

## Potencjał złożowy ordowicko-sylurskich łupków gazonośnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów gazu w raporcie w 2014 r.

Hubert Kiersnowski<sup>1</sup>, Ireneusz Dyrka<sup>1</sup>



H. Kiersnowski I. Dyrka

**Ordovician-Silurian shale gas resources potential in Poland: evaluation of Gas Resources Assessment Reports published to date and expected improvements for 2014 forthcoming Assessment.** *Prz. Geol.*, 61: 354–373.

*Abstract.* The paper comprises a brief history and results of Assessment Reports of shale gas resources for the Polish Ordovician-Silurian Basin. The Reports have been confronted in the context of used criteria of assessing. The comparison shows that the early, most optimistic assessments (Wood Mackenzie, ARI & EIA) were based on very generalized data and different assessment methods than those used in the PGI and USGS Reports. In turn, the PGI and USGS Reports, based on USGS assessment methodology, were not so diverse taking into account the presented extreme low values of recoverable gas resources and the used methods of shale gas occurrence probability. The terms EUR (Estimated Ultimate Recovery) and AU (Assessment

Unit), used in the USGS methodology of shale gas and shale oil resources assessment are characterized. The paper also presents assessment methods of technically and economically recoverable shale gas, and the significance of "sweet spots" as areas with the greatest probability for shale gas productivity. Finally, proposals for the reconstruction of future work on the new assessment (at the turn of 2014) of recoverable shale gas resources for the Polish Ordovician-Silurian Basin are recommended. The future assessment of shale gas resources should be more detailed, not only due to new geological input data (including results of exploration wells), but also thanks to segmentation of the whole Ordovician-Silurian assessment area into five smaller regional assessment units. The paper presents the criteria of area segmentation and the characteristics of proposed assessment units. The key geological, geophysical and geochemical criteria, which should be taken into consideration in the methodology of new shale gas resources assessment, are compiled. Moreover, to better understand the peculiarity of the Polish Ordovician-Silurian shales and reservoir attributes, and to fit these to shale gas recovery technology, the lessons coming from the US shale basins are discussed. In summarizing, the authors, presenting the conclusions and recommendations, refer to future shale gas resources assessment that, in their opinion, would help particularize the results and thus make them more authenticated.

**Keywords:** shale gas, resources assessment, technically recoverable resources, economically recoverable resources

W dniu 18 marca 2013 r. polska opinia publiczna została kolejny raz zelektryzowana wiadomością PAP: „PGNiG uzyskało przepływ gazu z odwiertu w Lubocinie – poinformowała w poniedziałek spółka. To dobra wiadomość, która powinna zmobilizować do tego, aby inwestować w poszukiwania gazu łupkowego w Polsce – ocenił ówczesny szef resortu skarbu państwa. Trwa odbiór płynu szczelinującego z odwiertu Lubocino 2H. Uzyskano przepływ gazu, natomiast prace związane z opróbowaniem potrwają jeszcze kilka tygodni i dopiero po ich zakończeniu będziemy mogli odpowiedzieć na pytanie dotyczące rzeczywistej ilości gazu w odwiercie” – napisała rzeczniczka Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Według PAP: „Udało się raz jeszcze potwierdzić obecność gazu na Lubocinie już w odwiercie horyzontalnym na długości kilkuset metrów – więc to jest dobra wiadomość, która powinna na wszystkich mobilizować do tego, aby inwestować w poszukiwania gazu łupkowego w Polsce” – powiedział w poniedziałek szef resortu skarbu. Jest to – zdaniem ministra – „kolejny dowód na to, że ten gaz (łupkowy) jest”. Że gaz „jest” wiemy już od dłuższego czasu, natomiast nadal nie wiemy, ile jest gazu technicznie wydobywalnego ani czy wydobyć i produkcja gazu będą uzasadnione ekonomicznie.

Ten artykuł ma przybliżyć trzy zagadnienia z tym związane: analizę dotychczasowych oszacowań zasobów gazu wydobywalnego, metodykę oszacowań oraz propozycję przyszłych oszacowań.

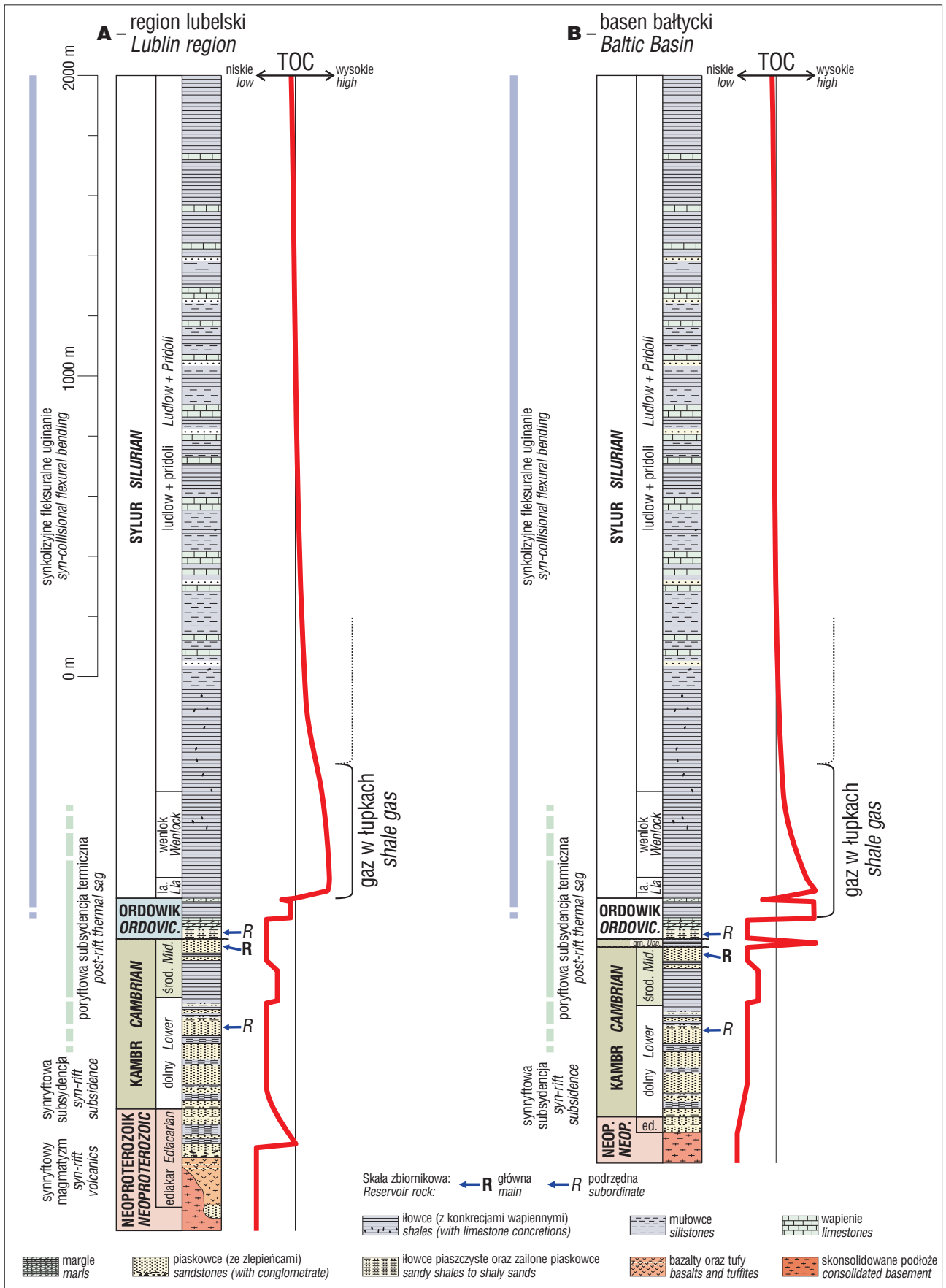
Istotnym elementem w procesie oszacowania zasobów gazu jest zrozumienie (szczególnie przez administrację państwową) zróżnicowania w występowaniu gazu w warunkach złóż konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych. Polega ona na tym, że złoża konwencjonalne w obrębie basenu sedymentacyjnego mają ograniczony zasięg (a tym samym dokładnie określoną wielkość i zasoby w danej kategorii rozpoznania), a złoża niekonwencjonalne nie mają ograniczonego zasięgu (a tym samym nie mają określonej wielkości) i w związku z tym określonych precyzyjnie zasobów.

### PRZEDMIOT OSZACOWAŃ ZASOBÓW GAZU

Przedmiotem oszacowań zasobów gazu są ordowickie i sylurskie skały ilasto-mułowcowe, zawierające rozproszoną materię organiczną, określane jako „łupki” ze względu na ich charakterystyczną łupliwość.

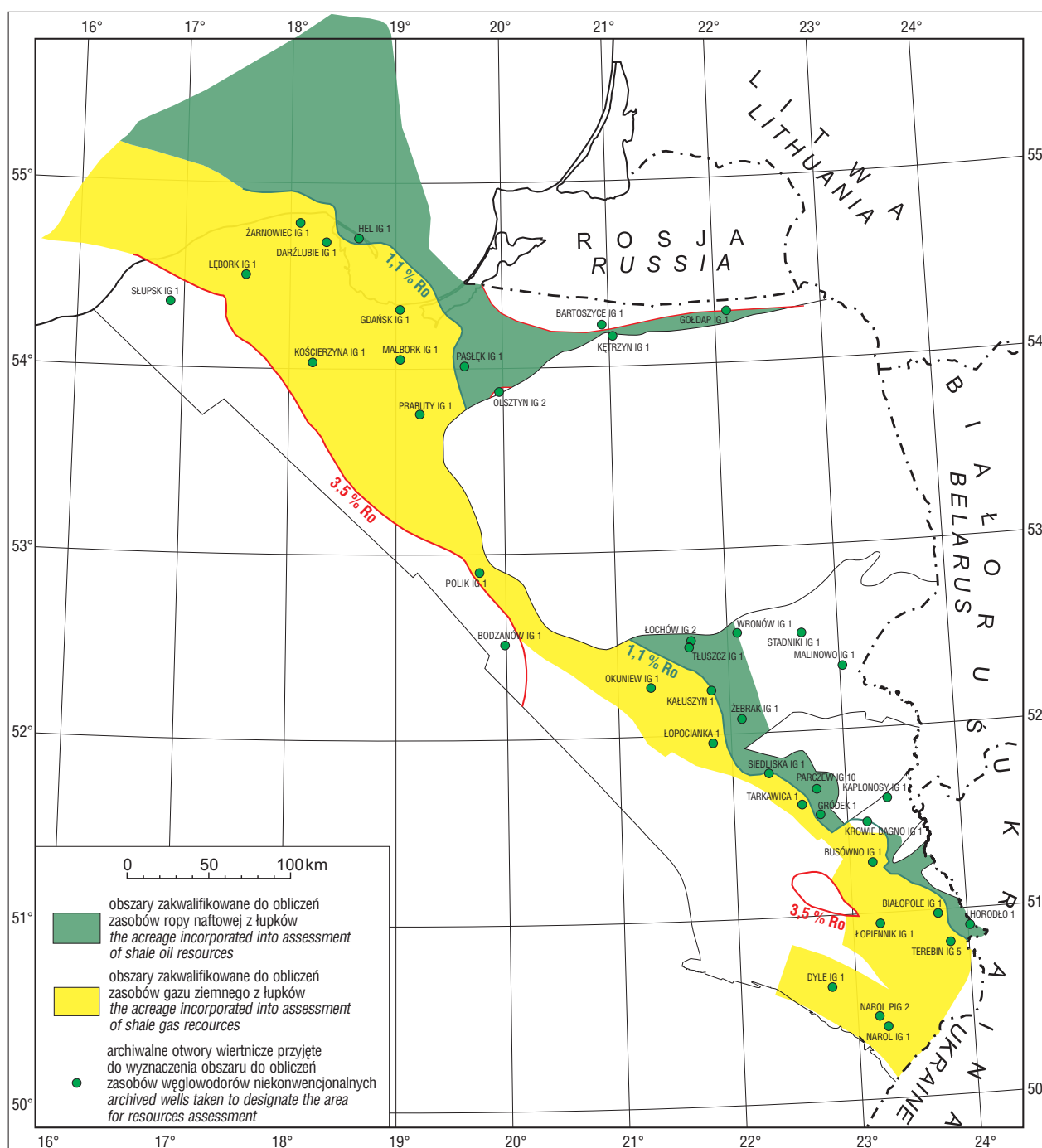
Zasadniczy, regionalny podział basenu ordowicko-sylurskiego na część północno-zachodnią (bałtycką) i południowo-wschodnią (lubelską) (ryc. 1) uwidoczniła zróżnicowanie znaczenia poszczególnych oddziałów ordowiku i syluru w kontekście ich potencjału złożowego wynikającego ze zróżnicowania zawartości TOC (wagowej ilości pozostałej po procesie generacji gazu z materii organicznej) (Poprawa, 2010a, b i c).

<sup>1</sup>Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; hubert.kiersnowski@pgi.gov.pl, ireneusz.dyrka@pgi.gov.pl.



Ryc. 1. Uproszczone profile litostratygiczne utworów dolnego paleozoiku w rejonie lubelskim (A) i w rejonie basenu bałtyckiego (B) z zaznaczonym występowaniem łupków wzbogaconych w materię organiczną (krzywa TOC) o potencjale gazo- lub ropnośnym (Raport PIG, 2012; Poprawa, 2010b)

Fig. 1. Simplified lithostratigraphic section of the Lower Paleozoic in the (A) Lublin region, and (B) Baltic Basin with the position of organic-rich shales that are the potential shale gas/oil formation (PGI Raport, 2012; Poprawa, 2010b)



**Ryc. 2.** Obszar zakwalifikowany do obliczeń zasobów gazu ziemnego (kolor żółty) i ropy naftowej (kolor zielony) w wariantcie maksymalnej miąższości pakietów łupków o zawartości TOC > 2% wagowo, wyznaczony na podstawie danych z 39 odwiertów rozpoznawczych z lat 1950–1990 (wg Raportu PIG, 2012 – Fig. 14, zmodyfikowane)

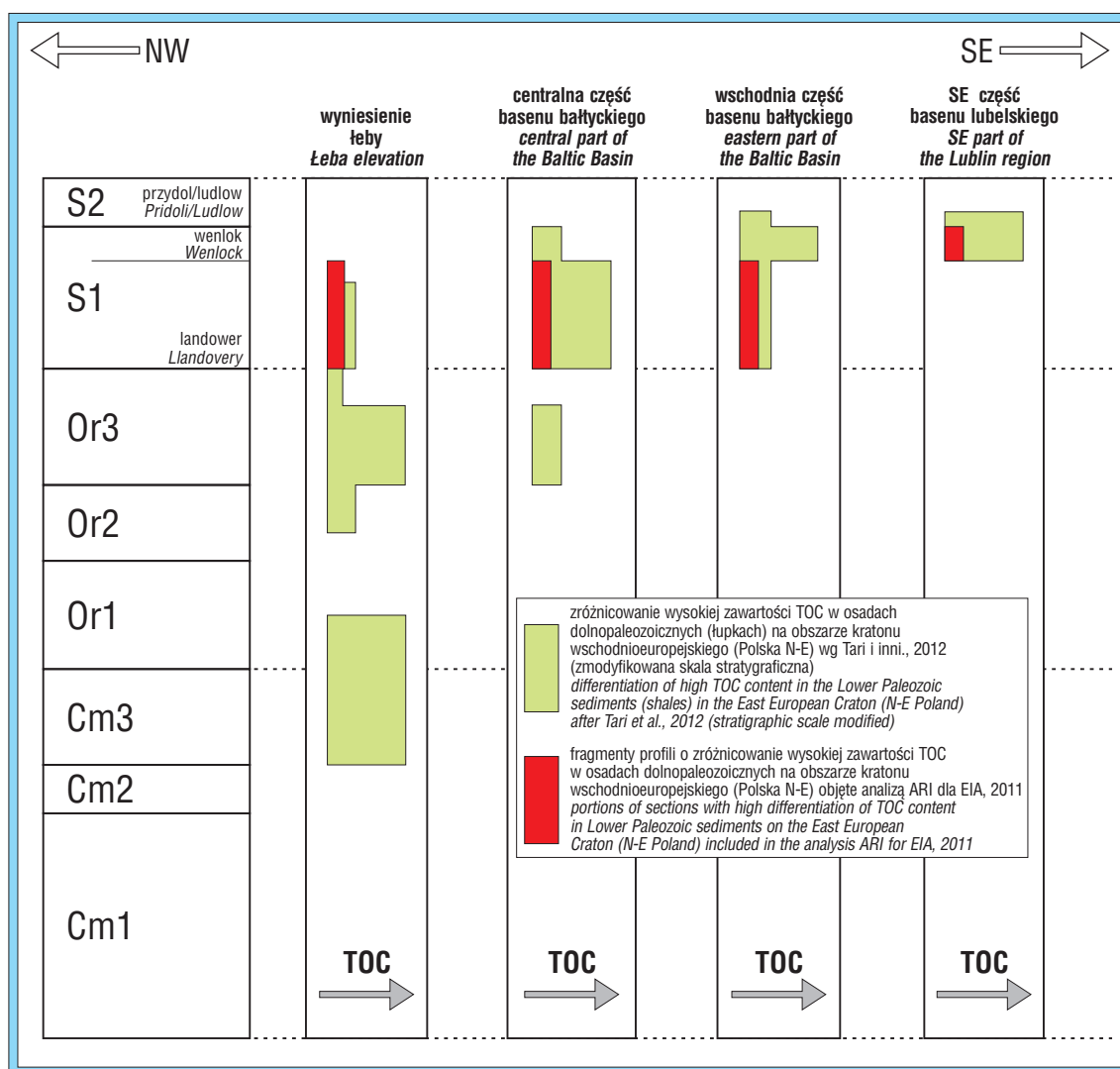
**Fig. 2.** The acreage incorporated into assessment units and qualified into calculation of resources of shale gas (yellow color) and shale oil (green color) in a model with maximum thickness of shale intervals with TOC contents >2% wt on the basis of 39 exploratory drillings from 1950–1990 (after PGI Report, 2012 – Fig. 14, modified)

Basen ordowicko-sylurski w części lądowej i morskiej, oprócz podziału regionalnego, dzieli się na strefy wyznaczające występowanie gazu i ropy naftowej (ryc. 2) (wg Raportu PIG, 2012 – fig. 14). W Raporcie PIG przyjęto do obliczeń zasobów gazu obszar ograniczony kryterium dojrzałości termicznej. Według tego raportu „jako maksymalną dojrzałość, przy której występować mogą złoża gazu ziemnego, przyjęto 3,5% Ro. Ponadto, jako umowną granicę strefy nasycenia gazem ziemnym i ropą naftową przyjęto izolinie dojrzałości termicznej 1,1 % Ro”.

#### DOTYCHCZASOWE OSZACOWANIA ZASOBÓW GAZU W ŁUPKACH

Dotychczas na przestrzeni lat 2009–2012 zostało opublikowanych pięć raportów dotyczących oszacowań zasobów gazu w łupkach polskiego basenu ordowicko-sylurskiego.

Raporty wcześniejsze: Wood Mackenzie z 2009 r. oraz Advanced Resources International Inc. (ARI) z 2009 r. zostały pominięte jako poprzednie i oparte na słabszych danych.



**Ryc. 3.** Schemat ilustrujący diachronizm występowania bogatych w materię organiczną łupków w basenie sedymentacyjnym na zachodnim skłonie kratonu wschodnioeuropejskiego we wczesnym paleozoiku. S – sylur, Or – ordowik, Cm – kambr (modyfikowane na podstawie Tari'ego i in., 2012 – Fig. 5)

**Fig. 3.** Simplified scheme illustrating the diachronism of the first appearance of organic-rich shales in sedimentary basins from the western slope of the East European Craton during the Early Paleozoic. S – Silurian; Or – Ordovician, Cm – Cambrian (modified after Tari et al., 2012 – Fig. 5)

Poniżej zostały omówione i porównane trzy zasadnicze raporty dotyczące wydobywalnych technicznie zasobów gazu z łupków w Polsce. Są to raporty Amerykańskiej Agencji Informacyjnej (EIA) (Kuuskraa i in.) z 2011 r., Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG) z 2012 r. oraz Amerykańskiej Służby Geologicznej (USGS) (Gautier i in.) również z 2012 r.

### Raport EIA

W Raporcie Amerykańskiej Agencji Informacyjnej przedstawiono najwyższą jak dotąd ocenę zasobów gazu w łupkach w polskim basenie ordowicko-sylurskim, w wysokości 5,3 biliona m<sup>3</sup>.

Na schemacie (ryc. 3) pokazano główne obszary występowania w profilu stratygraficznym łupków gazo- i roponośnych kambru, ordowiku i syluru. Zaznaczono również, w których fragmentach profilu stratygraficznego występują największe zawartości TOC. Na schemacie przedstawiono osady (łupki), które zostały uwzględnione

w oszacowaniu technicznie wydobywalnych zasobów gazu, wykonanym przez ARI dla EIA w 2011 r. Paradoksalnie, pomimo nieujęcia w szacunku wszystkich ordowicko-sylurskich łupków z zawartością gazu, raport EIA dał najwyższą prognozę zasobów (patrz tab. 1 z materiałem porównawczym).

Ze względu na to, że raport EIA odbiega ilościowo o wiele rzędów od raportów następnych, została wykonana analiza jego składowych, dla zrozumienia tak znaczącej różnicy wyników. Analiza składowych dla poszczególnych basenów w kontekście wysokiego oszacowania zasobów gazu w łupkach wykazała różne przyczyny zwiększenia zasobów perspektywicznych gazu oraz możliwego ich pomniejszenia. Dla basenu bałtyckiego (obszar *onshore* i *offshore*) przyczynami zwiększenia zasobów przez EIA było przyjęcie ogromnej powierzchni (większej niż w innych analizach tego basenu), zawyżenie średniej wartości TOC tylko dla łupków syluru, założenie istnienia wystarczających nacisków (zawyżenie przez to wartości EUR). W basenie podlaskim przyjęto natomiast znacznie

**Tab. 1.** Własności zbiornikowe łupków i zasoby gazu w łupkach w Polsce na podstawie Raportu EIA, 2011  
**Table 1.** Reservoir properties of shales and shale gas resources in Poland based on EIA Report, 2011

Dane Podstawowe <i>Basic data</i>	Basen/Obszar całkowity [km <sup>2</sup> ] <i>Basin/Total area [km<sup>2</sup>]</i>		Basen Bałtycki <i>Baltic Basin</i> 263 172 km <sup>2</sup>	Basen Lubelski <i>Lublin Basin</i> 30 774 km <sup>2</sup>	Basen Podlaski <i>Podlasie Basin</i> 11 152 km <sup>2</sup>	
		Formacja „łupkowa” <i>Shale formation</i>		dolny sylur <i>Lower Silurian</i>	dolny sylur <i>Lower Silurian</i>	dolny sylur <i>Lower Silurian</i>
		Wiek geologiczny (seria) <i>Geologic age</i>		Landower <i>Llandovery</i>	Wenlok <i>Wenlock</i>	Landower <i>Llandovery</i>
Fizyczne wymiary obszaru analizowanego <i>Physical extent of examined area</i>	Obszary perspektywiczne <i>Prospective area</i> [km <sup>2</sup> ]		22 911 km <sup>2</sup>	30 199 km <sup>2</sup>	3432 km <sup>2</sup>	
	Miąższość <i>Thickness</i> [m]	Interwał <i>Interval</i>	100,6–250 m	100,6–340 m	109,7–219,5 m	
		Z bogatą organiką <i>Organic rich</i>	175,3 m	126,5 m	164,6 m	
		Netto <i>Net</i>	96,3 m	69,5 m	90,5 m	
	Głębokość <i>Depth</i> [m]	Interwał <i>Interval</i>	2500–5000 m	2000–4100 m	1750–3460 m	
		Przeciętnie <i>Average</i>	3750 m	3050 m	2605 m	
Własności zbiornikowe <i>Reservoir properties</i>	Ciśnienie złożowe <i>Reservoir pressure</i>		Nadciśnienia <i>Overpressured</i>	Nadciśnienia <i>Overpressured</i>	Nadciśnienia <i>Overpressured</i>	
	Uśrednione TOC [% wagowe] <i>Average TOC [wt. %]</i>		4,0%	1,5%	6,0%	
	Dojrzałość termiczna [% Ro] <i>Thermal maturity [% Ro]</i>		1,75%	1,35%	1,25%	
	Zawartość minerałów ilastych <i>Clay content</i>		Średnia <i>Medium</i>	Średnia <i>Medium</i>	Średnia <i>Medium</i>	
Zasoby <i>Resources</i>	Zawartość gazu w łupkach (GIP) <i>GIP concentration</i> [m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> ]		1 585 314 672 m <sup>3</sup> /1 km <sup>2</sup>	863 723 166 m <sup>3</sup> /1 km <sup>2</sup>	1 552 515 058 m <sup>3</sup> /1 km <sup>2</sup>	
	Całkowita (prawdopodobna) zawartość gazu w łupkach (GIP) w części lądowej [m <sup>3</sup> ] <i>Risked GIP, onshore [m<sup>3</sup>]</i>		14 554 938 000 000 m <sup>3</sup>	6 286 374 000 000 m <sup>3</sup>	1 585 752 000 000 m <sup>3</sup>	
	22 427 064 000 000 m <sup>3</sup>					
	Całkowita (prawdopodobna) zawartość gazu w łupkach (GIP); technicznie wydobywalna <i>Risked (GIP) recoverable [m<sup>3</sup>]</i>		3 652 893 000 000 m <sup>3</sup>	1 245 948 000 000 m <sup>3</sup>	396 438 000 000 m <sup>3</sup>	
5 295 279 000 000 m <sup>3</sup> = <b>5,3 biliona m<sup>3</sup></b>						

zawyżone wartości TOC tylko dla łupków syluru, a dla basenu lubelskiego założono istnienie wystarczających nadciśnień (zawyżenie wartości EUR). Ponadto dla wszystkich basenów założono relatywnie wysoki współczynnik wydobywalności gazu (23,5%). Możliwe pomniejszenie zasobów gazu w basenie bałtyckim mogło być spowodowane brakiem uwzględnienia potencjału części syluru i ordowiku, ponieważ uwzględniono tylko sylurskie łupki landoweru, pomijając łupki wenloku i ordowiku. Dla pozostałych basenów, tj. podlaskiego i lubelskiego, również nie uwzględniono potencjału pozostałych łupków poza łupkami landoweru, a dodatkowo zostały zaniżone wartości dojrzałości termicznej materii organicznej (% Ro).

### Raport PIG

Raport Państwowego Instytutu Geologicznego, ogłoszony w marcu 2012 r., oparty został o metodykę oceny zasobów gazu w łupkach stosowaną i ulepszoną od wielu lat przez Amerykańską Służbę Geologiczną (USGS).

Według autorów dokumentu „raport powinien być traktowany jako raport otwarcia, ponieważ opracowany został na podstawie danych archiwalnych, uzyskanych z 39 otworów rozpoznawczych wykonanych w latach 1950–1990 i omówionych we wcześniejszych publikacjach”, bez uwzględnienia danych, jakie w tym czasie posiadały firmy naftowe z nowych wierceń. Natomiast uwzględniono, jako analogi dla danych archiwalnych polskich, dane z basenów łupkowych w USA o znanej charakterystyce złóż.

Wyniki raportu wzbudziły duże kontrowersje i krytykę niektórych osób i środowisk opiniotwórczych w kręgach geologiczno-przemysłowych. Zarzucano PIG-PIB zaniżenie zasobów gazu, szczególnie w stosunku do „amatorskich” ocen niektórych „ojców poszukiwań gazu łupkowego w Polsce”. Raport ten został kompetentnie oceniony w materiałach Instytutu Nafty i Gazu (Ciechanowska i in., 2012), a w późniejszym raporcie USGS, z lipca 2012 r., potwierdzono jego wartość jako wręcz optymistyczną w wariacie najbardziej prawdopodobnym (tab. 2).



**Tab. 2.** Zasoby wydobywalne gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim na terytorium Polski. SCW – szacowane całkowite wydobycie z otworu (wg Raportu PIG, 2012, zmodyfikowane)**Table 2.** Recoverable resources of shale gas in the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin Basin. SCW = EUR – Estimated Ultimate Recovery (after PIG Report, 2012, modified)

Raport PIG, 2012	SCW minimalne 1,13 mln m <sup>3</sup> (0,04 Bcf) EUR minimum	SCW najbardziej prawdopodobne 11,3 mln m <sup>3</sup> (0,4 Bcf) EUR optimum	SCW maksymalne 28,3 mln m <sup>3</sup> (1 Bcf) EUR maximum
szelf bałtycki powierzchnia maksimum 7 952,4 km <sup>2</sup> offshore acreage max. 7 952.4 km <sup>2</sup>	14,8 mld m <sup>3</sup>	148,4 mld m <sup>3</sup>	371,1 mld m <sup>3</sup>
szelf bałtycki powierzchnia minimum 6 192,4 km <sup>2</sup> offshore acreage min. 6 192.4 km <sup>2</sup>	11,6 mld m <sup>3</sup>	115,6 mld m <sup>3</sup>	289,0 mld m <sup>3</sup>
strefa lądowa powierzchnia maksimum 33 183,3 km <sup>2</sup> onshore basin acreage max. 33 183.3 km <sup>2</sup>	61,9 mld m <sup>3</sup>	619,4 mld m <sup>3</sup>	1 548,6 mld m <sup>3</sup>
strefa lądowa powierzchnia minimum 12 347,3 km <sup>2</sup> onshore basin acreage min. 12 347.3 km <sup>2</sup>	23,0 mld m <sup>3</sup>	230,5 mld m <sup>3</sup>	576,2 mld m <sup>3</sup>
łącznie powierzchnia maksimum 41 135,7 km <sup>2</sup> onshore & offshore acreage max. 41 135.7 km <sup>2</sup>	76,8 mld m <sup>3</sup>	767,9 mld m <sup>3</sup>	1 919,7 mld m <sup>3</sup> skrajne maksimum extreme maximum
łącznie powierzchnia minimum 18 539,7 km <sup>2</sup> onshore & offshore acreage min. 18 539.7 km <sup>2</sup>	34,6 mld m <sup>3</sup> skrajne minimum extreme minimum	346,1 mld m <sup>3</sup>	865,2 mld m <sup>3</sup>

### Raport USGS

Ostatnie oszacowanie potencjału gazowego łupków ordowicko-sylurskich na obszarze Polski wykonane zostało przez Amerykańską Służbę Geologiczną w lipcu 2012 r. Przedstawiono w nim zasoby technicznie wydobywalnego gazu na krytycznie niskim poziomie w stosunku do wcześniejszych szacunków. Szacunek potencjału gazowego wykonany przez USGS wskazywał właściwie na brak gazu technicznie wydobywalnego (38 miliardów m<sup>3</sup> gazu rozproszonego na obszarze od Bałtyku po granicę z Ukrainą).

W raporcie USGS (2012) uwzględniono specyfikę polskich łupków polegającą na tym, że obok gazu występują kondensaty, gaz towarzyszący ropie naftowej oraz ropa naftowa. W raporcie te rodzaje zasobów zostały rozdzielone. W tym artykule koncentrujemy się wyłącznie na potencjalnych zasobach gazu, jako najistotniejszych złożowo.

Amerykańska Służba Geologiczna oceniła potencjał zasobowy technicznie wydobywalnego gazu z łupków i ropy z łupków znajdujących się w polskiej części polsko-ukraińskiego basenu przedorogenicznego (tab. 3, Raport USGS, 2012). Według danych z raportu (tab. 4): „Szacunkowe zasoby, możliwe do wydobycia przy istniejącej technologii, mieszczą się w zakresie od 0 do 4,086 miliarda stóp sześciennych gazu (Bcf), z oszacowaną średnią wynoszącą 1345 Bcf. Stopień niepewności niniejszej oceny podkreśla szeroka rozpiętość przedziałów szacowanych zasobów”.

W raporcie USGS (2012) posłużono się danymi pochodzącymi z oszacowań gazu i ropy w złożach amerykańskich, takimi jak: (1) parametr szacunkowego całkowitego wydobycia (SCW) z otworu (EUR – *Estimated Ultimate Recovery*), uzyskany z grupy otworów wydobywczych dla gazu łupkowego i ropy łupkowej, (2) przeciętne wielkości obszarów szczytowania (*mean drainage area*) dla wierceń kierunkowych, (3) średnie wskaźniki sukcesu dla poszczególnych otworów wiertniczych oraz (4) jednostka powierzchni oszacowania (AU – *Assessment Unit*). Wartości minimalna, środkowa i maksymalna reprezentują odchylenia od średnich wartości i nie reprezentują odchylenia całkowitego od tych parametrów. Przeciętne średnie całkowite wydobycie jest przedstawione w wartości minimalnej, modalnej i maksymalnej, i kalkulowanym uśrednieniu”.

I dalej (źródło j.w.): „Przedstawione rezultaty związane są z dużym ryzykiem oszacowania. W akumulacjach gazu wszystkie płyny są zaliczone do kategorii NGL (naturalny gaz płynny). Nieodkryte zasoby gazu są sumą gazu nietowarzyszącego, czyli gazu w złożu gazu i gazu towarzyszącego czyli gazu w złożu ropy naftowej. F95 reprezentuje 95-procentową szansę (P95) w tabelaryzowanym zestawieniu, pozostałe wartości F (*fractile*) są definiowane analogicznie. Ułamki (fraktyle) podawane są jedynie dla uzupełnienia przy założeniu, że korelacja jest jednoznacznie pozytywna. Prawdopodobieństwo AU (*Assessment Unit*) (jednostka powierzchni oszacowywanej) określa szansę na to, że co najmniej jedno wiercenie na terenie AU będzie w stanie dać produkcję na poziomie określonym jako minimalny poziom ostatecznej całkowitej wydajności”.

### Porównanie raportów w kontekście użytych kryteriów oszacowań

Wyniki wyżej przedstawionych raportów dotyczących oszacowania wydobywalnych technicznie zasobów gazu zostały podane w zestawieniu (tab. 5), które obejmuje porównanie jednego z aspektów ilościowych, a mianowicie całkowitej powierzchni oszacowania.

### KRYTERIUM AU I EUR

Powyższe oszacowania zasobów gazu w ordowicko-sylurskim obszarze złożowym (O-S OZ) odnoszą się do znacznych obszarów, które mogą być uznane jako tzw. LAU (*Large Assessment Unit*) – wielkie jednostki oszacowania.

W metodologii USGS wprowadzono AU dla niewielkich jednostek powierzchni (np. mila kwadratowa). Dla

**Tab. 3.** Kluczowe parametry oceny, użyte do oszacowania zasobów gazu z łupków w Polsce (wg Raportu USGS, 2012 – Tab. 1, zmodyfikowane)

**Table 3.** Key assessment input data for shale gas assessment units in Poland (After USGS Report, 2012 – Table 1, modified)

Dane użyte do oceny <i>Assessment input data</i>	Gaz ziemny w polskim przedorogenicznym basenie dolnopaleozoicznym (jednostki powierzchni oszacowania – km <sup>2</sup> ) <i>Polish foredeep Lower Paleozoic Gas (assessment units – km<sup>2</sup>)</i>			
	Minimum <i>Minimum</i>	Wartość modalna <i>Mode</i>	Maksimum <i>Maximum</i>	Kalkulowana średnia <i>Calculated mean</i>
Potencjalna obszar produkcji w jednostkach powierzchni oszacowania [km <sup>2</sup> ] <i>Potential production area of AU [km<sup>2</sup>]</i>	0	4 856,227	20 234,282	8 363,504
Przeciętny obszar zcerpywania gazu dla 1 wiercenia [km <sup>2</sup> ] <i>Average drainage area of 1 well [km<sup>2</sup>]</i>	0,485622	0,647497	0,809371	0,647497
Szacunkowe całkowite wydobywanie gazu (SCW) [m <sup>3</sup> ] <i>Average EUR [Bcf]</i>	2 831 700 (0.1 Bcf)	5 663 400 (0.2 Bcf)	28 317 000 (1 Bcf)	6 937 663 (0.245 Bcf)
Prawdopodobieństwo sukcesu [%]* <i>Success ratios [%]*</i>	10	50	90	50
Szacunkowe całkowite wydobywanie gazu (SCW) [Bcf/1 km <sup>2</sup> ] <i>Estimated ultimate gas recovery (EUR) [Bcf/1 km<sup>2</sup>]</i>	0,2 Bcf/1 km <sup>2</sup>	0,3 Bcf/1 km <sup>2</sup>	1,2 Bcf/1 km <sup>2</sup>	0,3 Bcf/1 km <sup>2</sup>

\*Wartości prawdopodobieństwa przy oszacowywaniu zasobów: P90 – 90% szans na sukces – zasoby pewne; P50 – 50% szans na sukces – zasoby prawdopodobne; P30 – 30% szans na sukces – zasoby możliwe, P10 – 10% szans na sukces – zasoby niepewne (mało prawdopodobne).

\*Probability values when assessing resources: P90 – 90% chance of success – sure resources; P50 – 50% chance of success – probable resources; P30 – 30% chance of success – possible resources; P10 – 10% chance of success – unreliable resources (very little probable).

**Tab. 4.** Rezultaty oceny nieodkrytych zasobów niekonwencjonalnych gazu ziemnego w Polsce (wg Raportu USGS, 2012 – Tabela 2, zmodyfikowane)

**Table 4.** Assessment results for undiscovered unconventional gas resources in Poland (after USGS Report, 2012 – Table 2, modified)

Prowincje, Systemy naftowe razem, terytorialne jednostki oszacowania (AU) (akry amerykańskie) <i>Provinces, Total petroleum systems (TPS) and assessment units (AU) (acres)</i>	Współczynnik prawdopodobieństwa dla terytorialnej jednostki oszacowania (AU) <i>AU probability</i>	Rodzaj złoża <i>Field type</i>	Zasoby nieodkryte razem <i>Total undiscovered resources</i>			
			Gaz ziemny <i>Gas</i> [BCFG]*			Średnia <i>Mean</i>
			F95**	F50**	F5**	
Polski basen dolnopaleozoiczny <i>Polish foredeep Lower Paleozoic gas AU</i>	0,8	Gaz ziemny w łupkach <i>Shale gas</i>	0	908	3 794	1 246
		Gaz ziemny towarzyszący ropie naftowej w łupkach <i>Gas accompanied in shale oil</i>	0	75	292	99
Całkowite zasoby (wydobywalne technicznie) gazu ziemnego w łupkach [Bcf] <i>Total (technically recoverable) shale gas resources [Bcf]</i>			0	983	4 086	<b>1 345</b>
Całkowite zasoby (wydobywalne technicznie) gazu ziemnego w łupkach [mld m <sup>3</sup> ] <i>Total (technically recoverable) shale gas resources [Bcm]</i>			0	27,836	115,032	<b>38,086</b>

\*BCFG – miliard stóp sześciennych gazu.

\*BCFG – billion cubic feet of gas.

\*\*Wartości prawdopodobieństwa przy oszacowywaniu zasobów: F95 = P95 – 95% szans na sukces – zasoby pewne; F50 = P50 – 50% szans na sukces – zasoby prawdopodobne; F5 = P5 – 5% szans na sukces – zasoby niepewne (bardzo mało prawdopodobne).

\*\*Probability values when assessment resources: F95 – 95% chance of success – sure resources; F50 – 50% chance of success – probable resources; F5 – 5% chance of success – unreliable resources (very less possible).

**Tab. 5.** Porównanie raportów dotyczących oszacowania wydobywalnych (technicznie) zasobów gazu w łupkach z punktu widzenia wielkości powierzchni użytej do oszacowań**Table 5.** Comparison of assessment reports of technically recoverable shale gas resources in terms of size of surface area used for the assessment

Raport PIG, 2012 <i>PGI Report, 2012</i>			Raport ARI dla U. S. Energy Information Administration, 2011 <i>ARI Report for EIA, 2011</i>	Raport USGS, 2012 <i>USGS Report, 2012</i>
Razem obszar występowania łupków O-S o potencjale ropno-gazowym [km <sup>2</sup> ] – lądowy i morski <i>Total acreage of O-S shales with oil and gas potential [km<sup>2</sup>] (onshore &amp; offshore)</i>	Obszar ropny lądowy i morski [km <sup>2</sup> ] <i>Oil prone acreage (onshore &amp; offshore) (km<sup>2</sup>)</i>	Obszar gazowy lądowy i morski [km <sup>2</sup> ] <i>Gas prone acreage (onshore &amp; offshore) (km<sup>2</sup>)</i>	Basen bałtycki, podlaski i lubelski łącznie (obszar gazonośny w km <sup>2</sup> ) Tylko obszar lądowy (onshore) <i>Baltic, Podlasie and Lublin basins (gas prone area in km<sup>2</sup>) (onshore)</i>	Basen bałtycki, podlaski i lubelski łącznie (obszar gazonośny w km <sup>2</sup> ) <i>Baltic, Podlasie and Lublin basins (gas prone acreage [km<sup>2</sup>] (onshore)</i>
Łącznie pow. maksimum <i>Total acreage max. 64 867 km<sup>2</sup></i>	Łącznie pow. maksimum <i>Total acreage max. 23 731,3 km<sup>2</sup></i>	Łącznie pow. maksimum <i>Total acreage max. 41 135,7 km<sup>2</sup></i>	Całkowita powierzchnia obszaru perspektywicznego <i>Total perspective acreage 56 542 km<sup>2</sup></i>	Obszar maksimum <i>Acreage max. 20 234 km<sup>2</sup></i>
Łącznie pow. minimum <i>Total acreage min. 37 630 km<sup>2</sup></i>	Łącznie pow. minimum <i>Total acreage min. 19 090,3 km<sup>2</sup></i>	Łącznie pow. minimum <i>Total acreage min. 18 539,7 km<sup>2</sup></i>		Obszar użyteczny, uśredniony <i>Most useful acreage, calculated mean 8365,5 km<sup>2</sup></i>
Prognoza zasobów (wyniki uśrednione) [mld m <sup>3</sup> ] <i>Assessments of gas resources (average results) [Tcm*]</i>		Zakres najbardziej prawdopodobne zasobów wydobywalnych gazu (basen O-S): <i>Most probable range of recoverable shale gas resources (for O-S Basin):</i>	Technicznie wydobywalne zasoby gazu dla obszaru Polski (tylko sylur): <i>Technically recoverable shale gas resources for Polish onshore (only Silurian):</i>	Technicznie wydobywalne zasoby gazu dla obszaru Polski (basen O-S): <i>Technically recoverable shale gas resources for Polish onshore (Silurian-Ordovician Basin):</i>
		346,1 do 767,9 mld m <sup>3</sup> <i>0.346–0.768 Tcm</i>	5295,279 mld m <sup>3</sup> <i>5.3 Tcm</i>	38,086 mld m <sup>3</sup> <i>0.038 Tcm</i>

\*Tcm – bilion m<sup>3</sup>. Tcm – billion cubic metres.

zdefiniowana własności AU wymagane jest przetestowanie szeregu elementów oceny obszaru:

#### Obszar użyteczny (*Productive Area*)

Obszar objęty drenażem (gazu) w obrębie AU (*Drainage Areas*). W USA jest przyjmowane 80–180 akrów (0,324–0,728 km<sup>2</sup>).

#### Obszar niesprawdzony złożowo w sensie braku testów produkcji (gazu) w obrębie AU (*Untested Area*)

Obszar nieprzetestowany z punktu widzenia występowania lub braku *sweet spots* z uwzględnieniem wcześniej przyjętych założeń dotyczących wartości złożowej obszaru (występowania *sweet spots*). Związane z tym jest określenie współczynnika sukcesu dotyczącego prawdopodobieństwa otrzymania podwyższonej produkcji w związku z natrafieniem na *sweet spots*.

To z kolei związane jest z określeniem zakładanej wielkości EUR dla obszaru lepszego (*sweet spots*) lub gorszego (*non-sweet spots*) z uwzględnieniem możliwej skali obszaru objętego drenażem gazu.

Według danych z Raportu PIG (2012): „Zasoby wydobywalne określono w raporcie poprzez przyjęcie dla całego basenu określonego współczynnika Szacunkowego Całkowitego Wydobywania (SCW) (ang. EUR – *Estimated Ultimate Recovery*) gazu ziemnego z poszczególnego otworu za cały okres jego eksploatacji, z określonej średniej powierzchni strefy eksploatowanej danym otworem. Podstawowym kryterium, określającym dla danego otworu możliwość

zakwalifikowania go w obliczeniach do strefy złożowej jest obecność formacji łupków o miąższości (grubości jednolitej warstwy) co najmniej 15 m i zawierającej 2% całkowitego węgla organicznego (ang. TOC – *Total Organic Carbon*) wagowo”.

W polskim raporcie (Raport PIG, 2012) dotyczącym oceny zasobów wydobywalnych gazu ziemnego z łupków, zasoby obliczono w trzech wariantach. Jako wariant minimalny przyjęto SCW (ang. EUR) w wysokości 0,04 Bcf (1,13 mln m<sup>3</sup>), co stanowi wartość poniżej SCW większości basenów amerykańskich. W wariantcie najbardziej prawdopodobnym przyjęto SCW równy 0,4 Bcf (11,3 mln m<sup>3</sup>), który znajduje się w dolnej strefie większości średnio wydajnych basenów amerykańskich. Jako wariant maksymalny przyjęto SCW w wysokości 1 Bcf (28,3 mln m<sup>3</sup>), co stanowi wartość występującą w najbardziej wydajnych basenach USA, które pod tym względem są aktualnie najlepszymi basenami łupkowymi na świecie.

Podobne wartości stosowane były w metodyce USGS dotyczącej oszacowania zasobów gazu w łupkach w polskim basenie ordowicko-sylurskim (Raport USGS, 2012).

W USA przyjęto jako wymagane minimum EUR – 0,02 Bcf (USGS Open-File Report 2011-1167, 2011), jakkolwiek w wielu basenach otrzymano niższe minimalne wartości EUR (USGS Open-File Report 2012-1118, 2012). W Raporcie PIG (2012) współczynnik EUR został przyjęty arbitralnie jako uśredniony w stosunku do danych z wykresu na



rycinie 4 oraz relatywnie niski w skali odnoszącej się do basenów amerykańskich (tab. 6).

Interesujące są obliczenia EUR przyjęte dla częściowo eksploatowanej ordowickiej formacji łupkowej Utica (tab. 7) w USA (częściowo podobnej do łupków z polskiego basenu ordowicko-sylurskiego), gdzie zastosowano rozdział pomiędzy EUR dla *sweet spots* i EUR dla osadów pozbawionych *sweet spots* (Kirschbaum i in., Utica Shale Assessment, USGS, 2012).

Wydaje się, że taki podział jak w ordowickiej formacji Utica można zastosować w następnych oszacowaniach dla O-S OZ, uznając wyniki z dotychczasowych testów złożowych jako częściowo reprezentatywne dla stref pozbawionych *sweet spots*. Szacunkowa, średnia wartość EUR w północnej części O-S OZ dla obszaru pozbawionego *sweet spots* mogłaby sięgać 0,1 Bcf w skali pierwszego roku eksploatacji (przy uwzględnieniu 50% spadku wydajności). Metoda ta jest obecnie zalecana przez USGS (Charpentier & Cook, 2010a i b).

Zagadnienie częstotliwości występowania, gęstości rozmieszczenia i wielkości *sweet spots* jest jednym z kluczowych problemów geologii poszukiwawczej gazu z łupków. Według opinii specjalistów z branży poszukiwań w O-S OZ należy spodziewać się małych *sweet spots*, co niewątpliwie utrudnia wybór optymalnej lokalizacji wierceń i stosowanych szczelinowań.

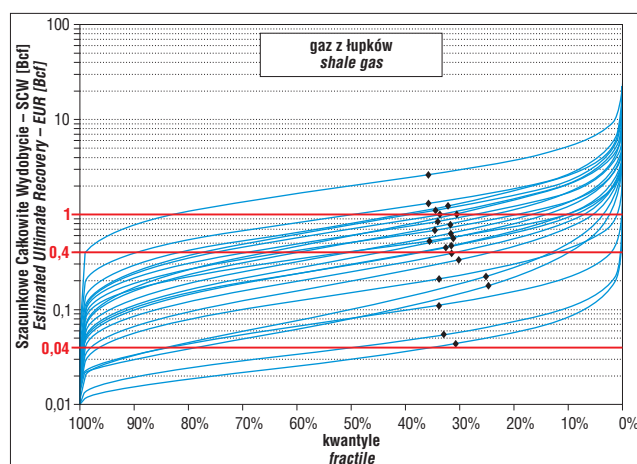
Określenie obszarów o potencjalnie najlepszej produktywności gazu lub ropy naftowej jako *sweet spots* nie musi być związane z powszechnie przyjętym poglądem o najwyższej procentowo zawartości TOC („resztkowe” TOC w skałach dojrzałych termicznie). Może również dotyczyć obszarów o najlepszych parametrach podatności na szczelinowanie z punktu widzenia kruchości ośrodka skalnego, umożliwiających uzyskanie wyższego EUR.

Poza podwyższonym TOC, obszary o korzystnych parametrach złożowych – *sweet spots* – muszą spełniać wiele warunków. Według Laina (2012) wyższy współczynnik kruchości skały w połączeniu z jej niską plastycznością skutkuje wyższą złożonością powstałych szczelin oraz pokryciem nimi znacznie większego obszaru. Dodatkowo, obniżony jest efekt wtórnego zamykania się szczelin. Obszary takie cechują się wyższą porowatością efektywną, a tym samym większym udziałem tzw. wolnego gazu, nie związanego adsorbcyjnie z materią organiczną.

Pożądana jest izotropia analizowanego ośrodka skalnego w kontekście regularnych warstwowań (laminacji) dająca w rezultacie niską VTI (*Vertical Transverse Isotropy*) anizotropię w obrazie sejsmicznym. Pożądane jest również istnienie naturalnych spękań (mikroszczelin) w analizowanym ośrodku skalnym dających w rezultacie wysoką HTI (*Horizontal Transverse Isotropy*) anizotropię w obrazie sejsmicznym (Castillo i in., 2012).

Prowadzone są badania, mówiące że anizotropia właściwości sprężystych ośrodka skalnego (łupków) jest funkcją dojrzałości skały zawierającej materię organiczną (Tyczkowska-Jedrzejowska, 2012), a tym samym dająca możliwość wyznaczania przestrzennych obszarów z potencjałem *sweet spots*. Podkreślane jest geologiczne znaczenie mogących się korelować anomalii sejsmicznych, stanowiących potencjalnie miejsca występowania *sweet spots*.

Przewidywanie występowania *sweet spots* polega również na analizie przestrzennego rozmieszczenia możliwości sorpcyjnych gazu w skałach łupkowych. Zawartość gazu w łupkach zależy między innymi od zdolności



**Ryc. 4.** Dystrybucja rozkładów szacowanego ostatecznego odzysku gazu ziemnego z pojedynczego otworu wiertniczego (SCW) dla 26 amerykańskich basenów sedimentacyjnych lub ich stref analizowanych pod kątem zasobów przez USGS. Poszczególne pojedyncze niebieskie linie reprezentuje rozkład SCW w określonym basenie sedimentacyjnym. Czarne znaczniki na niebieskich liniach oznaczają średnią arytmetyczną (*mean value*) dla pomiarów dla każdej linii niebieskiej. Czerwoną linią zaznaczono wartości SCW jakie zostały przyjęte przy szacowaniu zasobów gazu z łupków w Polsce przez PIG-PIB w wariancie minimalnym, najbardziej prawdopodobnym i maksymalnym (wg U.S. Geological Survey Open-File Report 2012–1118, 2012, zmodyfikowane)

**Fig. 4.** Distribution of Estimated Ultimate Recovery from a single well for 26 U.S. sedimentary basins or areas analyzed at angle of USGS resources. Each blue line represents distribution of EUR in a certain U.S. sedimentary basin. Black diamonds indicate the mean value for each curve. Red line indicates EUR values adopted in the assessment of shale gas in Poland by the PIG-PIB in the minimum, optimum and maximum variants (after U.S. Geological Survey Open-File Report 2012–1118, 2012, modified)

adsorpcji metanu na cząsteczkach organicznych w zależności od ciśnienia, niekoniecznie związanego bezpośrednio z gradientem lito- lub hydrostatycznym.

Dodatkowo w sytuacji kiedy większa część gazu zaadsorbowana jest w i na materii organicznej, rodzaj i dystrybucja zachowanej materii organicznej może mieć kluczowe znaczenie dla zdefiniowania obszarów *sweet spots*.

Wielkości zaadsorbowanego metanu ( $Scf/t$  – *Standard cubic feet per ton*) zależą od całkowitej zawartości węgla organicznego (%TOC) w funkcji wartości ciśnienia (PSI) (Bentley, 2013).

Nadciśnienia w skali basenu pomagają utrzymać nadciśnienia w skałach macierzystych. Nadciśnienia w przestrzeniach porowych zwiększają przepuszczalność i mobilność fluidów. Są to warunki korzystne dla powstania mikroszczelin i migracji bituminów do sąsiednich warstw.

Stąd występowanie nadciśnień w złożu jest pożądanym czynnikiem, gwarantującym większą produkcję. Spadek ciśnienia w trakcie produkcji powoduje uwalnianie się zaadsorbowanego gazu.

Na tej podstawie wykonane zostały kalkulacje dla całkowitej zawartości gazu (GIP) w skale łupkowej odniesione do jednostki powierzchni obszaru złożowego (tab. 8A). Dystrybucja i procentowy udział potencjalnych *sweet spots* w obrębie O-S OZ są nierozpoznane. Dotychczasowe wierceń (43 do kwietnia 2013 r.) nie wystarczają, aby zdefiniować obszary o największym prawdopodobieństwie

**Tab. 6.** EUR (SCW) przyjęte dla wybranych basenów amerykańskich i polskiego basenu ordowicko-sylurskiego  
**Table 6.** EUR (SCW) adopted for some U.S basins and Polish Ordovician-Silurian basin

Wg Hughesa, 2013 <i>After Hughes, 2013)</i>		Wg USGS Open-File Report 2012-1118 <i>After USGS Open-File Report 2012-1118</i>			
Baseny łupkowe USA „Wielka 6-tka” (rok oszacowania) <i>Shale Gas Basins in United States “Big Six” (Year of assessment)</i>		Wiek skał łupkowych <i>Shale rocks age</i>	Minimum <i>Minimum</i> EUR [Bcf]	Mediana <i>Median</i> EUR [Bcf]	Maksimum <i>Maximum</i> EUR [Bcf]
1	Haynesville, Gulf Coast (2010)	późna jura <i>Late Jurassic</i>	0,02	2	20
2	Barnett (Bend Arch – Fort Worth Basin) Greater Newark East Frac-Barrier (2003)	wczesny karbon i wczesny późny karbon <i>Early Carboniferous and early Late Carboniferous</i>	0,02	0,7	10
	Barnett (Extended)		0,02	0,2	5
3	Marcellus, Appalachian Basin (interior) (2011)	środkowy dewon <i>Middle Devonian</i>	0,02	0,8	12
	Marcellus (foldbelt)		0,02	0,1	5
	Marcellus (Western Margin)		0,02	0,05	5
4	Fayetteville, Arkoma Basin (High GR Depocenter) (2010)	wczesny karbon <i>Early Carboniferous</i>	0,02	0,8	10
	Fayetteville (W Arkansas Basin Margin)		0,02	0,3	6
5	Eagle Ford, Gulf Coast (2010)	późna kreda <i>Late Cretaceous</i>	0,02	0,8	10
6	Woodford, Anadarko Basin (2010)	późny dewon – wczesny karbon <i>Late Devonian – Early Carboniferous</i>	0,02	0,8	15
	Woodford, Arkoma Basin (2010)		0,02	0,5	10
Polska <i>Poland</i>		EUR (SCW) wg (Ref.) Raport PGI, 2012			
Ordowicko-Sylurski obszar złożowy (O-S OZ) lądowy i morski <i>Ordovician-Silurian resource area (O-S RA) onshore &amp; offshore</i>		późny ordowik – wczesny sylur <i>Late Ordovician – Early Silurian</i>	10% przyjętego najbardziej prawdopodobnego EUR (SCW) <i>Minimum EUR</i>	Najbardziej prawdopodobne EUR (SCW) <i>Optimum EUR</i>	Maksymalny EUR (SCW) <i>Maximum EUR</i>
			0,04 Bcf	0,4 Bcf	1 Bcf
			1,13 mln m <sup>3</sup>	11,3 mln m <sup>3</sup>	28,3 mln m <sup>3</sup>

1 Bcf = 1 000 000 000 ft<sup>3</sup> = 28 317 000 m<sup>3</sup>.

**Tab. 7.** EUR (SCW) przyjęte dla formacji łupków Utica w Stanach Zjednoczonych (wg Kirschbauma i in.; Utica Shale Assessment, USGS, 2012 – Tab. 1, zmodyfikowane)

**Table 7.** EUR (SCW) adopted for Utica shale in the U.S. (after Kirschbaum et al.; Utica Shale Assessment, USGS, 2012 – Table 1, modified)

Dane wejściowe do szacowania <i>Assessment input data</i>	Szacowana formacja łupkowa Utica <i>Assessment of Utica Shale Play</i>			
	EUR minimalny <i>EUR minimum</i>	EUR najbardziej prawdopodobny <i>EUR mode</i>	EUR maksymalny <i>EUR maximum</i>	EUR średni <i>EUR calculated mean</i>
<b>Dane wejściowe dla strefy reprezentatywnej z sweet spots</b> <i>Input data for sweet spots</i>				
Średni EUR [mln m <sup>3</sup> ] <i>Average EUR [BCFG]</i>	5,6 0.2	16,9 0.6	31,1 1.1	17,5 0.619
Współczynnik sukcesu [%] <i>Success ratios [%]</i>	75	85	95	85
<b>Dane wejściowe dla pozostałych stref pozbawionych sweet spots</b> <i>Input data for non sweet spots</i>				
Średni EUR [mln m <sup>3</sup> ] <i>Average EUR [BCFG]</i>	1,1 0.04	2,8 0.1	16,9 0.6	3,6 0.128
Współczynnik sukcesu [%] <i>Success ratios [%]</i>	10	40	70	40

BCFG – miliard stóp sześciennych gazu, AU – szacowana jednostka.  
 BCFG – billion cubic feet of gas, AU – assessment unit.

występowania *sweet spots*. Według Charpentiera & Cooka (2010 a i b) dopiero wyniki EUR z setek wierceń na przykładzie obszaru złożowego łupków Fayetteville (USA) pozwalają wyznaczyć klaster wierceń oznaczających występowanie *sweet spots*.

Z powyższego zestawienia (ilości gazu w  $m^3$  lub  $ft^3$  na  $km^2$ ) wynikają interesujące wnioski. Po pierwsze bardzo niskie szacunki wydobywalnych technicznie zasobów gazu pochodzące z raportu USGS z 2012 r. w wysokości 38 mld  $m^3$  (w tym 35,2 mld  $m^3$  „czystego” gazu nie związanego z ropą naftową) pokrywają się z najniższymi, skrajnymi szacunkami przedstawionymi w Raporcie PIG z 2012 r. (34,6 mld  $m^3$ ). Dlatego wyniki USGS opublikowane po raporcie PIG nie powinny być zaskoczeniem dla polskiej opinii publicznej. Bardzo niskie ilościowe parametry zawartości wydobywalnego gazu (w szczególności w porównaniu do najlepszych basenów amerykańskich – tab. 8A) wskazują na potencjalnie bardzo niskie EUR, prawdopodobnie miejscami poza granicami opłacalności.

Niepewność tego typu założeń, jak te przyjęte w raporcie PIG (2012) i USGS (2012), polega na tym, że zakładając jednakową wartość Bcf na  $1 km^2$  na całym analizowanym obszarze (tab. 8B) doprowadzamy do nadmiernego uśrednienia wyników wielkości EUR (Bcf). Wielkość EUR może być większa niż zakładana w oparciu o wielkość zasobów technicznie wydobywalnych (Bcf) na  $1 km^2$  lub inną jednostkę AU (np. obszar drenażu gazu z pojedynczego otworu – tab. 3). Większe EUR, niż wynikające z obliczeń zawartości gazu (GIP oraz zakładany procent wydobywania), może być związane z procesem wielokrotnego szczelinowania i większym niż zakładano procentem zcierpania gazu.

Przy tego typu uśrednionych pomiarach znika możliwość wydzielenia obszarów bardziej potencjalnie zasobnych w gaz i produktywnych. We wszystkich basenach łupkowych w USA prowadzone są analizy do wyznaczenia najbardziej wydajnych i optymalnych ekonomicznie części basenów określonych mianem *core*. To pojęcie nie powinno być mylone z określeniem *sweet spots* dotyczącym mniejszych obszarów o najlepszych parametrach zbiornikowych.

Wyznaczenie obszaru *core* powinno być priorytetem dla analizowanych obszarów basenu O-S. Takie obszary powinny zostać wyznaczone dla każdej z omawianych dalej regionalnych jednostek oszacowania, co zostało przedstawione w dalszej części artykułu.

## ZASOBY TECHNICZNIE WYDOBYWALNE

Dla oszacowania zasobów gazu z łupków używa się też określenia „zasoby technicznie wydobywalne” (TRR – *Technically Recoverable Resources*).

W raportach ARI (US EIA, 2011): *a risked technically recoverable shale gas resource* i USGS (2012): *potentially technically recoverable gas* używa się określenia „zasoby technicznie wydobywalne”. Również w Raporcie PIG (2012) znajduje się zdanie: „oszacowania technicznie wydobywalnych zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej występujących w formacjach łupkowych (*shale gas, shale oil*) na terytorium Polski na obszarze basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego”, jakkolwiek we wszystkich podsumowaniach raportu używa się określenia „zasoby wydobywalne”. To zróżnicowanie terminów wydaje się nieistotne, ponieważ zawsze musimy użyć techniki do wydobycia węglowodorów. Natomiast drastyczne różnice w szacunkach zasobów z tego samego basenu (O-S OZ) wynikają nie tylko z przyjętej odmiennej powierzchni O-S OZ przy podobnych pozostałych parametrach oszacowania OZ, ale również ocenie realnych możliwości wydobycia gazu przy ocenie aktualnie stosowanej technologii w odniesieniu do różnego typu eksploatowanych obszarów złożowych (w USA i Kanadzie).

Obecnie współczynnik wydobycia gazu z łupków mieści się w zakresie od 15% do 35% całkowitej zawartości gazu (GIP).

Według ARI (EIA, 2011) trzy podstawowe czynniki decydują o ocenie stopnia (procentowym wydatku) wydobycia gazu z łupków. Są to: mineralogia łupków, ich własności zbiornikowe oraz złożoność budowy geologicznej.

Współczynnik wydobycia gazu z łupków w wysokości 30% jest przyjmowany dla basenów i formacji geologicznych z niską zawartością minerałów ilastych, niską lub średnią złożonością budowy geologicznej, korzystnymi właściwościami zbiornikowymi, takimi jak występującymi nadciśnieniami i wysoką porowatością (w skalach dotyczących łupków) z porami wypełnionymi gazem.

Współczynnik wydobycia gazu z łupków w wysokości 25% jest przyjmowany dla basenów i formacji geologicznych ze średnią (ilościowo) zawartością minerałów ilastych, średnią złożonością budowy geologicznej oraz

**Tab. 8A.** Kalkulacje całkowitej zawartości gazu (GIP) w skale łupkowej w odniesieniu do jednostki powierzchni obszaru złożowego  
**Table 8A.** Calculations of total gas content (GIP) in shales in relation to the acreage unit of deposit area

Dane wg D. Bentley; European Unconventional, Schlumberger, 2013 Data after D. Bentley; European Unconventional, Schlumberger, 2013				
Złoże gazu Gas deposit	Całkowita zawartość gazu w Bcf na obszarze mili kwadratowej The total content of gas in Bcf per a one-square-mile area	Całkowita zawartość gazu na obszarze $1 km^2$ The total content of gas per $1 km^2$ area		Gaz wydobywalny (np. 25%) w $m^3$ na $1 km^2$ (w przeliczeniu na Bcf) Recoverable gas (e.g. 25%) in $m^3$ per $1 km^2$ area (per Bcf)
		Bcf	$m^3$	
<b>Core Barnett</b>	139 Bcf	53,67	1 519 773 390	379 943 347,5 (13.4 Bcf)
<b>Marcellus</b>	60 Bcf	23,17	656 104 890	164 026 222,5 (5.8 Bcf)
<b>Haynesville</b>	129 Bcf	49,81	1 410 469 770	352 617 442,5 (12.4 Bcf)

1 Bcf = 1 000 000 000  $ft^3$  = 28 317 000  $m^3$ .



**Tab. 8B.** Przeliczenie z zadanych wielkości EUR (SCW) potencjału wydobywalnego gazu na zadaną jednostkę powierzchni obszaru złożowego**Table 8B.** Recalculations from EUR dedicated for Polish O-S shales on recoverable gas in the established acreage unit of deposit area

<b>Raporty dotyczące polskiego basenu O-S</b> <i>Reports on Polish O-S basin</i>		
<b>Raport PIG, 2012</b> <i>Report PGI, 2012</i>	Wydobywalne technicznie ilości gazu w m <sup>3</sup> na 1 km <sup>2</sup> (w przeliczeniu na Bcf) <i>Technically recoverable gas volume per 1 km<sup>2</sup> area (per Bcf)</i> Założony współczynnik wydobywania w granicach 25% <i>Assumed recovery factor within the limits of 25%</i>	
maksymalnie zasoby wydobywalne dla łącznie pow. minimum – 18 539,7 km <sup>2</sup> (865,2 mld m <sup>3</sup> ) i łącznie pow. maksimum – 41 135,7 km <sup>2</sup> (1 919,7 mld m <sup>3</sup> ) <i>maximum recoverable resources for total minimum acreage – 18 539.7 km<sup>2</sup> (865.2 Bcm)</i> <i>and total maximum acreage – 41 135.7 km<sup>2</sup> (1 919.7 Bcm)</i>		~46 667 446,0 m <sup>3</sup> (1.65 Bcf)
najbardziej prawdopodobne zasoby wydobywalne w przedziale najniższym (346,1 mld m <sup>3</sup> ) dla łącznie pow. minimum – 18 539,7 km <sup>2</sup> i w przedziale najwyższym (767,9 mld m <sup>3</sup> ) dla łącznie pow. maksimum – 41 135,7 km <sup>2</sup> <i>most probable recoverable resources in the lowest range (346.1 Bcm) for total minimum acreage – 18 539.7 km<sup>2</sup></i> <i>and in the in the highest range (767.9 Bcm) for total maximum acreage – 41 135.7 km<sup>2</sup></i>		~18 667 422,0 m <sup>3</sup> (0.66 Bcf)
najniższe zasoby wydobywalne w przedziale najniższym (34,6 mld m <sup>3</sup> ) dla łącznie pow. minimum – 18 539,7 km <sup>2</sup> i w przedziale najwyższym (76,8 mld m <sup>3</sup> ) dla łącznie pow. maksimum – 41 135,7 km <sup>2</sup> <i>the lowest recoverable resources in the lowest range (34.6 Bcm) for total minimum acreage – 18 539.7 km<sup>2</sup></i> <i>and resources in the highest range (76.8 Bcm) for total maximum acreage – 41 135.7 km<sup>2</sup></i>		~1 866 265,0 m <sup>3</sup> (0.06 Bcf)
maksymalnie zasoby wydobywalne dla powierzchni strefy lądowej minimum – 12 347,3 km <sup>2</sup> (576,2 mld m <sup>3</sup> ) i maksimum – 33 183,3 km <sup>2</sup> (1 548,6 mld m <sup>3</sup> ) <i>maximum recoverable resources for onshore minimum acreage – 12 347.3 km<sup>2</sup> (576.2 Bcm)</i> <i>and onshore maximum acreage – 33 183.3 km<sup>2</sup> (1 548.6 Bcm)</i>		~46 666 073,0 m <sup>3</sup> (1.65 Bcf)
najbardziej prawdopodobne zasoby wydobywalne dla powierzchni strefy lądowej minimum – 12 347,3 km <sup>2</sup> (230,5 mld m <sup>3</sup> ) i maksimum – 33 183,3 km <sup>2</sup> (619,4 mld m <sup>3</sup> ) <i>most probable recoverable resources for onshore minimum acreage – 12 347.3 km<sup>2</sup> (230.5 Bcm)</i> <i>and onshore maximum acreage – 33 183.3 km<sup>2</sup> (619.4 Bcm)</i>		~18 668 049,0 m <sup>3</sup> (0.66 Bcf)
najniższe zasoby wydobywalne dla powierzchni strefy lądowej minimum – 12 347,3 km <sup>2</sup> (23,0 mld m <sup>3</sup> ) i maksimum – 33 183,3 km <sup>2</sup> (61,9 mld m <sup>3</sup> ) <i>the lowest recoverable resources for onshore minimum acreage – 12 347.3 km<sup>2</sup> (23.0 Bcm)</i> <i>and onshore maximum acreage – 33 183.3 km<sup>2</sup> (61.9 Bcm)</i>		~1 862 755,0 m <sup>3</sup> (0,06 Bcf)
<b>Raport USGS, 2012</b> <i>USGS Report, 2012</i>	maksymalny obszar potencjalnej produkcji gazu (20 234,3 km <sup>2</sup> ) <i>maximum acreage of potential gas production area (20 234.3 km<sup>2</sup>)</i>	5 309 612,0 m <sup>3</sup> (0.19 Bcf)
	obszar użyteczny, uśredniony dla potencjalnej produkcji gazu (8 363,5 km <sup>2</sup> ) <i>most useful acreage for potential production area, calculated mean (8 363.5 km<sup>2</sup>)</i>	4 218 686,0 m <sup>3</sup> (0.15 Bcf)
<b>Raport ARI dla U. S. Energy Information Administration, 2011</b> <i>ARI Report for U. S. Energy Information Administration, 2011</i>	Obszar najbardziej perspektywiczny dla poszukiwań gazu z łupków (56 542 km <sup>2</sup> ) <i>Acreage for most perspective area for gas prospecting (56 542 km<sup>2</sup>)</i>	93 642 197,8 m <sup>3</sup> (3.31 Bcf)

O-S OZ – ordowicko-sylurski obszar złożowy.

O-S OZ – Ordovician-Silurian resource area.

przeciętnymi ciśnieniami złożowymi i właściwościami zbiornikowymi.

Współczynnik wydobywania gazu z łupków w wysokości 20% jest przyjmowany dla basenów i formacji geologicznych ze średnią lub wysoką (ilościowo) zawartością minerałów ilastych, średnią lub wysoką złożonością budowy geologicznej oraz poniżej przeciętnymi właściwościami zbiornikowymi.

Współczynnik wydobywania gazu z łupków w wysokości 35% jest stosowany w wyjątkowych przypadkach, przy ustabilizowanych wysokich współczynnikach wpływu gazu z otworu wiertniczego. Natomiast współczynnik wydobywania gazu z łupków w wysokości 15% jest stosowany w wyjątkowych przypadkach, przy poważnej złożoności geologicznej zbiornika i występujących podciśnieniach.

Szacowane EUR dla danego wiercenia zależy od przyjętego współczynnika wydobywalności gazu na obszarze złożowym. Wprowadzone zostało nowe pojęcie *High Technically Recoverable Resource* (TRR) stanowiące swego rodzaju grupowanie wysokiego EUR (Staub, 2012) dla otworów będących bardzo blisko siebie (wynosi to powierzchnię 80 akrów = 0,32375 km<sup>2</sup> na jedno wiercenie, czyli 3 wiercenia na 1 km<sup>2</sup>).

## PRODUKCJA GAZU I ZASOBY EKONOMICZNIE WYDOBYWALNE

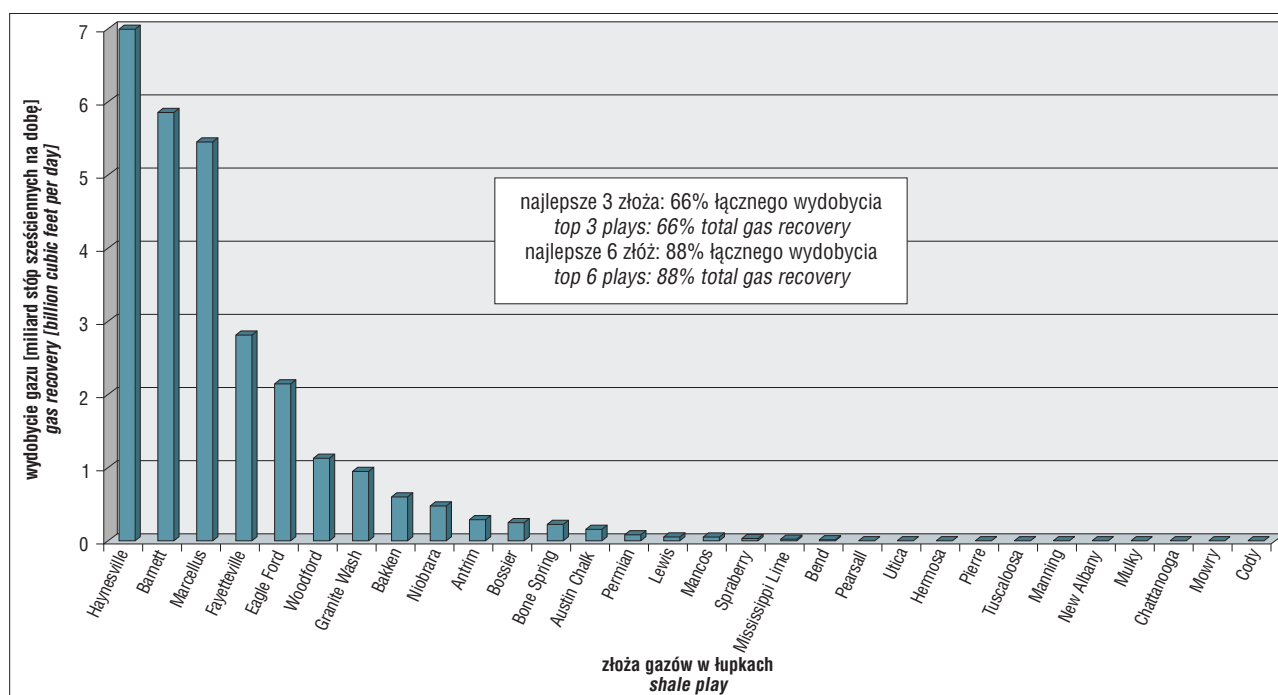
Dla oszacowania zasobów gazu z łupków używa się też określenia zasoby ekonomicznie wydobywalne (ERR – *Economically Recoverable Resources*) z dodatkowym stwierdzeniem „przy obecnie stosowanej technologii”.

Na przykładzie zestawienia na rycinie 5 (Hughes, 2013) widać, że w USA w maju 2012 r. produkcja dobowo gazu ze złożów gazu w łupkach w 66% była pokrywana z 3 obszarów złożowych (Haynesville, Barnett i Marcellus), a produkcja w skali 88% dodatkowo przez obszary złożowe basenów Fayetteville, Eagle Ford i Woodford. Pozostałe 24 obszary złożowe wyróżnione w tym zestawieniu dawały produkcje rzędu 12%.

W całym zestawieniu 30 obszarów złożowych w USA z maja 2012 r., 6 ma ustabilizowaną produkcję, 6 jest na etapie wzrostu produkcji, a 18 jest w fazie spadku produkcji.

Polski ordowicko-sylurski obszar złożowy (O-S OZ) należy w chwili obecnej do kategorii basenów wschodzących (*emerging basins*) z nieokreślonym potencjałem i nieokreśloną skalą możliwej produkcji. Stąd nie wiemy czy będzie należał do grupy obszarów złożowych wysoko produktywnych, niezależnie od oszacowanego potencjału złożowego.





Ryc. 5. Dzienna produkcja gazu w wytypowanych 30 basenach amerykańskich w maju 2012 r. (wg Hughesa, 2013 – Fig. 41)  
 Fig. 5. Daily gas production in 30 selected U.S basins in May 2012 (after Hughes, 2013 – Fig. 41)

Kluczowymi determinantami są czas i skala produkcji, poniesione nakłady na poszukiwania, produkcję i zwrot inwestycji oraz przewidywane trendy zmian na rynku cen gazu, wiercen i serwisów.

Przedział czasu potencjalnego wydobycia gazu z otworu (produkcji) determinuje skalę wydobycia (EUR). Z punktu widzenia opłacalności produkcji czas ten może być wydłużony, jeżeli równolegle będą rosła cena sprzedaży gazu i spadać ceny wiercen i serwisów (usług) wiertniczych. Analogicznie czas ten może być skrócony, jeśli początkowa produkcja – IP (*Initial Productivity*) – będzie spadać w nowych wierceniach na skutek złego rozpoznania geologicznego oraz mniejszej liczby nowych wiercen (Hughes, 2013). W tej sytuacji **zasoby ekonomicznie wydobywalne mogą być mniejsze od technicznie wydobywalnych**.

Na podstawie doświadczeń amerykańskich z eksploatacji złóż gazu z łupków, należy sobie uświadomić, że utrzymanie stałego lub wzrastającego wydobycia z danego obszaru eksploatacji związane jest ze stałym przyrostem liczby odwierconych wiercen. Brak wzrostu liczby produkcyjnych wiercen powoduje spadek produkcji gazu. Jakkolwiek przewidywany jest generalny trend spadku produkcji nawet w relacji do znacznego wzrostu wiercen produkcyjnych (ryc. 6A i C; patrz Zestawienie na str. 367).

Na skutek silnego spadku wydajności otworu już w początkowym okresie testów, IHS (*Energy Information, Software & Solutions*) sugeruje, aby w testach wydajności zastąpić obecnie stosowany 24-godzinny pomiar wydajności otworu (IP), jako kluczowy wskaźnik, pomiarem 30-dniowym zredukowanym o 40%, jako wyjściową wartość IP.

Te dane stanowią istotną informację, że szacowanie zasobów wydobywalnych (technicznie) wiąże się nierozdzielnie z ekonomią. Inaczej mówiąc w szacunku powinno się uwzględnić opłacalność ekonomiczną wydobycia gazu i stworzyć kategorię: oszacowanie zasobów ekonomicznie wydobywalnych. Na podstawie doświadczeń z historii eks-

ploatacji amerykańskich OZ wynika, że następuje rozwarcie pomiędzy produkcją a nakładami na nowe wiercenia (łącznie ze szczelinowaniem).

W przypadku stabilnej lub spadającej ceny gazu przedstawiony na rycinie 6B scenariusz nie będzie miał miejsca, ponieważ nie nastąpi spadek cen wiercen i serwisów i obie linie się nie przetną. Formułowane są oceny o możliwym spadku cen gazu, związanym z liberalizacją rynku i uruchomieniem importu gazu skroplonego (LNG) do Polski. W takim scenariuszu spadnie lub nie będzie istnieć opłacalność wydobycia gazu z łupków przy założeniu spodziewanych niskich wartościach EUR.

Brak stopniowego spadku cen wiercen i serwisów będzie wynikał z braku lub niewielkiej produkcji gazu, która będzie nieopłacalna lub na granicy opłacalności z powodów ekonomicznych. Przykład ten pokazuje, że brak opłacalności może być kluczowym czynnikiem braku produkcji, a tym samym oszacowane zasoby gazu w łupkach, niezależnie od ich skali, nie będą stanowiły wartości dodanej, poza świadomością, że gaz „jest”.

Nie wiadomo, skąd się bierze głębokie przekonanie istniejące w wielu publikowanych europejskich raportach (np. JRC Raport, 2012), że w Europie, w tym w Polsce, powtórzy się amerykański fenomen ekonomiczny (Rys. 6B), który spowoduje spadki cen gazu i geopolityczną rekonfigurację kierunków importu i eksportu gazu. Wydaje się, że przedstawiane scenariusze dotyczące gazu z łupków (IEA Raport, 2012, Golden Age) skażone są modelami ciągłego/stałego wzrostu wydobycia i produkcji gazu oraz analogiami do modeli eksploatacji konwencjonalnych złóż gazu.

Według szacunków Raportu IEA (2012) w oparciu o Raport ARI (2011) oraz Raport PIG (2012), produkcja gazu z łupków w Polsce rozpocznie się w granicach 2017 r. i osiągnie apogeum około 2027 r. Scenariusz produkcji gazu z łupków sięga 2035 r.

W raporcie Baker Institute (2011) są zakładane scenariusze produkcji gazu z łupków dla Europy (Polska jest szacowana na 55% tej produkcji) pokazujące, że produkcja

ta rozpocznie się około 2020 r. i będzie wzrastać lub nie rozpocznie się wcale lub na bardzo niewielką skalę. Scenariusz produkcji gazu z łupków sięga 2040 r. W scenariuszach zakłada się osiągnięcie opłacalności przy produkcji sięgającej 60% technicznie wydobywalnych zasobów (nie mylić ze współczynnikami wydobywania gazu z łupków).

Na wykresie (ryc. 6C) Polski O-S OZ znajduje się w fazie poszukiwań i dlatego zasoby ekonomicznie wydobywalne mogą być ocenione na podstawie symulacji i ekstrapolacji. Wykres ten może zostać zmodyfikowany poprzez wzrost nakładów i spadek opłacalności spowodowany dodatkowymi obciążeniami fiskalnymi na etapie zakładanej produkcji gazu. **Trzeba jednak mieć na uwadze ekonomię skali w kontekście porównań (USA) i prognoz (Polska) rozwoju sektora E&P.** Na ekonomiczny aspekt udostępnienia i eksploatacji złóż gazu z łupków w warunkach polskich zwrócono uwagę w raporcie Instytutu Nafty i Gazu (Ciechanowska i in., 2012).

Nieporozumieniem są dane zamieszczone w raporcie polskiej fundacji CASE (CASE Raport, 2012), dotyczące ekonomicznego potencjału produkcji gazu łupkowego w Polsce w oparciu o założoną ilość wierceń produkcyjnych, spodziewaną produkcję gazu z jednego otworu oraz oparte na tym scenariusze ekonomiczne dla Polski do 2025 r., a nawet do 2034 r., na których aktualnie opierają się polscy parlamentarzyści w UE.

Przykładowo w ww. raporcie w wariantcie najskromniejszym, umiarkowanego wzrostu wydobywania gazu, założono, że aby otrzymać w 2020 r. produkcję 2,160 mld m<sup>3</sup> gazu z łupków, odwierconych zostanie 215 wierceń (wszystkie produkcyjne) z wysokim EUR (SCW) rzędu 1,6 Bcf. Według CASE Raport (2012) w ciągu 10 lat produkcji (od 2015 do 2024 r.) wiercenia te mają osiągnąć EUR o wartościach od 1,8 do 2,25 Bcf! (porównaj tab. 6 – mediana EUR z najbardziej wydajnych basenów amerykańskich).

#### **PROPOZYCJE REKONSTRUKCJI PRAC ZMIERZAJĄCYCH DO PONOWNEGO OSZACOWANIA ZASOBÓW WYDOBYWALNYCH GAZU Z ŁUPKÓW W OBSZARZE BASENU ORDOWICKO-SYLURSKIEGO**

Dotychczasowe raporty dotyczące zasobów gazu w łupkach oparte były na różnych kryteriach i miały różny stopień prawdopodobieństwa. Wydaje się, że analitycy i doradcy odpowiednich resortów rządowych nie dostatecz-

nie zrozumieli skale i zakresy prawdopodobieństwa związane z tymi szacunkami. Dodatkowo niedostateczne zrozumienie różnic pomiędzy złożami konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi skutkuje nieodpowiedzialnymi deklaracjami typu „za dwa lata będziemy produkować x miliardów m<sup>3</sup> gazu z łupków” (raport Golden Age, 2012)

Jednak postawienie przed PIG (PSG) zadania wykonania w 2014 r. ponownego oszacowania zasobów wydobywalnych gazu z łupków w obszarze basenu ordowicko-sylurskiego wymaga naszym zdaniem częściowo zmienionego podejścia do tego zagadnienia.

Dla polskiego basenu ordowicko-sylurskiego jedynym odniesieniem dla porównań różnic i podobieństw oraz parametrów zbiornikowych są baseny amerykańsko-kanadyjskie.

Istotne jest uświadomienie sobie, że wnioski z takich porównań nie muszą przynieść spodziewanego sukcesu produkcyjnego. Wynika to z kardynalnego przesłania: *Every Shale is Different – Due to the unique nature of shale, every basin, play, well and pay zone may require a unique treatment* czyli „Każdy łupek jest odmienny – dlatego też z powodu unikalnej natury samych łupków, każdego (łupkowego) basenu sedymentacyjnego, związanego z łupkami systemu węglowodorowego, każdy otwór i obszar złożowy mogą wymagać innego podejścia” (Halliburton, 2008).

Co powinniśmy wiedzieć o łupkach z punktu widzenia ich wartości zbiornikowej (potencjału gazowego)? Podstawowe czynniki charakteryzujące skałę typu łupkowego, wpływające na możliwość i skalę wydobywania gazu z łupków, to ich zasięg i miąższość; zawartość materii organicznej (obecnej i pierwotnej); typ materii organicznej (gazonośna, roponośna); zawartość minerałów ilastych i ich rodzaje; historia pogrzebienia i dojrzałości; podatność na spękanie lub jej brak (kruchość i łamliwość skał lub ich plastyczność i zdolność odkształcania się); naturalna szczelność. Czynniki te (egzogeniczne i endogeniczne) mogą się zmieniać w obrębie łupków na przestrzeni basenu sedymentacyjnego.

Zasadniczym celem poszukiwań są w pierwszym rzędzie horyzonty wzbogacone w materię organiczną, o podwyższonej zawartości TOC, definiowane w przemyśle naftowym jako *sweet spots*.

**Poniżej znajduje się zestawienie wybranych kryteriów i parametrów oceny uważanych za istotne dla otrzymania produkcji gazu z łupków.**

#### **Zestawienie:**

<b>Czynniki geologiczne istotne dla ciągłych akumulacji gazu w łupkach o własnościach zbiornikowych (różne źródła danych)</b>	<b>Specyfika łupków z O-S OZ</b>
Rozpoznana podstawowa budowa geologiczna: stratygrafia, tektonika, litofacje i zasięgi występowania	Dobre, ale nierównomierne rozpoznanie geologiczne. Nowe dane modyfikują zasięg osadów O-S, ich miąższość oraz ujawniają nierozpoznane wcześniej uskoki tektoniczne.
Głębokość od powierzchni do łupków (serie potencjalnie produktywnie) Pograżenie i związana z tym kompakcja mechaniczna i chemiczna (przejścia od smektytu do illitu związane z postępującym pograżeniem) (Jędrzejowska-Tyczkowska, 2012)	Basen bałtycki: od 1000 m (część E) do 4500 m (część W) Obniżenie Podlaskie: od 500 m (na E) do 4000 m (część W) Basen lubelski: 1000 m (część E) do 3500 m (4330 m) w części W Strefa Biłgoraj – Narol do >1000 m
Obecność formacji łupków o miąższości (grubości jednolitej warstwy) co najmniej 15 m. Uważa się również, że odcinki z wysokim GR powinny odpowiadać miąższości > 20 m	Odcinki o takiej charakterystyce i miąższości występują w profilach O-S
TOC % wagowy co najmniej 2%	Odcinki profili o takich parametrach występują wielokrotnie w łupkach ordowiku i dolnego syluru.

Dojrzałość materii organicznej (współczynnik refleksyjności wityrnytu Ro%) oraz alternatywnie TAI.	W polskim basenie O-S przyjęto okno gazowe (gaz mokry i suchy) w przedziale 1,1 – 3,5% Ro. Istnieje relatywnie duża ilość pomiarów Konieczność przeliczania (VRE – <i>vitrinite equivalent value</i> ) wartości Ro z powodu występowania w O-S łupkach alginitów (kerogen II)
Zawartość gazu w łupkach > 100 SCF/ton* (~2,8 m <sup>3</sup> /tonę) Zawartość gazu w łupkach (GIP) w wysokości 30 Bcf na milę kwadratową uważane jest za dobry wynik Wskaźnik węglowodorowy kerogenu (HI) większy niż 250 mg HC/g	Wg BNK Polska dla otworu Lębork S-1 zawartość gazu wynosi: dla dolnego syluru 1,1 m <sup>3</sup> /tonę (~40 SCF/ton), w utworach ordowiku i syluru 7,58 m <sup>3</sup> /tonę (~268 SCF/ton) osiągając w niektórych interwałach 12,76 m <sup>3</sup> /tonę (~451 SCF/ton)
Przestrzenie porowe w skali nano w dojrzałym kerogenie o podwyższonych wartościach TOC Pożądane porowatość > 4%, przepuszczalność większa niż 100 nanoDarcy	Stwierdzono nano-porowatość prawdopodobnie jako cechą dominującą Pierwsze analizy przestrzeni porowej skał łupkowych syluru w Polsce (Such, 2012)
Nasylenie wodą poniżej 45% (Sw)	Brak danych
Strefy (w obrębie skał łupkowych) z występującym nadciśnieniem. Wysoko produktywne łupki w basenach amerykańskich mają nadciśnienia >0,45 psi/ft	W wielu wierceniach nie stwierdzono istotnych nadciśnień. Jakkolwiek na obszarze Pomorza stwierdzono nadciśnienia rzędu 0,57 psi/ft co stanowi > 30% ciśnienia „naturalnego” na danej głębokości
Występowanie naturalnych szczelin (mikroszczelin) i porowatość związane z własnościami geomechanicznymi skały (Leśniak, 2012) determinowanymi poprzez wartości impedancji akustycznej (pożądana niska), współczynnik Poissona (pożądany niski) i moduł Younga (pożądany wysoki), oraz kierunkiem regionalnego stresu tektonicznego	Wyniki z pojedynczych wierceń. Brak danych dla większej grupy otworów, które mogłyby pomóc we wskazaniu obszarów o lepszych parametrach zbiornikowych. W części pomorskiej występowania łupków stwierdzono silną szczelinowatość naturalną w połączeniu z wysokim współczynnikiem kruchości. Istnieją pomiary regionalnego stresu tektonicznego
Relatywnie mała zawartość minerałów ilastych poniżej 40% (łupki Barnett zawierają tylko 27% minerałów ilastych). Szczególnie pożądana niska zawartość minerałów ilastych, pęczniących w kontakcie z wodą. Wysoki współczynnik kruchości skał związany z występowaniem kwarcu	Jak dotąd nie stwierdzono analogów zbliżonych do parametru procentowej zawartości minerałów ilastych w łupkach Barnett
Generalnie brak barier litologicznych (przeważnie wapieni) stanowiących przeszkodę dla właściwego szczelinowania („Mechanical stratigraphy”) W niektórych przypadkach bariery takie są pożądane dla zwiększenia produkcji gazu (wg McKeon, Halliburton, 2011)	W Polskim basenie O-S, łupki ordowiku i częściowo dolnego syluru poprzedzielana są poziomami wapieni, stanowiącymi bariery dla propagacji szczelin (przykład profil wiercenia Lubocino)
Pożądane są łupki zalegające horyzontalnie w basenach przedorogicznych lub na kratonach, nie zaburzone tektonicznie. Jakkolwiek powinny być również brane pod uwagę łupki w strefach pasów orogicznych (przykładem są produktywne łupki Conasauga w Alabamie zalegające w zewnętrznej strefie pasa nasunięć Appalachów)	Skały łupkowe O-Z OZ występują na kratonie gdzie jest niktę znaczenie deformacji tektonicznych. W strefie krawędzi kratonu wschodnioeuropejskiego występują ciągle i nieciągłe deformacje tektoniczne skał łupkowych, w tym wyniesione bloki tektoniczne. Strefy te nie są do tej pory przetestowane pod kątem potencjału złożowego
Występowanie konwencjonalnych złóż gazu związanych z występowaniem gazu w łupkach. Zależność taką stwierdzono w niektórych basenach amerykańskich	Jak dotąd w polskim basenie O-S nie stwierdzono takiej zależności w odniesieniu do gazu. Natomiast może ona występować w odniesieniu do złóż ropy w piaskowcach kambru

\*SCF/ton = Gas in place (GIP) is calculated from the geochemical determination of standard cubic feet per ton.

Dla ponownych, bardziej prawdopodobnych oszacowań potencjału gazu w łupkach musimy uzyskać więcej informacji z wyżej przedstawionego zakresu.

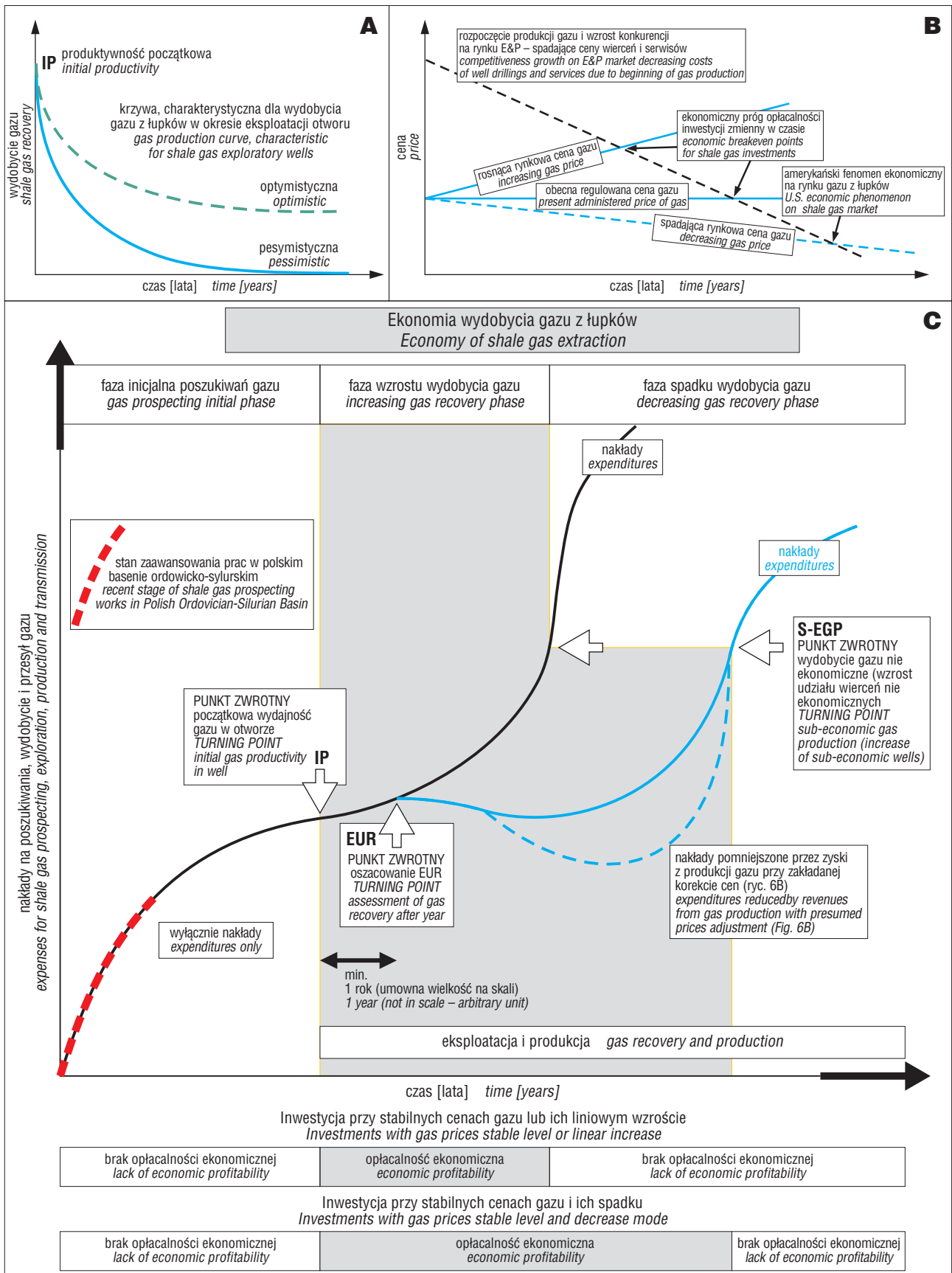
Proponujemy w przyszłej ocenie zasobów gazu w łupkach zastosować analizę nie całości basenu ordowicko-sylurskiego w granicach Polski (Raport PIG, 2012, części *onshore* i *offshore*), a jego segmentów (ryc. 7). Powielenie raportu PIG, w którym by zostały uwzględnione wyniki z nowych wierceń, mogłoby tylko zmienić zakres prognozy zasobów w górę lub dół dla obszaru basenu ordowicko-sylurskiego w granicach Polski. Analiza prognoz dla poszczególnych segmentów basenu byłaby bardziej wartościowa z wielu powodów. Po pierwsze by pokazała, gdzie prognozy są bardziej wiarygodne w oparciu o większą ilość danych. Dla każdego segmentu byłby zamieszczony współczynnik wiarygodności (podobnie jak w raporcie USGS, 2012). Po drugie by pokazała ranking obszarów z punktu widzenia stopnia ryzyka poszukiwawczego. Mogłoby to dać wsparcie polityce koncesyjnej opartej na ocenie bloków koncesyjnych z punktu widzenia ryzyka poszukiwawczego (np. ulgi podatkowe dla firm, które wchodzą w bardziej ryzykowne i trudne obszary).

Proponujemy podział polskiego basenu ordowicko-sylurskiego (*onshore* i *offshore*) na segmenty w celu oceny potencjału zawartości gazu w łupkach

Jednymi z licznych parametrów geologiczno-geochemicznych, potrzebnych we wstępnym studium mającym na celu określenie perspektywiczności danego obszaru pod względem występowania i ewentualnej ekonomicznej eksploatacji gazu z łupków, są: dojrzałość termiczna (% Ro), zawartość substancji organicznej (% TOC), miąższość, głębokość zalegania, budowa tektoniczna oraz ewentualna obecność gazu konwencjonalnego w basenie. Parametry te zostały wybrane do scharakteryzowania wytypowanych obszarów oszacowania.

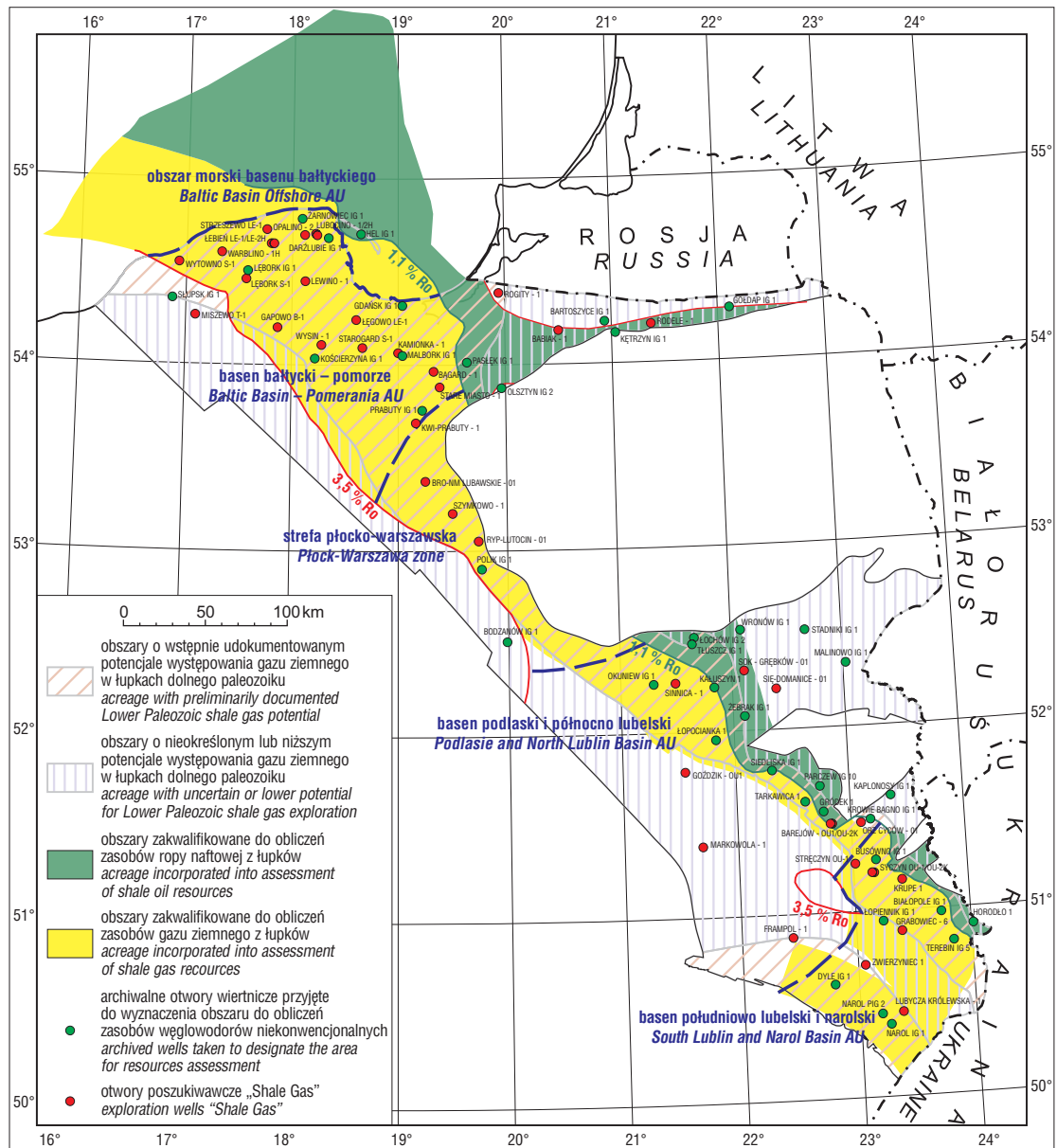
Zestawienie wydzielonych regionów (jednostek oszacowania):

1. Obszar morski basenu bałtyckiego (*offshore*).
2. Obszar lądowy basenu bałtyckiego (*onshore*).
3. Strefa płocko-warszawska.
4. Basen podlaski i północno-lubelski.
5. Basen południowo-lubelski i Narola.



**Ryc. 6.** A – schemat spadku wydobywania gazu z łupków w czasie eksploatacji otworu; B – schemat zależności czynników (czas i koszty) krytycznych w czasie poszukiwań i produkcji gazu z łupków; C – wykres pokazujący możliwe scenariusze produkcji gazu z łupków w oparciu o doświadczenia i wnioski pochodzące z produkcji gazu z łupków w USA (wg Hughesa, 2013; Baker Institute, 2011)  
**Fig. 6.** A – diagram of shale gas production decline during well exploitation; B – diagram of critical factors relationships (time and costs) during shale gas exploration and exploitation; C – diagram showing the possible scenarios of shale gas production based on the experience and lessons learned from shale gas production in the USA (after Hughes, 2013; Baker Institute, 2011)



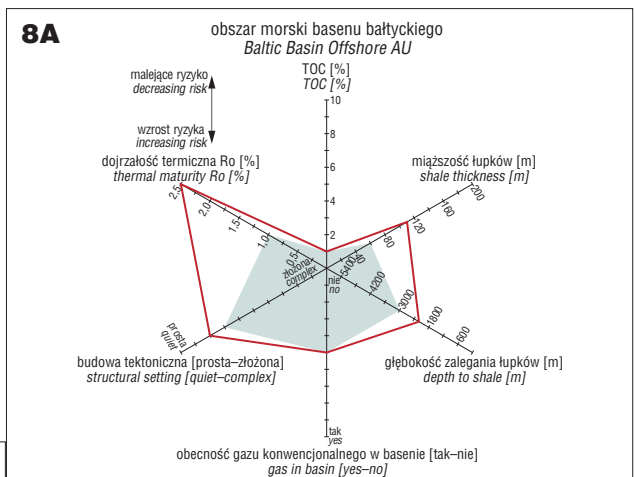


Ryc. 7. Mapa występowania obszarów ropo- i gazonośnych w basenie O-S z podziałem basenu na segmenty stanowiące oddzielne jednostki oszacowania

Fig. 7. Distribution map of oil- and gas-prone areas in the Ordovician-Silurian basin divided into segments representing separate assessment units

Poniżej przedstawiono charakterystykę poszczególnych zaproponowanych regionów (nowych jednostek oszacowania) oraz wybrane parametry geologiczno-geochemiczne określające jakość obszaru o potencjale zbiornikowym.

**Obszar morski basenu bałtyckiego** (ryc. 8A) – wydaje się być najbardziej perspektywiczny, jednak bardzo mała ilość dostępnych danych, przyjęta do konstrukcji wykresu, powoduje, że teza ta może być obarczona dużym błędem. Mimo to, wszystkie stwierdzone wartości znajdują się poza obszarem wysokiego ryzyka. Na niekorzyść wpływa mała obecność gazu konwencjonalnego w tym obszarze oraz uboga zawartość substancji organicznej. Wiąże się to z tym, iż utwory ordowiku i syluru przechodzą z facji ilastej w węglanową, która charakteryzuje się mniejszą zawartością substancji organicznej. Mimo, iż obszar wydaje się w miarę perspektywiczny, to należy podkreślić, że do tej pory najdzie na świecie nie prowadzi się poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków na morzu.



wartości w zakresie wysokiego ryzyka values in high risk zone

**Obszar lądowy basenu bałtyckiego – pomorskie łupki ordowicko-sylurskie (ryc. 8B)** charakteryzują się zawartością substancji organicznej rzędu 1–2 % TOC. Występuje on pomiędzy strefami o zbyt niskim stopniu dojrzałości termicznej oraz zbyt dużej głębokości zalegania łupków dolnego paleozoiku, tworząc szeroki pas o podwyższonym potencjale poszukiwawczym (Poprawa, 2010b i c). Ze względu na podwyższony stopień dojrzałości termicznej tych utworów, można spodziewać się występowania gazu suchego. Na potencjał obszaru pomorskiego wpływają objawy gazu ziemnego, głównie wysokometanowego uzyskane z utworów kambryu środkowego w rejonie Żarnowca, Łeby i Kościerzyny. Wzrastająca głębokość występowania łupków oraz komplikowanie się budowy tektonicznej w kierunku strefy Teisseyre'a-Tornquista powodują podwyższenie ryzyka poszukiwawczego i kosztów wierceń.

**Strefa płocko-warszawska (ryc. 8C)** – wyróżnia się spośród innych obszarów największą zawartością substancji organicznej TOC. Ważnym ograniczeniem jest zbyt duża głębokość występowania łupków powyżej 4000 m. Z głębokością wzrasta dojrzałość termiczna, osiągając wartości powyżej 2,5 % Ro, co powoduje wyczerpywanie potencjału generacyjnego łupków. W SPW dotychczas nie stwierdzono żadnych objawów węglowodorów, a należy podkreślić, że formacje łupków gazonośnych są również bardzo dobrymi konwencjonalnymi skałami macierzystymi. W tym segmencie osady ordowiku i syluru występują wokół zachodniej krawędzi wyniesienia mazursko-suwalskiego (granica tektoniczne i/lub erozyjne). Związane jest to z potencjalną możliwością powstania dodatkowo gazu biogenicznego na skutek węglowego wietrzenia łupków w połączeniu z cyrkulacją wód meteorycznych na krawędzi z wyniesieniem mazurskim, szczególnie przed przykryciem osadami cechsztynu.

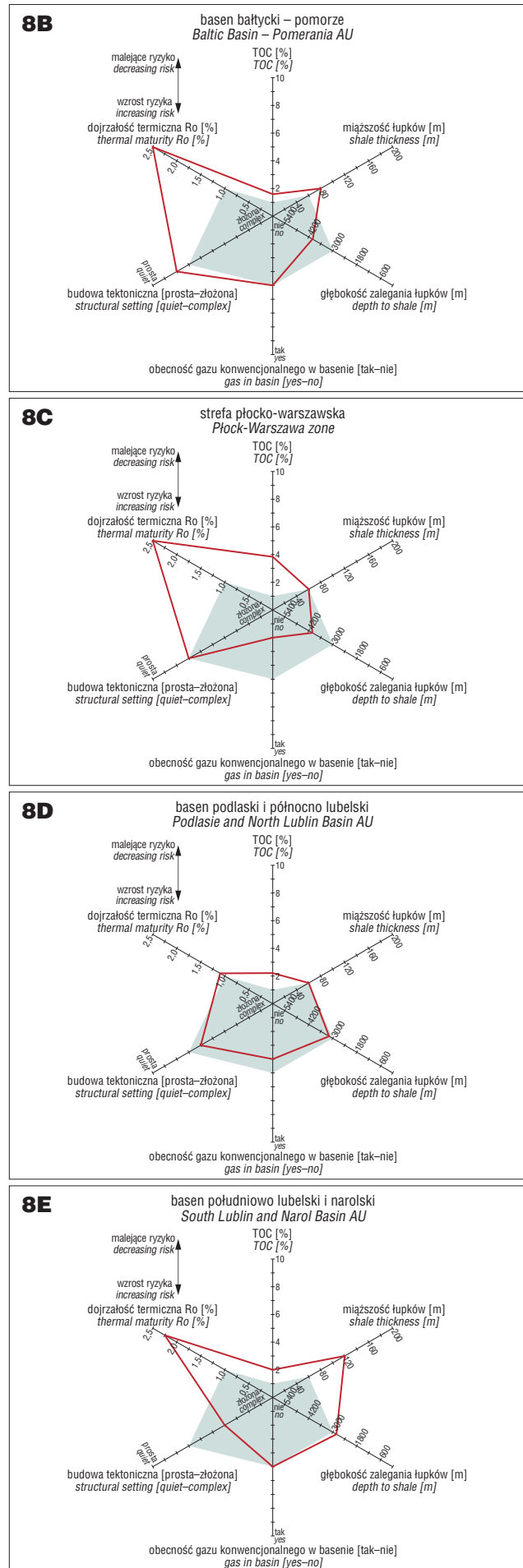
**Basen podlaski i północno-lubelski (ryc. 8D)** – uwarunkowania geologiczno-geochemiczne tych basenów, jak wynika z wykresu, wpływają na podwyższenie ryzyka poszukiwawczego. Wiąże się to głównie ze skomplikowaniem budowy tektonicznej oraz obniżeniem dojrzałości termicznej łupków, która często występuje tu w zakresie okna generowania gazu mokrego. Ponadto w obszarze tym notowano tylko nieliczne objawy gazu. W tym rejonie istnieje możliwość występowania bardziej złożonej budowy tektonicznej kompleksu łupków ordowicko-sylurskich w strefie T-T.

**Basen południowo-lubelski i Narola (ryc. 8E)** – potencjał tych basenów w sposób znaczący komplikuje układ strukturalny w formie tektoniki blokowej. Poszczególne bloki przemieszczone między sobą powodują, iż potencjalne formacje łupkowe, głównie wenloku, mogą znajdować się na zbyt dużej głębokości. Generalnie jednak średnia głębokość oscyluje w okolicach 3000 m. Wspomniane łupki wenloku są w przeciwieństwie do innych basenów najbardziej perspektywiczne, gdyż góry ordowik występuje przeważnie w facji węglanowej. Oprócz tego, obszar ten w stosunku do pozostałych charakteryzuje się dużą miąższością perspektywicznych łupków oraz dojrzałością termiczną odpowiadającą oknu generowania gazu suchego. Niska przepuszczalność skał łupkowych może być dodatkowo wywołana kompaktacją kaledońską i waryscyjską (stress orogeniczny?) w głębiej pograżonej części basenu, w przeciwieństwie do skał łupkowych znajdujących się na platformie (kratonie).

→

**Ryc. 8.** Geologiczno-geochemiczne parametry ryzyka poszukiwań gazu w łupkach dla proponowanych segmentów objętych przyszłym szacowaniem

**Fig. 8.** Geological and geochemical risk parameters of shale gas exploration for proposed future assessment units



Podstawowe parametry geologiczno-geochemiczne zestawione dla poszczególnych basenów (segmentów) ukazują ich wyraźne zróżnicowanie między sobą. Ta charakterystyka potwierdza słuszność zaproponowanego przez autorów podziału i wniosku, iż przyszłe oszacowanie gazu w łupkach powinno być przeprowadzone dla każdego z nich oddzielnie.

### Nauka z doświadczeń

Dla oszacowania zasobów gazu w polskim ordowicko-sylurskim obszarze złożowym powinny być brane pod uwagę doświadczenia z amerykańskich basenów z gazem z łupków.

**Metoda porównań basenów.** Według Charpentiera & Cooka (Open-File Report 2010-1309) ulepszona metodologia oszacowania zasobów gazu z łupków polega na analizie danych z analogów. W przypadku polskiego O-S OZ takie korzyści może nam dać porównanie z łupkami Utica z basenu Appalachów z USA (Kirschbaum i in., 2012). Według dotychczasowych opinii środkowordowickie łupki Utica ze stanu Ohio mają najprawdopodobniej największe odniesienie do łupków ordowicko-sylurskich w Polsce (patrz tab. 7). Łupki Utica dają produkcję gazu, jakkolwiek są słabo rozpoznane, ponieważ znajdują się poniżej znacznie lepiej rozwierconych dewońskich łupków Marcellus. Metody stosowane na złożu Utica oraz Marcellus powinny być szczegółowo analizowane w Polsce.

W komentarzach firm prowadzących poszukiwania w Polskim O-S OZ przewija się wątek poszukiwania *sweet spots*. Pomimo oczywistej sensowności takich działań, wynika to również z rodzącego się przeświadczenia, że tylko obszary typu *sweet spots* mają szansę na produkcję, w stosunku do pozostałych obszarów o parametrach być może nie umożliwiających osiągnięcia komercyjnej produkcji. Jest to sytuacja odwrotna, niż w wielu basenach amerykańskich, gdzie słabsze wyniki, ale jednak dające produkcję, występują na rozległym obszarze basenu, a *sweet spots* stanowią najlepsze, najbardziej produktywne ich elementy.

**Metoda adaptacji odpowiednich technologii i przystosowania ich do warunków O-S OZ.** Firmy z sektora poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków prowadzą cały czas „wyścig technologiczny” dla zwiększenia procentu zasobów technicznie wydobywalnych oraz zmniejszenia kosztów wydobywania gazu. Powinno być brane pod uwagę znaczenie rozwoju technologii szczelinowania dla zwiększenia produkcji z istniejących („starych”) wierceń oraz technologii wielokrotnego szczelinowania w tym samym otworze. Korzyści jakie przynosi to z punktu widzenia skali wydobywania – EUR (SCW) – przedstawione są na rycinie 9.

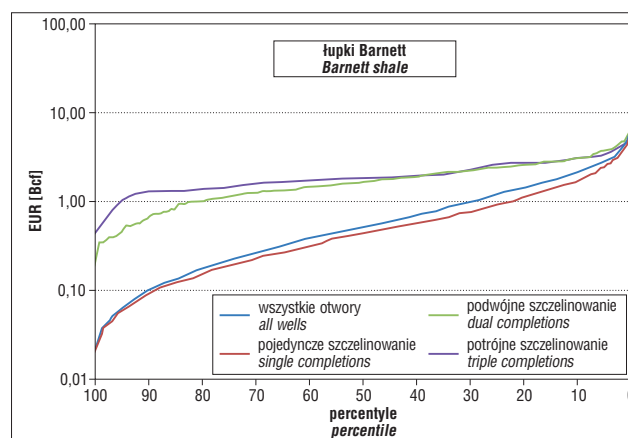
Denis McKee (współpracownik Georga P. Mitchella, prekursora szczelinowań hydraulicznych i wierceń horyzontalnych w skałach łupkowych w USA), prezes zarządu i specjalista z zakresu wierceń i szczelinowań amerykańskiej firmy United Oilfield Services z siedzibą w Polsce, ocenia (informacja ustna, 2012), że dane geologiczne dotyczące łupków upoważniają do optymizmu i występowania szansy na produkcję komercyjną. Jego zdaniem łupki w Polsce przypominają pod pewnymi względami łupki Marcellus, a pod względem głębokości występowania

łupki Haynesville w północnym Teksasie i północnej Luizjanie. Firma United Oilfield Services przywołała do Polski najlepsze doświadczenia amerykańskie z zakresu szczelinowań skał łupkowych, sprzęt przystosowany do dużych głębokości i technologię dostosowaną do rozpoznanych do tej pory warunków złożowych w ordowicko-sylurskich łupkach w Polsce. Zdaniem Denisa McKee firmy i innych specjalistów amerykańskich z branży poszukiwań gazu w łupkach w Polsce, nieodzowne jest odwiercenie co najmniej setek otworów ze szczelinowaniem w przewadze w odcinkach pionowych. Taką metodę stosowano i stosuje się w basenach amerykańskich na etapie poszukiwań i rozpoznania występowania i zasobów gazu w łupkach.

Kluczem jest nie tylko samo wydobywanie gazu z łupków, ale zwiększenie jego efektywności (procentu odzyskania) dla osiągnięcia celu komercyjnego. W analizie dotyczącej oszacowania zasobów gazu technicznie wydobywalnego – TRR (*Technically Recoverable Resources*) powinno się wprowadzić współczynnik innowacyjności technologicznej. Podobne podejście zastosowali Weijermars & Van der Linden (2012), wprowadzając do ekonomicznej oceny wydobywania gazu współczynnik technologiczny – TF (*Technology Factor*).

### WNIOSKI I ZALECENIA DOTYCZĄCE PRZYSZŁYCH OSZACOWAŃ ZASOBÓW GAZU W ŁUPKACH

Proponujemy, żeby w przyszłym oszacowaniu nie powtarzać wprost metodyki raportu PIG z 2012 r. z uwzględnieniem nowych danych. Raport ten będzie miał częściowo zmienione liczby dotyczące oszacowania wydobywalnych (technicznie) zasobów gazu w skali basenu, potwierdzając tylko opinie, że „gaz jest”. Sugerujemy, żeby niepewność takiego oszacowania zmniejszyć poprzez jego rozdzielenie na mniejsze jednostki terytorialne o większym i mniejszym współczynniku niepewności oszacowania zasobów gazu.



**Ryc. 9.** Przykład wzrostu EUR obliczonego dla wierceń na złożu Barnett, w których wykonano jeden zestaw szczelinowań (1240 otworów), powtórzono szczelinowania (156 otworów) oraz wykonano szczelinowania po raz trzeci (21) (wg Charpentiera & Cooka, 2010b; Open-File Report 2010-1309)

**Fig. 9.** Example of EUR increase calculated for the Barnett field wells for which a single completion (1,240), dual completion (156), and triple completion (21) were made (after Charpentier & Cook, 2010b; Open-File Report 2010-1309)



Proponujemy też, aby przyszłe oszacowanie zasobów gazu z łupków w Polsce zostało wykonane oddzielnie dla pięciu zaproponowanych jednostek regionalnych (*Assessment Units*) oraz żeby w każdej jednostce został oddzielnie oszacowany potencjał łupków z udziałem *sweet spots* i bez udziału *sweet spots*. Pozwoli to w przyszłości wyznaczyć bardziej dokładne jednostki oszacowania z odrzuceniem obszarów z brakiem wyraźnego potencjału złożowego.

Uważamy ponadto, że warto będzie dla każdej z tych jednostek terytorialnych wyznaczyć oddzielnie zakładane EUR (SCW) z podkreśleniem udziału współczynnika prawdopodobieństwa (sukcesu).

Dodatkowo, słuszne by było stworzenie modelowego AU wokół już istniejących wierceń zarówno z testami produkcji, jak i bez (starsze wiercenia) (*hypothetical or poorly explored AU*).

Oszacowanie wydobywalnych technicznie zasobów gazu z łupków może być również rozważane dla jednostek (AU) będących obecnymi lub przyszłymi (przeznaczonymi na przetarg) obszarami koncesji poszukiwawczych. Mogłoby to ułatwić organowi koncesyjnemu określenie wartości koncesji i wyznaczenie obszaru złożowego w przypadku uzyskania produkcji i przyznania koncesji na wydobywanie.

W przypadku tzw. ciągłych złóż węglowodorów (*Continuous Petroleum Resources*) administracyjne wyznaczenie obszaru złoża węglowodorów, na wczesnym etapie rozpoznania, mija się z celem, gdyż cały obszar występowania skał łupkowych (w przedziale np. okna gazowego) jest potencjalnym złożem. Proponujemy zdefiniowanie złoża jako obszaru o charakterze *sweet spot*, wyznaczonego i okonturowanego wieloma otworami rokującymi wieloletnią produkcję (ekonomiczne EUR).

## LITERATURA

- ARI (Advanced Resources International Inc). 2009 – Vello A. Kuuskraa, Scott H. Stevens, Advanced Resources International "Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, December 2009. Raport dla EIA (Energy Information Administration: Washington, DC.), Annual Energy Outlook, 2009.
- Assessment of shale gas and shale oil resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin basin in Poland. First Report, 2012 – PIG-PIB.
- BENTLEY D. 2013 – Shale Exploration Evaluation Workflow Reservoir Quality & Completion Quality. Prezentacja na European Unconventional, Schlumberger, Ankara, February 21<sup>st</sup>, 2013. Źródło: Internet.
- CASE Raport 2012 – Ekonomiczny potencjał produkcji gazu łupkowego w Polsce w latach 2012–2025. Analiza scenariuszowa. Centrum Analiz Społeczno-Ekonomicznych. Fundacja Naukowa we współpracy z CASE-Doradcy. Warszawa.
- CASTILLO G., SENA A., CHESSER K., VOISEY S., ESTRADA J., CARCUZ J., CARMONA E. & HODGKINS P. 2012 – Integrated Approach for Shale Gas Reservoir Characterization: Stress Analysis and Sweet Spot Discrimination. Hampson-Russell Software and Services, CGGVeritas. Geoph. Soc. Houston J., 3: 10–14.
- CHARPENTIER R.R. & COOK T. 2010a – Applying probabilistic well-performance parameters to assessments of shale-gas resources: U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1151, s. 18.
- CHARPENTIER R.R. & COOK T.A. 2010b – Improved USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources Using Analogs. Open-File Report 2010-1309, s. 29.
- CHARPENTIER R.R. & COOK T.A. 2011 – USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources: U.S. Geological Survey Open-File Report 2011-1167.
- CIECHANOWSKA M., KASZA P., LUBAŚ J., MATYASIK I. & SUCH P. 2012 – Raport nt. uwarunkowania rozwoju wydobywania gazu z polskich formacji łupkowych, INiG, Forum Energetyczne Sopot 29.XI–1.XII, 2012.
- EIA 2011 – Analysis & Projections. World shale gas resources: An initial Assessment of 14 regions outside the United States. U.S. Energy Information Administration.
- GAUTIER D.L., PITMAN J.K., CHARPENTIER R.R., COOK T., KLETT T.R. & SCHENK CH.J. 2012 – Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland, 2012. Ed. Stauffer P.H., U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. Fact Sheet 2012-3102.
- GRACCEVA F., ZASTERA P., MCGLADE CH., SORRELL S., SPEIRS J., THONHAUSER G., ALECU C., ERIKSSON A., TOFT P. & SCHUETZ M. 2012 – Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union. Joint Research Center Scientific and Policy Reports.
- Halliburton White Paper 2008 – U.S. Shale Gas. An Unconventional Resource. Unconventional Challenges.
- HUGHES D. 2013 – Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Post Carbon Institute. Santa Rosa, California, USA.
- IEA (International Energy Agency) 2012 – Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. Special Report on Unconventional Gas.
- IHS (Information Handling Services) Inc. CERA: Cambridge, MA.
- JĘDRZEJOWSKA-TYCKOWSKA H. 2012 – Metoda sejsmiczna. Rozdział III w Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie łupkowym. Praca zbiorowa. Pr. Nauk. INiG, 183.
- KIRSCHBAUM M.A., SCHENK CH.J., COOK T.A., RYDER R.T., CHARPENTIER R.R., KLETT T.R., GASWIRTH S.B., TENNYSON M.E. & WHIDDEN K.J. 2012 – Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Ordovician Utica Shale of the Appalachian Basin Province, 2012. USGS.
- KUUSKRAA V., STEVENS S., VAN LEEUWEN T. & MOODHE K. 2011 – World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Vello Kuuskraa, Scott Stevens, Tyler Van Leeuwen i Keith Moodhe, Advanced Resources International, Inc. Arlington, VA USA. Wykonane dla: U. S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, April 2011.
- LAINDA N. 2012 – Introduction To Shale Gas Formation Evaluation. Formation and Reservoir Solutions. Halliburton, 2012. Prezentacja. Źródło: Internet.
- LEŚNIAK G. 2012 – Rozdział VIII w Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie łupkowym. Praca zbiorowa. Pr. Nauk. INiG, 183.
- McKeon M. 2011 – Horizontal Fracturing in Shale Plays, Halliburton. Prezentacja: Źródło: Internet.
- MEDLOCK III K.B., MYERS JAFFE A., & HARTLEY P.R. 2011 – Shale Gas and U.S. National Security. James A. Baker III Institute for Public Policy. Rice University Houston, TX..
- POPRAWA P. 2010a – Wstępna ocena możliwości występowania akumulacji ropy naftowej w łupkach (shale oil) dolnego paleozoiku oraz innych łupkach macierzystych w Polsce. Niepublikowany Raport PIG-PIB, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych MŚ, s. 21.
- POPRAWA P. 2010b – Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Prz. Geol., 58: 226–249.
- POPRAWA P. 2010c – Analiza osadów ilasto-mułowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego. Biul. PIG, 439: 159–172.
- STAUB J. 2012 – Emerging Oil & Gas Supplies: Future Prospects for Oil & Gas Production. Prezentacja dla Bipartisan Policy Center: Understanding the New Energy Landscape June 27, 2012. Washington, DC. Źródło: Internet.
- SUCH P. 2012 – Przestrzeń porowa skał łupkowych. Nafta-Gaz, 9: 561–565.
- TARI G., POPRAWA P., KRZYWIEC P. 2012 – Silurian Lithofacies and Paleogeography in Central and Eastern Europe: Implications for Shale Gas Exploration. Society of Petroleum Engineers – SPE 151606.
- U.S. Geological Survey Oil and Gas Assessment Team, 2012 – Variability of distribution of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the United States: U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1118, s. 18.
- WEIJERMARS R. & VAN DER LINDEN J. 2012 – Assessing the economic margins of sweet spots in shale gas plays. First Break, 30 (12): 99–106.
- WOOD MACKENZIE 2009 – Unconventional Gas Service. Analysis Poland/Silurian Shales, August 2009.