized</i>	oceniane na zasadzie analogii <i>supposed by analogy</i>	oceniane na zasadzie analogii <i>supposed by analogy</i>
Zasoby złoża i dopuszczalny błąd ich oszacowania* <i>Deposit resources and admissible error of their estimation*</i>	obliczone, błąd oszacowania 20–35% <i>calculated, error of estimation 20–35%</i>	obliczone, błąd oszacowania do 50% <i>calculated, error of estimation up to 50%</i>	obliczone, błąd oszacowania ponad 50% <i>calculated, error of estimation over 50%</i>	oceniane na zasadzie analogii, błąd oszacowania nieokreślony <i>supposed by analogy, indeterminate error of estimation</i>

* „Rozporządzenie Ministra Środowiska...” (2011).

Ryc. 1. Międzynarodowa klasyfikacja zasobów węglowodorów – PRMS (Ross, 2011)

Fig. 1. International classification of hydrocarbon resources and reserves – PRMS (Ross, 2011)

CAŁKOWITE SZACOWANE ZASOBY TOTAL PETROLEUM INITIAL-IN-PLACE DISCOVERED	EKSPLOATACYJNE COMMERCIAL		WYDOBYCIE PRODUCTION		
			ZASOBY OPERATYWNE RESERVES		
			1P pewne proved	2P prawdopodobne probable	3P możliwe possible
			ZASOBY UDOKUMENTOWANE („BILANSOWE”) CONTINGENT RESOURCES		
GEOLOGICZNE „BILANSOWE” CONTINGENT	PRZEWIDYWANE PRZEMYSŁOWE	1C	2C	3C	wzrost szans na opłacalne wykorzystanie zasobów increasing chance of commerciality
	NIEPRZEMYSŁOWE MARGINAL AND SUBMARGINAL				
NIEWYDOBYWALNE UNRECOVERABLE		ZASOBY PROGNOSTYCZNE PROSPECTIVE RESOURCES			
NIEODKRYTE UNDISCOVERED		najniższa wartość low estimate	prawdopodobna wartość best estimate	najwyższa wartość high estimate	
		NIEWYDOBYWALNE UNRECOVERABLE			
* ... objaśnienie w tekście explanation in the text		zakres niepewności* range of uncertainty*			

– najlepiej oszacowane, przewidywane (*best estimate, 2C resources*) lub prawdopodobne (*probable reserves – 2P*), z wynoszącym 0,5 prawdopodobieństwem, że rzeczywiste zasoby mogą być większe;

– wysoko oszacowane (*high estimate, 3C resources*) lub możliwe (*possible reserves – 3P*), z wynoszącym 0,1 prawdopodobieństwem, że rzeczywiste zasoby mogą być większe.

Zasoby z polskiej klasyfikacji odpowiadają tym z podziału PRMS w następujący sposób²:

– kategoria E lub D – gdy iloraz zasobów nisko oszacowanych i przewidywanych jest mniejszy od 0,5;

– kategoria C – gdy iloraz zasobów nisko oszacowanych i przewidywanych wynosi 0,50–0,65;

– kategoria B – gdy iloraz zasobów nisko oszacowanych i przewidywanych wynosi 0,65–0,80;

– kategoria A – gdy iloraz zasobów nisko oszacowanych i przewidywanych jest większy od 0,8.

W odniesieniu do złóż gazu w łupkach stosowne są także określenia:

– *gas in place* (GIP) – odpowiada pojęciu całkowitych zasobów geologicznych,

² Przy założeniu, że dopuszczalny błąd oszacowania zasobów wynosi odpowiednio 50% w kategorii C, 35% w kategorii B i 20% w kategorii A.

- *technically recoverable resources* (TRR) – odpowiada pojęciu zasobów geologicznych wydobywalnych,
- *economically recoverable resources* (ERR) – odpowiada pojęciu zasobów przemysłowych,
- *estimated ultimate recovery* (EUR) – odpowiada pojęciu zasobów operacyjnych.

ZŁOŻA ŁUPKÓW GAZONOŚNYCH JAKO OBIEKTY POSZUKIWAŃ I ROZPOZNAWANIA

Istotne cechy łupków gazonośnych

Istotną cechą łupków gazonośnych jest występowanie w nich węglowodorów gazowych w trzech formach:

- sorbowanej w znajdujących się w skale substancjach organicznych,
- zamkniętej w porach,
- w spękaniach.

Udział poszczególnych form występowania gazu jest różnicowany. W związku z tym ogólna gazonośność skały i możliwości jej odgazowania z zastosowaniem zabiegów stymulujących (np. szczelinowania) są bardzo zmienne. Najłatwiejszy jest odzysk gazu w strefach spękań w chwili ich udroźnienia, powolniejszy z otwieranej przestrzeni porowej, a najwolniejszy gazu desorbowanego. Z tego powodu po zabiegu udroźnienia złoża (np. szczelinowanie) obserwuje się dużą krótkotrwałą wydajność otworów eksploatacyjnych, a później długotrwałą powolny wypływ gazu (ryc. 2).

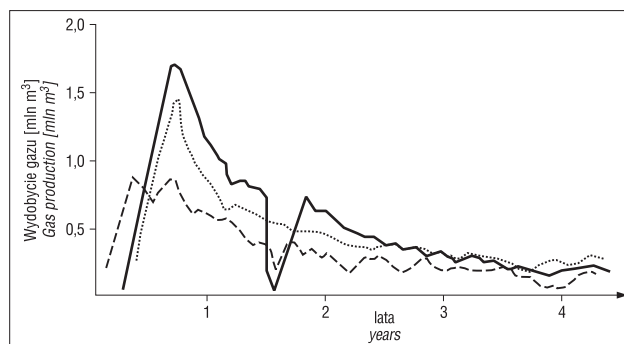
Łupki potencjalnie gazonośne powinny charakteryzować się całkowitą zawartością węgla organicznego (TOC) przekraczającą 2%, refleksyjnością wityritu R_o wynoszącą 1,0–2,5% i ponad 4-procentową porowatością. Powinny być one podatne na szczelinowanie, zawierać niewiele minerałów ilastych (poniżej 40%), nie zawierać minerałów pęczniejących, mieć możliwie wysoki współczynnik Younga i niski Poissona. Powinny to być łupki spękane, z wyraźnie zaznaczonym kierunkiem stresu regionalnego (Kiersnowski & Dyrka, 2013).

Takie cechy są wystarczające, aby przewidywać możliwość występowania gazu w łupkach, ale **niewystarczające** do dokumentowania rzeczywistych jego zasobów, których istnienie musi być potwierdzone.

Aby stwierdzić istnienie odpowiedniej ilości gazu i obliczyć jego rzeczywiste zasoby, **niezbędny** jest pomiar gazonośności łupków, czyli zawartości gazu w łupkach (wyrażanej w metrach sześciennych gazu na tonę skały). Określana jest ona na podstawie:

- bezpośredniego pomiaru zawartości gazu w pobieranych próbkach rdzeniowych,
- wyników profilowania gazowego,
- wyników profilowania geofizycznego.

Uważa się, że odzysk gazu z łupków jest technicznie możliwy, jeśli ich gazonośność wynosi $2 \text{ m}^3/\text{t}$, a miąższość co najmniej 15 m (w „Rozporządzeniu Ministra Środowiska...”, 2011 – zał. 11, tab. 8 – przyjęto gazonośność brzeżną $1,5 \text{ m}^3/\text{t}$ i miąższość efektywną łupku 15 m). Wyrażane są też opinie, że minimalna miąższość łupków gazonośnych powinna wynosić 20–30 m, a gazonośność $2,8\text{--}5,0 \text{ m}^3/\text{t}$.



Ryc. 2. Wydobywanie gazu ziemnego z łupków w przykładowych otworach w USA (Nouyrigat, 2013)

Fig. 2. Shale gas production from selected boreholes in the USA (Nouyrigat, 2013)

Pojęcie „złoża” gazu ziemnego w łupkach i sposoby definiowania jego granic

„Złoża” każdej kopaliny jest pojęciem umownym. Stanowi jej nagromadzenie, które może być przedmiotem gospodarczo uzasadnionej eksploatacji. Złożem jest zatem zawsze pewna przestrzeń masywu skalnego (górotworu), w której obecność kopaliny została stwierdzona i z której może być ona wydobyta. Granice tej przestrzeni stanowią granice złoża. W przypadku łupków gazonośnych kopalina jest wydobywana z nich gaz, a podstawowym warunkiem zdefiniowania złoża jest taka **stwierdzona** zawartość gazu w łupkach, która czyni jego odzysk technicznie możliwym i pozwala przewidywać, że odzysk ten **może być** gospodarczo uzasadniony.

W przypadku łupków gazonośnych, których możliwy obszar występowania jest bardzo znaczny, „nieograniczony”, istotnym problemem jest wyznaczenie granic złoża, a zatem tej części przestrzeni występowania łupków, w której można przyjąć, że obecność kopaliny została stwierdzona³. Można wyróżnić trzy rodzaje granic: naturalne, umowne i sztuczne.

Granice naturalne stanowią powierzchnie ograniczające obszar występowania łupków gazonośnych dające się zidentyfikować na podstawie bezpośrednich obserwacji lub danych geofizycznych. Są to granice litologiczne, tektoniczne lub erozyjne. Metodami geofizycznymi (np. sejsmika 3D) można wyznaczyć granice występowania łupków, których gazonośność została stwierdzona i jest skorelowana z określonymi rejestrowanymi cechami fizycznymi osłodka skalnego.

Granice umowne wyznaczane są na podstawie cechy definiującej nagromadzenie kopaliny jako kwalifikującej się do gospodarczego wykorzystania. W przypadku gazu ziemnego w łupkach powinna to być określona minimalna naturalna jego zawartość w skale, pozwalająca oczekiwać, że jego odzysk będzie możliwy w sposób gospodarczo uzasadniony. Granice tak zdefiniowanego złoża są nieostre i mogą być wyznaczone drogą interpolacji między miejscami, w których zbadano zawartość gazu w łupkach, odpowiednio większą i mniejszą od wcześniej ustalonej jako graniczna.

³ Podobny problem dotyczy określania granic złóż węgla w basenie węglonośnym lub kopaliny skalnej w odpowiedniej jednostce surowcowej (w kompleksie skał o właściwościach kopaliny).

Granice sztuczne stanowią powierzchnie ograniczające przestrzeń występowania łupków gazonośnych, z których odzysk gazu jest uważany za możliwy, wyznaczane w sposób całkowicie formalny, niezależnie od cech naturalnych kopaliny i złoża. Mogą to być granice:

- przestrzeni, w której wykonano odpowiednie badania;
- wydzielonej w sposób arbitralny (zwykle administracyjnie) części przestrzeni, w której wykonano odpowiednie badania;
- wyznaczone na zasadzie ekstrapolacji w otoczeniu miejsc, w których obecność kopaliny (gazonośność łupków) została stwierdzona.

W praktyce przestrzeń złoża często wyznacza kombinacja wszystkich trzech rodzajów granic. Tak zdefiniowane granice pozwalają na wydzielenie złóż w obszarze znanego lub przewidywanego występowania utworów, które mogą stanowić kopalinę lub zawierać kopalinę (łupków gazonośnych). W tak wyznaczonych granicach można oszacować zasoby geologiczne i ewentualnie przemysłowe.

Granice złóż gazu w łupkach gazonośnych i zasobów geologicznych

Jak już wspomniano, istotną cechą złóż łupków gazonośnych jest brak ostrych granic wyznaczających strefę gazonośną. Za umowną granicę przyjmowana jest minimalna średnia gazonośność łupków wynosząca $100 \text{ scf/t} = 2,8 \text{ m}^3/\text{t}$ (scf – standardowa stopa sześcienna; Kiersnowski & Dyrka, 2013) w profilu pionowym. Aby wyznaczyć położenie stropu i spągu gazonośnej strefy złożowej, można przyjąć niższą gazonośność ($1,5\text{--}2,0 \text{ m}^3/\text{t}$) w skrajnych próbkach odcinkowych oraz w skrajnych próbkach konturujących poziomy zasięg tej strefy. W poziomie granice złoża określa się także na podstawie minimalnej miąższości łupków gazonośnych. Uważa się, że powinna ona wynosić co najmniej 15 m, jeśli średnia zawartość gazu w profilu strefy gazonośnej to $2,0 \text{ m}^3/\text{t}$ (lub $1,5 \text{ m}^3/\text{t}$). W przypadku, gdy stwierdzono wysoką gazonośność, a miąższość strefy gazonośnej jest mniejsza od 15 m, granice złoża można wyznaczyć również na podstawie minimalnej gazozasobności (wyrażanej jako metr sześcienny gazu na metr kwadratowy powierzchni złoża). Powinna ona wynosić $75,0 \text{ m}^3/\text{m}^2$ (lub $56,25 \text{ m}^3/\text{m}^2$), jeśli założyć, że gęstość przestrzenna łupków to $2,5 \text{ t/m}^3$.

Bezpośrednie wyznaczenie granic złoża w poziomie jest zazwyczaj niemożliwe. Ich przebieg można natomiast ustalić metodą interpolacji lub ekstrapolacji albo z wykorzystaniem metod geofizycznych. Metodą interpolacji granice powinno się wyznaczać między otworami wiertniczymi, w których stwierdzono gazozasobność przekraczającą $75,0 \text{ m}^3/\text{m}^2$ (lub $56,25 \text{ m}^3/\text{m}^2$), a takimi, w których parametr ten ma mniejszą wartość, lub otworami całkowicie negatywnymi.

Metodą ekstrapolacji wyznacza się granice złoża wtedy, gdy brakuje danych do przeprowadzenia interpolacji. Podstawą jest wtedy założenie, że w pewnej odległości wokół otworu, w którym stwierdzono jego obecność, złożo nadal występuje. Tę odległość określa się w sposób umowny. Na zewnątrz od skrajnych otworów pozytywnych granice złoża można wyznaczyć metodą ekstrapolacji na jeden z trzech sposobów:

- w odległości równej $1/2$ dystansu między tymi otworami;
- na podstawie zasięgu autokorelacji parametrów złoża (gazonośności, gazozasobności) ustalanego na podstawie

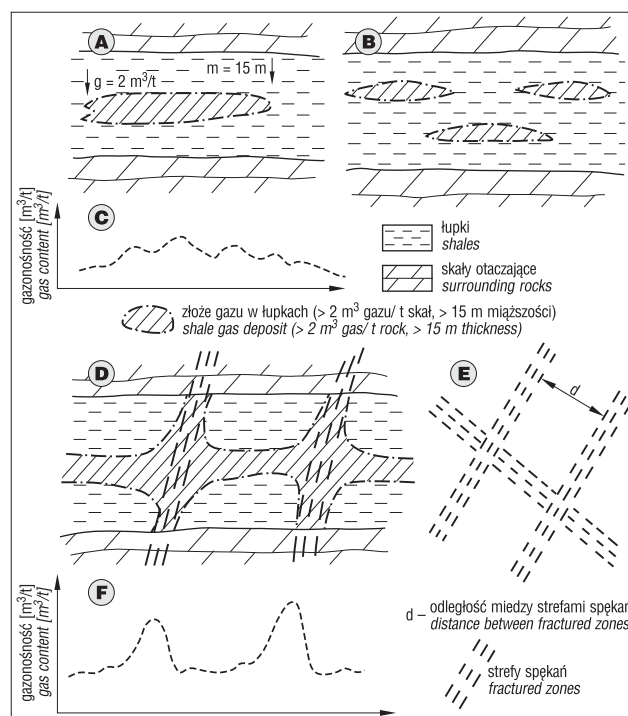
wariogramów odpowiednich parametrów opisujących strukturę ich zmienności; w praktyce rzadko jest to możliwe, gdyż trzeba dysponować danymi z ponad 30 otworów rozpoznawczych;

- w przyjętej odległości umownej, ustalanej na podstawie doświadczeń praktycznych wyniesionych z badania złóż podobnego typu lub wyrażającej uzasadnione przekonanie geologa dokumentatora o ciągłości złoża w obszarze ograniczonym konturem ekstrapolowanym i o podobnych parametrach złoża jak w obszarze zbadanym.

W opisany sposób wytyczane są granice złoża, które może być przedmiotem dalszego zainteresowania jako obiekt ewentualnej eksploatacji. Ze złoża wyznaczonego przez te granice, na podstawie wyników szczegółowych badań oraz wyników szczelinowania i próbnego wydobycia gazu, wydzielona zostaje ta jego część, która jest kwalifikowana do wydobycia gazu w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Modele złóż łupków gazonośnych

W zależności od położenia łupków gazonośnych w serii skał osadowych, stopnia ich spękania i rozmieszczenia stref spękań można wyróżnić kilka koncepcyjnych modeli złóż gazu w łupkach (ryc. 3), w tym złoża warstwowe (jednorodne, wielowarstwowe, strefowe – soczewkowe) i złoża warstwowo-spękania (jednorodne lub strefowe). Możliwe są również różne kombinacje takich typów złóż.



Ryc. 3. Możliwe modele złóż gazu ziemnego w łupkach gazonośnych: **A** – złożo warstwowe jednorodne, **B** – zróżnicowanie zawartości gazu w złożu warstwowym jednorodnym, **C** – złożo warstwowe strefowe, **D** – złożo warstwowo-spękania, **E** – zróżnicowanie zawartości gazu w złożu warstwowo-spękanowym, **F** – możliwy przestrzenny układ stref spękań

Fig. 3. Possible shale gas deposit conceptual models: **A** – stratified deposit, **B** – gas distribution in stratified deposit, **C** – multi-layer deposit, **D** – stratified-fracture combined deposit, **E** – gas distribution in stratified-fracture combined deposit, **F** – supposed fracture systems

Z dotychczasowych danych i doświadczeń z eksploatacji wynika, że złoża warstwowo-spekaniowe są typem najbardziej obiecującym pod względem ekonomicznie uzasadnionego pozyskiwania surowca. Są one zresztą znane i eksploatowane od początku XX w. Modelowym przykładem jest złożo Florence (Kolorado, USA), z którego wydobywana była ropa naftowa występująca w spekanych łupkach (Bohdanowicz, 1953; Levorsen, 1972). Obecnie, po opanowaniu techniki szczelinowania, w przypadku takich złóż przedmiotem zainteresowania jest całkowita ilość węglowodorów zawartych w łupkach.

Wypada zwrócić uwagę na fakt, że cechą złóż strefowo-spekaniowych jest możliwość występowania stref spekań o określonych kierunkach i ich powtarzalność, przy czym odległości między nimi może określać reguła ekwidystancji. Przestrzenny układ stref spekań zależy od tego, jaki był rozkład naprężeń w górotworze w czasie ich powstawania. Musi on być określony na podstawie wyników szczegółowych badań tektonicznych.

Duże nadzieje wiąże się z możliwością geostatystycznego modelowania złóż i ich parametrów na podstawie wyników badań sejsmicznych (Sowiżdżał, 2012). Metodami geofizycznymi powinny być wyznaczane granice złoża i stref najbardziej produktywnych.

SZACOWANIE ZASOBÓW ZŁÓŻ GAZU W ŁUPKACH GAZONOŚNYCH

Etapy szacowania zasobów

Trzeba wyraźnie rozróżnić trzy etapy określania zasobów prowadzonego z zastosowaniem różnych metod, a więc szacowanie:

- przewidywanych (perspektywicznych, domniemanych, nieodkrytych) zasobów wydobywalnych, których obecność jest możliwa, ale nie została jeszcze potwierdzona;
- stwierdzonych zasobów wydobywalnych, które mogą kwalifikować się do eksploatacji;
- zasobów wydobywalnych (przemysłowych) i zasobów operatywnych.

Zasoby perspektywiczne

Sposób szacowania zasobów przewidywanych, **nieodkrytych**, zależy od rodzaju i charakteru dostępnych danych dotyczących warunków możliwego występowania węglowodorów. Stosowane są trzy metody (tab. 2):

- analogii opisowej,
- oceny potencjału generacyjnego,
- analogii ilościowej.

Do szacowania zasobów przewidywanych metodą analogii ilościowej stosowana jest metodyka opracowana przez służbę geologiczną USA (USGS), szczegółowo przedstawiona w raporcie Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego (PIG-PIB, 2012) oraz opisana przez Kiersnowskiego i Dyrkę (2013). Jest to znana wcześniej metoda hektarowa (Kruczek, 1971) udoskonalona dzięki:

- definiowaniu obszaru występowania łupków potencjalnie gazonośnych na podstawie wskaźników litologiczno-geochemicznych (przede wszystkim TOC i R_o),
- wprowadzeniu oceny prawdopodobieństwa oszacowania zasobów.

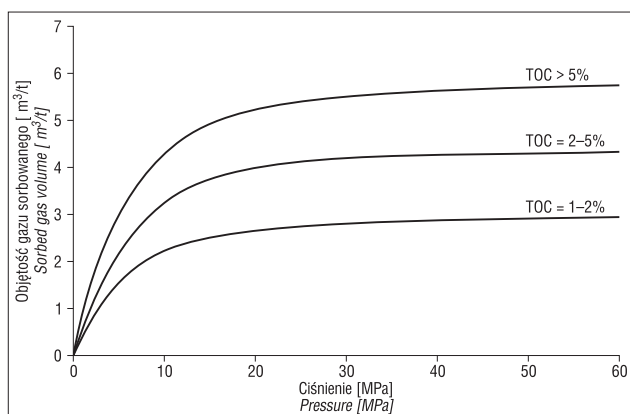
Stosowana jest także („Metodyczni wskaźniki...”, 2012) ocena potencjalnych zasobów gazu metodą objętościową z wykorzystaniem danych dotyczących porowatości skał gazonośnych i zawartości substancji organicznych (TOC)

Tab. 2. Metody szacowania zasobów perspektywicznych
Table 2. Modes of undiscovered (prospective) resources evaluation

Metoda szacowania <i>Evaluation method</i>	Dane niezbędne do oszacowania zasobów <i>Necessary data for resources evaluation</i>	Ocena wiarygodności oszacowania <i>Confidence of evaluation</i>	Uwagi <i>Remarks</i>
Analogia opisowa <i>Descriptive analogy</i>	stwierdzone podobieństwo budowy geologicznej badanego rejonu do budowy obszarów ze złożami o znanych zasobach <i>affirmed similarity of geology of the study area to geology of the areas of known deposits</i>	w zależności od stopnia podobieństwa; subiektywna ocena ekspercka zasobów geologicznych i przemysłowych <i>depending on similarity; subjective prediction of resources and reserves based on expert experience</i>	niezbędne dalsze badania w celu wyjaśnienia możliwości generacji i akumulacji węglowodorów <i>more detailed investigations indispensable for evaluation of hydrocarbon potential</i>
Analogia ilościowa <i>Quantitative analogy</i>	stwierdzone rozprzestrzenienie utworów potencjalnie gazonośnych o znanej miąższości i cechach geochemicznych skał macierzystych (TOC*, refleksyjność wityrnytu, porowatość, szczelinowatość); dobrze rozpoznane i eksploatowane złoża w obszarach sąsiednich <i>recognized area of occurrence of gas-bearing formation of known thickness and hydrocarbon potential (TOC*, vitrinite reflectance, porosity, fracture density); well-known and exploited deposits in the neighbouring areas</i>	możliwa ocena ilościowa przewidywanych zasobów i ocena ich prawdopodobieństwa na podstawie analogii i wyników eksploatacji złóż z obszarów sąsiednich lub uznanych za analogiczne <i>evaluation of supposed resources and their probability is possible, based on exploitation data from neighbouring areas or areas considered as similar</i>	ocena zasobów zmodyfikowaną metodą hektarową (USGS**) <i>USGS** resources evaluation method applied</i>
Ocena potencjału generacyjnego <i>Evaluation of generation potential</i>	stwierdzone rozprzestrzenienie utworów potencjalnie gazonośnych o znanej miąższości, porowatości i cechach geochemicznych skał macierzystych (TOC*, refleksyjność wityrnytu) <i>recognized area of occurrence of gasbearing formation of known thickness, porosity and hydrocarbon potential (TOC*, vitrinite reflectance)</i>	możliwa ocena ilościowa potencjału generacyjnego i przewidywanych zasobów; ocena ich prawdopodobieństwa na podstawie TOC* i refleksyjności wityrnytu <i>possible evaluation of generation potential and supposed resources; evaluation based on TOC* and vitrinite reflectance</i>	ocena możliwych zasobów na podstawie pojemności sorpcyjnej węgla organicznego i porowatości skał potencjalnie gazonośnych <i>evaluation of possible resources based on organic carbon sorption capacity, and porosity of supposed gasbearing rocks</i>

* TOC – całkowita zawartość węgla organicznego / *total organic carbon*.

** USGS – Amerykańska Służba Geologiczna / *United States Geological Survey*.



Ryc. 4. Gazonośność łupków zależna od pojemności sorpcyjnej węgla organicznego („Metodyczni wkazivky...”, 2012)

Fig. 4. Gas content in shale, dependent of sorption capacity of organic carbon (“Metodychni vkazivky...”, 2012)

oraz oszacowania teoretycznie możliwej ilości gazu sorbowanego na podstawie izotermy sorpcji (izotermy Langmuira). Gdy ilość TOC wynosi ok. 5%, a ciśnienie ponad 20 MPa, zawartość w łupku gazu sorbowanego przez substancje organiczne może sięgać ok. 5–6 m³/t, a gdy ilość TOC wynosi 1–2% i podobny jest zakres ciśnienia, może to być 2,5–3,0 m³/t (ryc. 4), o ile zachowane jest pełne nasycenie węgla organicznego.

Całkowitą przewidywaną gazozasobność łupków (g_c ; m³/m²) można obliczyć ze wzoru:

$$g_c = m \cdot \phi \cdot k_\phi \cdot f \cdot (p_z \alpha - p_0 \alpha_0) + m \cdot \gamma_o \cdot g_s$$

gdzie:

m – miąższość serii gazonośnej [m];
 ϕ – porowatość (w ułamku dziesiętnym);
 k_ϕ – stopień wypełnienia porów gazem (w przypadku braku danych można przyjmować $k_\phi = 0,5$);
 f – poprawka na temperaturę [–];
 p_z – ciśnienie na głębokości występowania złoża [MPa];
 p_0 – ciśnienie końcowe (0,1 MPa);
 α, α_0 – poprawki na odchylenie od prawa Boyle’a–Mariotta przy ciśnieniach p_z i p_0 [–];
 γ_o – gęstość przestrzenna łupków [t/m³];
 g_s – przewidywana zawartość gazu sorbowanego w łupku przy ciśnieniu p_z [m³/t].

Gazozasobność gazu wydobywalnego (g_w ; m³/m²) może wynosić 0,1–0,2 g_c , a zasoby wydobywalne w obszarze o powierzchni F (Q_w ; m³) oblicza się ze wzoru:

$$Q_w = g_w \cdot F$$

W ten sposób oszacowuje się zasoby tylko przewidywane, które mogą być podstawą oceny celowości podjęcia i prowadzenia poszukiwań.

Zasoby stwierdzone

Do obliczenia stwierdzonych zasobów wydobywalnych nieodzowna jest znajomość rzeczywistej gazonośności łupków ocenionej na podstawie wyników badań próbek (pomiaru zawartości gazu uwalnianego z porów i desorbowanego w próbkach) oraz wyników profilowania geofizycznego i gazowego. Niezbędne jest w tym celu pobranie rdzeni z otworów pionowych z całego interwału łupków

gazonośnych, przy czym uzysk rdzenia z poszczególnych marszy powinien wynosić co najmniej 90%.

Całkowite zasoby geologiczne lub przemysłowe gazu (Q_c ; m³) oblicza się metodą objętościową ze wzoru:

$$Q_c = F \cdot m \cdot \gamma_o \cdot g$$

lub

$$Q_c = F \cdot g_z$$

gdzie:

F – powierzchnia złoża w wyznaczonych granicach [m²];
 m – miąższość serii gazonośnej [m];
 γ_o – gęstość przestrzenna łupków [t/m³], w przybliżeniu można przyjąć $\gamma_o = 2,5$ t/m³;
 g – gazonośność łupków [m³/t];
 g_z – gazozasobność łupków [m³/m²].

W przypadku zróżnicowanych wartości m , γ_o , g i g_z zasoby mogą być obliczane metodą bloków, izarytm lub okręgów w sposób podobny jak zasoby złóż kopalni stałych (Nieć, 1990, 2012) albo metodą Monte Carlo.

Zasoby wydobywalne (Q_w ; m³) wylicza się ze wzoru:

$$Q_w = \eta \cdot Q_c$$

gdzie:

η – współczynnik wydobywania (szczypania) [–],
 Q_c – całkowite zasoby geologiczne lub przemysłowe gazu [m³].

Aby obliczyć zasoby wydobywalne, można przyjąć $\eta = 0,1$ – $0,2$ (Sandrea, 2012) lub rzeczywistą wielkość tego współczynnika określoną na podstawie stwierdzonego uzysku gazu po zabiegach szczelinowania.

Zasoby przemysłowe i operatywne gazu w łupkach

Gazonośność łupków jest bardzo zróżnicowana. W złożach eksploatowanych zróżnicowanie gazonośności można opisać za pomocą rozkładu logarytmicznego normalnego lub gamma. Wynika to z bardzo ograniczonego występowania stref o dużej gazonośności (*sweet spots*, *sweet zones*). Ocenia się, że w ok. 5% wykonanych otworów stwierdzone są ilości gazu decydujące o wielkości jego zasobów wydobywalnych (Jenkins, 2011).

Zasoby rzeczywiste wydobywalne i wydobywalne w sposób ekonomicznie uzasadniony mogą być określone tylko w odniesieniu do przestrzeni, w której gaz może być uwolniony z łupków, wytworzonej w wyniku szczelinowania. Tworzona jest w ten sposób sztuczna przestrzeń występowania gazu uwolnionego. Zasoby całkowite gazu w strefie drenażu (Q_{cd} ; m³) obliczyć można ze wzoru:

$$Q_{cd} = F_d \cdot m \cdot \gamma_o \cdot g_s$$

gdzie:

F_d – powierzchnia strefy drenażu [m²], jeśli brakuje odpowiednich danych bezpośrednich, można przyjąć, że wynosi ona ok. $675 \cdot 10^3$ m² (długość strefy szczelinowania 1500 m, średnia szerokość strefy szczelinowania 450 m);
 m – miąższość serii gazonośnej [m];
 γ_o – gęstość przestrzenna łupków [t/m³];
 g_s – średnia gazonośność łupków [m³/t].

Zasoby wydobywalne przemysłowe gazu w obszarze objętym szczelinowaniem powinny być obliczane metodą dynamiczną, np. spadku ciśnienia (nie jest zalecana metoda bilansu materiałowego – Jenkins, 2011). Określone w ten sposób zasoby gazu wydobywalnego (Q_{dd} ; m³) porównane z całkowitą jego ilością w strefie drenażu pozwalają na określenie współczynnika wydobywania (szczerpania):

$$\eta = \frac{Q_{dd}}{Q_{cd}}$$

Aby wydobywanie gazu było opłacalne, jego zasoby wydobywalne w złożu eksploatowanym przez jeden otwór powinny wynosić przynajmniej 1 Bcf = 28 mln m³ (Bcf – miliard stóp sześciennych; Jenkins, 2011). Jeśli założyć, że obszar objęty szczelinowaniem wynosi 675 · 10³ m² (długość strefy szczelinowania 1500 m, średnia szerokość strefy szczelinowania 450 m), a współczynnik wydobywania 0,15, odpowiada to gazozasobności całkowitej ok. 276 m³/m². Uważa się także, że zasoby całkowite gazu w ilości 30 Bcf/mila², tj. ok. 324 mln m³/km² (Kiersnowski & Dyrka, 2013), stanowią dobry wynik poszukiwań.

Stopień odzysku gazu zależy od udziału w łupku poszczególnych form jego występowania. Pod względem eksploatacji najbardziej interesujące są strefy spękań (*sweet zones*) i to szczególnie one są przedmiotem poszukiwań. Z danych praktycznych wynika, że gdy dominuje gaz występujący w spękania, współczynnik jego odzysku może wynosić nawet ponad 20%. Dane eksploatacyjne wskazują jednak (Sandrea, 2012), że często współczynnik szczerpania nie przekracza w złożu średnio 10%.

Za produktywny może być uznany otwór, w którego przypadku przewiduje się, że wydobywanie gazu pokryje przynajmniej koszty wiercenia i zabiegów stymulujących.

Całkowita zawartość gazu w łupku (g ; m³/t) w złożu, które może kwalifikować się do ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji, powinna wynosić przynajmniej:

$$g = \frac{K}{C \cdot \eta \cdot \gamma_o \cdot F \cdot m}$$

gdzie:

K – całkowity koszt otworu i szczelinowania [PLN],

C – cena gazu [PLN/m³],

η – współczynnik wydobywania (szczerpania) [-],

γ_o – gęstość przestrzenna łupków [t/m³],

F – powierzchnia złoża objętego szczelinowaniem [m²],

m – miąższość serii gazonośnej [m].

Pominięte zostały przy tym koszty zmienne, zależne od wydobywania gazu, a więc jest to tylko wyliczenie orientacyjne.

Przykładowo, gdy $K = 30$ mln PLN, $C = 1,0$ PLN/m³, $\gamma_o = 2,5$ t/m³, $\eta = 0,15$ i $F = 675 \cdot 10^3$ m², to:

$$g = \frac{30 \cdot 10^6}{1,0 \cdot 0,15 \cdot 2,5 \cdot 675 \cdot 10^3 \cdot m} = \frac{118,5}{m}$$

Jeśli strefa gazonośna miałaby minimalną miąższość 15,0 m, gazonośność łupków powinna wynosić 7,9 m³/t, a w przypadku gazonośności 2,8 m³/t miąższość strefy gazonośnej powinna wynosić ok. 42,3 m.

W odniesieniu do podanych **przykładowo** parametrów zasoby wydobywalne przypadające na jeden otwór powin-

ny wynosić przynajmniej ok. 30 mln m³. Dopiero wtedy ich wydobywanie może zapewnić zwrot podstawowych kosztów stałych (wiercenia otworu i szczelinowania).

Wielkość zasobów wydobywalnych w sposób ekonomicznie uzasadniony zależy również dodatkowo od kosztów zmiennych, aktualnej ceny gazu i oczekiwanej stopy zwrotu poniesionych nakładów. Wykazywana ich ilość będzie zatem podlegała wahaniom w zależności od zmian cen. Wahania te w przypadku basenu Haynesville (USA) w latach 2008–2012 wynosiły ok. 2–8 Bcf/otwór, tj. 56–224 mln m³/otwór (Weijermars & van der Linden, 2012). Dla porównania – wydajność otworów w modelowym basenie Barnett (USA) to 0,59–3,0 Bcf/otwór (16,5–84,0 mln m³), średnio 1,6 Bcf/otwór, tj. 44,8 mln m³, a w najbogatszych strefach 2,1–3,0 Bcf/otwór, czyli 58,8–84,0 mln m³ (Weijermars, 2013).

ZŁOŻA GAZU W ŁUPKACH JAKO OBIEKTY POSZUKIWAŃ I DOKUMENTOWANIA

Szczególne cechy występowania gazu ziemnego w łupkach gazonośnych powodują, że poszukiwania i rozpoznawanie złóż tej kopaliny powinny być prowadzone etapami, w sposób pozwalający kolejno na (tab. 3):

- określenie zasięgu łupków o właściwościach wskazujących na możliwą ich gazonośność na podstawie przesłanek występowania złoża (przesłanek poszukiwawczych) i ocenę wielkości zasobów, których występowanie jest domniemane, możliwe przez analogię do zbadanych obszarów złożowych;

- potwierdzenie gazonośności łupków w stopniu sugerującym zasadność udokumentowania złoża oraz określenie oczekiwanych zasobów gazu;

- wstępne określenie zasięgu łupków gazonośnych spełniających kryteria złoża i potwierdzenie możliwości przemysłowego, ekonomicznie uzasadnionego odzysku gazu (wskazane jest wykrycie stref silnie gazonośnych – *sweet spots*, *sweet zones* – z zastosowaniem metod geofizycznych i podczas rozwiercania obszaru perspektywicznego siatką otworów);

- określenie zasięgu łupków gazonośnych, które można eksploatować w sposób ekonomicznie uzasadniony, i oszacowanie zasobów wydobywalnych w sposób ekonomicznie uzasadniony;

- określenie bieżących zasobów wydobywalnych w sposób ekonomicznie uzasadniony.

Stosownie do tych etapów stopień rozpoznania złoża i jego zasobów można oznaczyć jako kategorię ich zbadania, w taki sam sposób jak w przypadku innych kopaliny, stosując symbolikę literową, a więc: E, D, C, B i A, albo według klasyfikacji międzynarodowej PRMS, czyli jako: *undiscovered resources* (kat. E), *contingent resources* (kat. D, C) lub *reserves* (kat. B, A).

Nieodzownym warunkiem udokumentowania zasobów jest:

- w przypadku zasobów geologicznych – dysponowanie danymi o rzeczywistej gazonośności łupków,

- w przypadku zasobów przemysłowych – posiadanie wyników szczelinowania (danych o uzysku gazu),

- w przypadku zasobów operacyjnych – dysponowanie wynikami oceny ekonomicznej eksploatacji gazu (obliczenie przynajmniej NPV).

Tab. 3. Etapy badania i dokumentowania złóż gazu ziemnego w łupkach gazonośnych
Table 3. Stages of investigation of shale gas deposits

Etap i cel badań <i>Stage and target of investigations</i>	Podstawy dokumentowania <i>Investigation methods</i>	Zasadnicze wymagania odnośnie zakresu badań <i>Main type of data to be gained</i>	Sposób szacowania zasobów <i>Mode of resources evaluation</i>	Kategoria zasobów <i>Resources category</i>	Wskazany obszar badań <i>Suggested area of investigations</i>
Prace rekonesansowe, wyznaczenie obszarów perspektywicznych <i>Reconnaissance, delineation of areas promising for prospecting</i>	ocena na podstawie dostępnych danych geologicznych, geofizycznych i geochemicznych <i>evaluation based on accessible geological, geophysical and geochemical data</i>	identyfikacja łupków potencjalnie gazonośnych na podstawie cech litologicznych, zawartości substancji organicznych (TOC*), refleksyjności wityritu itp. <i>identification of potentially gas-bearing shales based on lithological features, organic matter content (TOC*), vitrinite reflectance, etc.</i>	na podstawie analogii do znanych obszarów złożowych, metodą hektarową lub objętościową, lub na podstawie albo odosobnionych danych o parametrach utworów gazonośnych, albo przyjętych na zasadzie analogii <i>by analogy to known area of deposit occurrence</i>	perspektywiczne, nieodkryty potencjał zasobowy <i>speculative resources, undiscovered resources</i>	w zależności od oceny perspektywiczności <i>defined by desk study results</i>
Poszukiwania, stwierdzenie oznak występowania złoża, oszacowanie możliwych zasobów <i>Prospecting, detection of signs of deposit occurrence, evaluation of possible resources</i>	wiercenia, badania geofizyczne w celu określenia zasięgu występowania utworów gazonośnych, a w szczególności wykrycia stref podwyższonej gazonośności <i>boreholes, geophysical methods applied for delineation of occurrence of gasbearing rocks and detection of "sweet spots" ("sweet zones")</i>	ocena gazonośności łupków na podstawie jej pomiarów bezpośrednich, interpretacji profilowania geofizycznego i gazowego <i>evaluation of shale gas potential based on direct measurements of gas content in the rock, geophysical and gas logging</i>	metodą objętościową; na podstawie uzyskanych danych w granicach złoża określanych metodą ekstrapolacji <i>volumetric evaluation; based on data gained within deposit boundaries defined by extrapolation</i>	prognostyczne (hipotetyczne, kat. D) <i>prognostic resources (hypothetical resources, D category)</i>	ponad 300 km ² <i>over 300 km²</i>
Wstępne rozpoznanie złoża i możliwości jego eksploatacji <i>Preliminary exploration and evaluation of exploitation possibility</i>	wiercenia, badania geofizyczne w celu udokumentowania obszaru występowania złoża, rozmieszczenia stref podwyższonej gazonośności oraz stwierdzenie możliwości ekonomicznego odzysku gazu <i>boreholes, geophysical methods applied for delineation of occurrence of gasbearing rocks and detection of "sweet spots" ("sweet zones"), preliminary evaluation of gas recoverability</i>	określenie gazonośności łupków na podstawie pomiarów bezpośrednich, interpretacji profilowania geofizycznego i gazowego; ocena możliwości ekonomicznie uzasadnionego odzysku gazu na podstawie wyników szczelinowania <i>determination of gas content in shale based on direct measurements, geophysical and gas logging; evaluation of possibility of economic gas recovery based on fracturing results</i>	metodą objętościową; na podstawie uzyskanych danych w granicach złoża określanych metodą interpolacji i ekstrapolacji; ocena wielkości zasobów wydobywalnych metodami dynamicznymi (np. spadku ciśnienia) <i>volumetric evaluation; based on data gained within deposit boundaries defined by interpolation and extrapolation; evaluation of reserves by dynamic methods (e.g. pressure drop)</i>	wstępnie określone (kat. C), stwierdzone (kat. B) w otoczeniu otworów, w których wykonano próby odzysku gazu <i>inferred contingent resources (C category) and measured resources (B category) in the area of fracturing</i>	do 300 km ² <i>up to 300 km²</i>
Rozpoznanie złoża i określenie możliwości jego ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji <i>Detailed exploration and feasibility evaluation</i>	potwierdzenie obszaru występowania utworów gazonośnych oraz możliwości ekonomicznego odzysku gazu na podstawie wyników szczelinowania w wybranych otworach <i>confirmation of the area of occurrence of gasbearing rocks and economic exploitation possibility, based on fracturing data from selected boreholes</i>	ocena możliwości ekonomicznie uzasadnionego odzysku gazu na podstawie wyników szczelinowania; uzyskanie danych do opracowania projektu zagospodarowania złoża (dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej) <i>evaluation of economic exploitation possibility, based on fracturing data; collection of data necessary for feasibility study preparation</i>	metodą objętościową na podstawie uzyskanych danych w granicach złoża oraz metodami dynamicznymi (spadku ciśnienia) w obszarze zbadanym otworami, w których uzyskano przemysłowy wypływ gazu <i>volumetric evaluation of resources within confirmed deposit boundaries and recoverable reserves evaluation by dynamic methods (pressure drop) within area of confirmed economic gas recovery</i>	przypuszczalne i udokumentowane (kat. C i B) <i>inferred and indicated, contingent resources (C and B category)</i>	do 300 km ² <i>up to 300 km²</i>
Eksploatacja złoża <i>Deposit exploitation</i>	ocena stanu zasobów eksploatowanych <i>evaluation of actual reserves</i>	zasoby stwierdzone na podstawie wyników prowadzonej eksploatacji <i>reserves confirmed by exploitation data</i>	metodami dynamicznymi (spadku ciśnienia) <i>evaluation by dynamic methods (pressure drop)</i>	przewidziane do systematycznej eksploatacji i eksploatowane <i>recoverable reserves</i>	w zależności od planów zagospodarowania złoża <i>depending on feasibility study area</i>

* TOC – całkowita zawartość węgla organicznego / total organic carbon.

Przedmiotem dokumentacji geologicznej (lub geologicznej części dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej) jest wykazanie zasobów geologicznych i ewentualnie przemysłowych.

Obszar złoża dokumentowany w poszczególnych kategoriach jest kwestią umowną. Zasoby geologiczne, przemysłowe i operatywne mogą zostać udokumentowane w otoczeniu nawet pojedynczego otworu, w granicach wyznaczonych metodą ekstrapolacji. Wyniki rozpoznania jednym otworem i uzyskane w nim efekty produkcyjne są jednak niewystarczające, aby planować systematyczną eksploatację złoża, gdy zasoby poza obszarem przyotworowym są tylko przewidywane i gdy brakuje podstaw do określenia możliwego błędu ich oszacowania.

W praktyce dokumentacja geologiczna zawierająca oszacowanie zasobów geologicznych powinna być sporządzana na podstawie danych o gazoności łupków pochodzących przynajmniej z kilku otworów rozmieszczonych na takim obszarze, by można było ocenić dokładność rozpoznania złoża (i określić kategorię jego rozpoznania), a po wykonanych zabiegach szczelinowania opracować plan inwestycyjny jego eksploatacji.

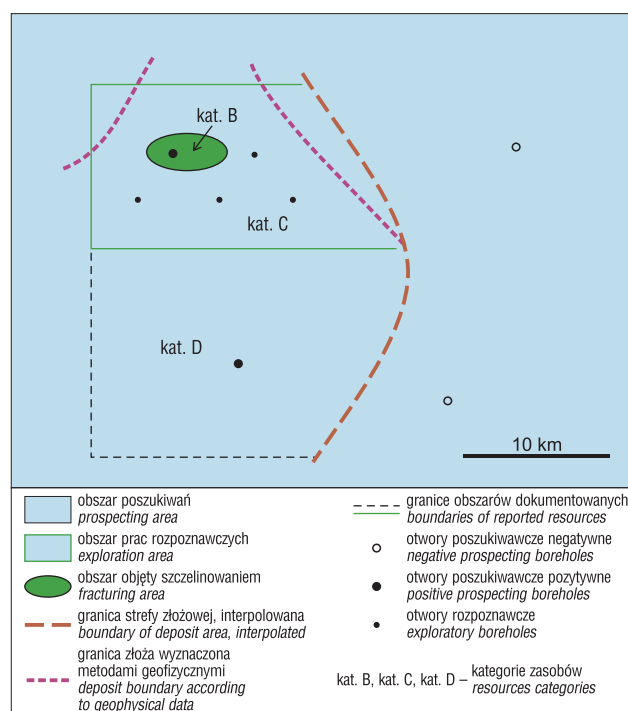
W Polsce brakuje na razie dostatecznych danych o gazoności łupków występujących na terenie kraju i jej zmienności. W odniesieniu do znanych cech litologicznych łupków z dużą ostrożnością można przyjąć, że w obszarze o powierzchni 20–25 km² podstawowa gazoność łupków nie jest zasadniczo zróżnicowana (z pominięciem stref wzmrożonej gazoności, których położenie i ewentualnie prawidłowości występowania są nieznane).

Złoże przewidziane do eksploatacji powinno zostać rozpoznane otworami wiertniczymi w siatce o boku długości ok. 5 km. Najlepszym rozwiązaniem jest rozmieszczenie otworów w siatce trójkątnej równobocznej, co gwarantuje optymalny sposób zbadania złoża (Wellmer, 1998). Taki sposób rozpoznania może być odpowiednio modyfikowany, jeśli obszar występowania łupków gazonośnych i ich gazoność da się określić na podstawie wyników badań geofizycznych.

Jeśli założyć, że minimalne zasoby złoża kwalifikujące się do eksploatacji powinny wnosić 10 mld m³, a gazoność co najmniej 75 m³/m², to powierzchnia złoża przewidzianego do rozpoznania powinna mieć minimum 133 km². Uzasadnione jest przewidywanie, że błąd oszacowania zasobów na podstawie danych z rzadkiej siatki wierceń lub badań geofizycznych może być bardzo znaczny i przekraczać nawet 50% (błąd przyjmowany za dopuszczalny w kat. C). W związku z tym obszar przewidywany do rozpoznania powinien być przynajmniej 2–2,5 raza większy, tj. wynosić ok. 260–330 km².

Na tej podstawie można zaproponować składającą się z trzech kolejnych etapów strategię poszukiwań, rozpoznania i dokumentowania złóż gazu ziemnego w łupkach (ryc. 5).

Etap I obejmuje wykonanie otworów zwiadowczych w obszarze przewidywanym do poszukiwań. Odległości między otworami winny wynosić 10–20 km. Wynikiem powinno być potwierdzenie perspektywiczności obszaru i wybór rejonu do przeprowadzenia rozpoznania złoża. Decyzja o rozpoznaniu złoża może być podjęta przed zbadaniem całego obszaru przewidywanego do poszukiwań, jeśli stwierdzona została gazoność łupków kwalifiku-



Ryc. 5. Propozycja klasyfikacji zasobów w badanych obszarach (schemat)

Fig. 5. Proposed gas resources categorization in investigated area (scheme)

jąca złoże do podjęcia prób eksploatacji. Zasoby mogą być uznane za prognostyczne (kat. D).

Etap II obejmuje wykonanie badań w celu określenia możliwości ekonomicznie uzasadnionego wydobycia gazu – uzyskania wydobycia gazu po szczelinowaniu w otworze poszukiwawczym w wytypowanym obszarze. Zasoby badanego otworu mogą być określone na podstawie uzyskanych wyników produkcji gazu jako zasoby w kategorii B, a w bezpośrednim jego otoczeniu, w promieniu do ok. 5 km, jako oczekiwane w kategorii C. Na pozostałym obszarze przewidywanym do rozpoznania zasoby mogą być określone albo nadal jako prognostyczne w kategorii D, albo w kategorii C, jeśli dane z rozpoznania otworami lub dane geofizyczne pozwalają na wyznaczenie granic strefy gazonośnej i wskazują na podobne jej parametry jak w otworze, w którym wykonano szczelinowanie.

Etap III obejmuje rozpoznanie złoża i określenie jego zasobów kwalifikujących się do wydobycia w kategorii B w otoczeniu otworów, w których wykonano badania możliwości odzysku gazu, a w kategorii C na pozostałym zbadanym obszarze objętym pracami rozpoznawczymi.

Autor dziękuje A. Zubrzyckiemu, K. Słupczyńskiemu, J. Potrze, T. Kozimorowi, H. Kiersnowskiemu oraz recenzentom za cenne uwagi. Praca została wykonana w ramach realizacji programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju pod nazwą Blue Gas – Polski Gaz Łupkowy.

LITERATURA

- BOHDANOWICZ K. 1953 – Surowce mineralne świata, t. 3, cz. 2, Ropa naftowa, skorowidz minerałów, skorowidz nazw geograficznych, zestawienie literatury. Wyd. Geol., Warszawa, s. 463.
 CHARPENTIER R.R. & COOK T.A. 2010 – Improved USGS methodology for assessing continuous petroleum resources. USGS Data Ser., 547, s. 22.

- HADRO J. & WÓJCIK I. 2013 – Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja. *Prz. Geol.*, 61: 404–410.
- JENKINS C. 2011 – Shale gas. [W:] *Guidelines for application of the Petroleum Management System*. [b.w., b.m.]: 153–159.
- KIERSNOWSKI H. & DYRKA I. 2013 – Potencjał złożowy ordowicko-sylurskich łupków gazonośnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów gazu w raporcie w 2014 r. *Prz. Geol.*, 61: 354–373.
- KRUCZEK J. 1971 – Geologiczna obsługa wierceń w poszukiwaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. *Wyd. Geol.*, Warszawa, s. 368.
- LEVORSEN A.I. 1972 – Geologia ropy naftowej i gazu ziemnego. *Wyd. Geol.*, Warszawa, s. 569.
- Metodyczni wkazówki z ocinyk resursiw hazu slancewych towszcz, 2012. Nakaz Derżawnoji komisiji Ukrajiny po zapasach korisnych kopałyn (nr 625, 29.12.2012).
- NIEĆ M. 1990 – Geologia kopalniana. *Wyd. Geol.*, Warszawa, s. 504.
- NIEĆ M. 1993 – Złoża metanu w formacjach węglonośnych. [W:] *Materiały Szkoły Eksploatacji Podziemnej '93*, t. 2. *Wyd. CPPGSMiE PAN*, Kraków: 281–301.
- NIEĆ M. 2010a – Międzynarodowe klasyfikacje zasobów złóż kopalin. *Kwart. AGH, Górn. Geoinż.*, 34: 33–49.
- NIEĆ M. 2010b – Złoża – kopalina – surowiec mineralny. Podstawowe terminy geologii gospodarczo-złożowej i potrzeba ich uwzględnienia w przepisach prawa geologicznego i górniczego. *Prz. Geol.*, 58: 672–678.
- NIEĆ M. (red.) 2012 – *Metodyka dokumentowania złóż kopalin stałych*, cz. 1, *Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż. Planowanie i organizacja prac geologicznych*, cz. 4, *Szacowanie zasobów*. *Wyd. IGSMiE PAN*, Kraków, s. 248 (cz. 1) i 241 (cz. 4).
- NOUYRIGAT V. 2013 – Gaz de schiste, le dossier vérité. *Science et vie*, 1148: 54–71.
- PIG-PIB 2012 – Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski). Raport pierwszy. *Państw. Inst. Geol.*, Warszawa, s. 29 [http://www.pgi.gov.pl/pl/component/docman/doc_download/771-raport-pl.html].
- POLLASTRO R.M. 2007 – Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bull.*, 91: 551–578.
- ROSS J.G. 2011 – Petroleum resources definitions, classification, and categorization guidelines. [W:] *Guidelines for application of the Petroleum Management System*. [b.w., b.m.]: 7–22.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 grudnia 2011 r. w sprawie dokumentacji geologicznej złoża kopaliny (DzU nr 291, poz. 1712).
- SANDREA R. 2012 – Evaluating production potential of mature US oil, gas shale plays. *Oil Gas J.*, 110(12): 58–67.
- SOWIŹDŹAŁ K. 2012 – Rozdział VII. Modelowanie 3D. Geostatystyczne facjalne i parametryczne modelowanie 3D w odniesieniu do niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego. [W:] *Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*. *Pr. Nauk. INiG*, 183: 135–150.
- WEIJERMARS R. 2013 – Global shale development risk: conditional on profits beating the time-value of money. *First Break*, 31: 39–48.
- WEIJERMARS R. & LINDEN J. VAN DER 2012 – Assessing the economic margins of sweet spots in shale gas plays. *First Break*, 30: 99–106.
- WELLMER F.-W. 1998 – *Statistical evaluation in exploration for mineral deposits*. Springer, Berlin, s. 379.
- WOŁKOWICZ S. (red.) 2011 – *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31 XII 2009 r.* *Państw. Inst. Geol.*, Warszawa, s. 261.

Praca wpłynęła do redakcji 2.09.2013 r.
Akceptowano do druku 21.11.2013 r.