

Charakterystyka petrofizyczno-mineralogiczna perspektywicznych kompleksów węglowodorowych na podstawie wybranych wyników badań laboratoryjnych

Ireneusz Dyrka¹



Petrophysical and mineralogical characterization of prospective hydrocarbon complexes estimated based on selected laboratory research results. Prz. Geol., 64: 982–986.

Abstract. This article has been prepared based on the chapter devoted to research of petrophysical properties of shale and tight sandstones within the project: "Identification of prospective zones for unconventional hydrocarbon accumulations in Poland, stage I." Petrophysical and mineralogical characterization of particular prospective complexes in the Baltic, Podlasie-Lublin basin and the Carboniferous basin of south-western Poland (Fore-Sudetic Homocline basement), is based on selected laboratory tests of rocks, performed by the Oil and Gas Institute – NRI in Kraków. These analyses included investigations of total porosity and effective porosity, helium porosity, total permeability, silica content, clay content and cumulative content of quartz, and feldspars and carbonates. For particular complexes mean values of individual parameters were calculated. Then, an assessment was made to find out whether they meet the established criteria and whether the results correlate with each other in the boreholes across each area.

Keywords: petrophysics, mineralogy, shale gas, tight gas, shale porosity

Podstawową cechą występowania gazu ziemnego w łupkach ilasto-mułowcowych jest jego obecność bezpośrednio w skale macierzystej. Wyniki szczegółowych badań petrofizyczno-mineralogicznych są jednym z elementów określania perspektywiczności skał oraz przewidywania efektywności ich szczelinowania hydraulicznego. Charakterystyka petrofizyczno-mineralogiczna formacji perspektywicznych w obszarach bałtyckim, podlasko-lubelskim i strefie Biłgoraj–Narol (B-N) oraz karbońskich kompleksów podłoża monokliny przedsudeckiej, została wykonana na podstawie wybranych wyników badań laboratoryjnych skał, przeprowadzonych przez Instytut Nafty i Gazu – PIB w Krakowie (Opracowanie..., 2015).

Celem artykułu jest przedstawienie cech petrofizyczno-mineralogicznych formacji oraz kompleksów perspektywicznych pod względem występowania niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego (*shale gas, tight gas*) w Polsce.

METODYKA

W celu analizy właściwości petrofizyczno-mineralogicznych skał, wzięto pod uwagę oznaczenia w próbkach badania takich parametrów jak:

- porowatość całkowita i efektywna (określona na podstawie analizy metodą jądrowego rezonansu magnetycznego NMR),
- porowatość helowa – całkowita (ustalona za pomocą piknometru helowego (aparaty AccuPyc 1330 i GeoPyc 1360),
- przepuszczalność absolutna (wyznaczona aparatem GasPermeameter z użyciem azotu),
- zawartość krzemionki (SiO₂) w skałach (metodą XRF – analiza składu chemicznego metodą fluorescencji rentgenowskiej),
- zawartość minerałów ilastych (metoda XRD – analiza ilościowa składu mineralnego),
- zawartość sumaryczna kwarcu, skaleni i węglanów (metoda XRD).

Analiza wyników petrofizyczno-mineralogicznych w obszarach bałtyckim, podlasko-lubelskim i strefie Biłgoraj–Narol oraz basenie karbońskim południowo-zachodniej Polski, obejmowała w pierwszej kolejności zestawienie tabelaryczne wyników badań próbek z poszczególnych otworów wiertniczych, o ustalonym lub zweryfikowanym wieku, reprezentujących określone jednostki litostratygraficzne. W każdej formacji zostały wyliczone wartości średnie porowatości całkowitej, efektywnej, zawartości krzemionki, sumarycznej ilości kwarcu, skaleni i węglanów oraz sumarycznej zawartości minerałów ilastych. W analizach pominięto pomiary przepuszczalności absolutnej, ponieważ ze względu na ograniczenia metody badawczej nie był możliwy pomiar dokładnej przepuszczalności w tak małej skali (<0,01 mD). Następnym krokiem było zastosowanie formatowania warunkowego zarówno dla wyliczonych wartości średnich odpowiednich parametrów, jak i pojedynczych próbek, w celu sprawdzenia czy spełniają one założone kryteria perspektywiczności. W przypadku obszarów bałtyckiego, podlasko-lubelskiego i strefy Biłgoraj–Narol, ostatnim etapem była analiza poszczególnych parametrów dla wydzielonych stref perspektywicznych korelujących się między sobą w otworach wiertniczych (Roman, 2016). Potwierdzono perspektywiczność następujących formacji w obszarach:

- bałtyckim: formacja z Pelplina (wenlok), ogniwo z Jantaru (landower), formacja z Sasina (karadok), formacja z Piaśnicy (kambryj);
- podlasko-lubelskim i w strefie B-N: formacja z Pelplina (wenlok), formacja z Pasłęka (landower), formacja Udala (karadok) / formacja z Sasina (karadok).

W basenie karbońskim południowo-zachodniej Polski, ze względu na skomplikowaną budowę strukturalną i trudne do korelacji horyzonty w poszczególnych profilach, analizę parametrów wykonano dla każdego z otworów. Na podstawie danych litologiczno-stratygraficznych wydzielono trzy

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; ireneusz.dyrka@pgi.gov.pl.

rodzaje kompleksów: łupkowy, piaskowcowy i mieszany piaskowcowo-łupkowy, tzw. hybrydowy. Po przyporządkowaniu wyników badań petrofizycznych i petrofizyczno-mineralogicznych poszczególnym kompleksom, wydzielono strefy perspektywiczne występowania gazu z łupków (strefa *shale gas* – kompleks łupkowy), gazu zamkniętego (*tight gas* – kompleks piaskowcowy) oraz strefę perspektywiczną występowania zarówno gazu z łupków, jak i gazu zamkniętego (strefa hybrydowa *shale/tight gas* – kompleks piaskowcowo-łupkowy).

Pod względem właściwości petrofizyczno-mineralogicznych, bazując na danych literaturowych (Andrews, 2013, 2014; Wójcicki i in., 2014) oraz na prawie geologicznym i górnictwem (Dz.U. 2015 poz. 196), a zwłaszcza na stosownym rozporządzeniu określającym wartości parametrów definiujących złoża i jego granice (Dz.U. 2015 poz. 968), przyjęto poniższe kryteria wskazania stref perspektywicznych występowania złóż węglowodorów niekonwencjonalnych.

1. Kompleksy łupkowe (*shale gas/oil*):

– porowatość efektywna >4% (Wójcicki i in., 2015 na podstawie kompilacji: Andrews, 2013 i 2014),

– zawartość krzemionki (SiO₂) >10% wag. (na podstawie kompilacji: Andrews, 2013 i 2014; Poprawa, 2015; Jarvie, 2008; EIA, 2013; Dz.U. 2015 poz. 968),

– zawartość sumaryczna kwarcu, skaleni i węglanów >40% wag. (Wójcicki i in., 2015 na podstawie kompilacji: Andrews, 2013, 2014; Poprawa, 2015; Jarvie, 2008; EIA 2013),

– zawartość sumaryczna minerałów ilastych <60% wag. (Wójcicki i in., 2015 na podstawie kompilacji: Andrews, 2013 i 2014; Poprawa, 2015; Dz.U. 2015 poz. 968).

2. Kompleksy piaskowcowe (*tight Gas*) (na podstawie Wójcicki i in., 2014):

– porowatość efektywna >2%,

– porowatość całkowita >3%,

– zawartość sumaryczna minerałów ilastych <55% wag.,

– przepuszczalność <0,1 mD.

Karbońskie piaskowcowo-łupkowe (hybrydowe) kompleksy litologiczne były rozpatrywane na obecnym etapie badań w kontekście kryteriów petrofizyczno-mineralogicznych dla obu typów złóż.

OBSZAR BAŁTYCKI

W obszarze bałtyckim dysponowano łącznie wynikami badań petrofizyczno-mineralogicznych z otworów: Darżlubie IG 1 (36 próbek), Gdańsk IG 1 (11 próbek), Kościerzyna IG 1 (26 próbek), Lębork IG 1 (35 próbek), Olsztyn IG 2 (26 próbek), Prabuty IG 1 (8 próbek) oraz Żarnowiec IG 1 (21 próbek).

Tab. 1. Uśrednione wyniki wybranych badań petrofizyczno-mineralogicznych dla wybranych formacji w obszarze bałtyckim
Table 1. The averaged results of petrophysical-mineralogical research for selected formations in the Baltic area

Otwory wiertnicze <i>Boreholes</i>	Średnia porowatość efektywna (NMR) <i>Average effective porosity (NMR)</i>	Średnia porowatość całkowita (NMR) <i>Average total porosity (NMR)</i>	Średnia zawartość SiO ₂ <i>Average content of SiO₂</i>	Średnia zawartość Q+Sk+węg. <i>Average content of Quartz+feldspars+ carbonates</i>	Średnia suma minerałów ilastych <i>Average sum of clay minerals</i>
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
Formacja z Pelplina – wenlok / Pelplin Formation – Wenlock					
Gdańsk IG 1	5,41	9,97	50,30	43,15	43,30
Kościerzyna IG 1	7,88	11,92	53,60	42,84	48,43
Lębork IG 1	5,25	9,44	54,07	46,43	47,42
Olsztyn IG 2	7,69	11,51	50,22	49,58	45,48
Prabuty IG 1	5,91	8,76	–	41,30	52,80
Żarnowiec IG 1	6,95	10,76	4,63	38,80	55,53
Średnia / Mean	6,52	10,39	42,56	43,68	48,83
Ogniwo z Jantaru – landower / Jantar Member – Llandoverly					
Darżlubie IG 1	5,24	9,17	49,00	36,55	57,15
Gdańsk IG 1	3,95	8,74	39,60	33,50	48,80
Kościerzyna IG 1	5,56	9,74	45,25	44,30	53,08
Średnia / Mean	4,92	9,22	44,62	38,12	53,01
Formacja z Sasina – karadok / Sasino Formation – Caradoc					
Darżlubie IG 1	4,88	7,81	68,80	45,00	47,68
Gdańsk IG 1	2,24	6,76	53,10	56,83	39,63
Kościerzyna IG 1	4,73	8,13	–	60,80	56,95
Lębork IG 1	2,85	4,91	–	62,70	36,50
Olsztyn IG 2	10,94	15,92	52,30	38,50	60,00
Żarnowiec IG 1	6,56	10,62	2,82	43,27	50,79
Średnia / Mean	5,37	9,02	44,25	51,18	48,59
Formacja z Piaśnicy – kambr górny / Piaśnica Formation – Upper Cambrian					
Darżlubie IG 1	3,17	7,07	47,90	25,60	49,65
Żarnowiec IG 1	6,89	8,20	–	24,20	43,40
Średnia / Mean	5,03	7,63	47,90	24,90	46,53

Kryterium spełnione <i>Criterion complied</i>	Tak <i>Yes</i>	Nie <i>No</i>
--	-------------------	------------------

Wszystkie analizowane wyniki tych badań dla czterech wyznaczonych formacji w obszarze bałtyckim (tab. 1) spełniają kryteria perspektywiczności, z wyjątkiem kryterium sumarycznej zawartości kwarcu, skaleni i węglanów w ogniwie z Jantaru (38,12%) i formacji z Piaśnicy (24,9%). Nie mniej jednak, to kryterium określające kruchość skał zdecydowanie poprawia odpowiednia zawartość krzemionki w tych kompleksach (>44%). Nie zaobserwowano wyraźnego trendu zmian właściwości petrofizycznych w obrębie poszczególnych formacji ani też formacji, w których wielkości parametrów odbiegałyby od wartości średnich. Zauważono jednak, że niskie porowatości dobrze korelują się z niższą zawartością minerałów ilastych w poszczególnych formacjach. Im wyższa zawartość minerałów ilastych tym wartości porowatości są wyższe. Sugeruje to, że w przestrzeni porowej dominują pory związane z minerałami ilastymi.

Właściwości petrofizyczne, tj. porowatość całkowita i efektywna, ulegają zmniejszeniu wraz ze zwiększającą się głębokością (pograżaniem) co ma związek z kompaktacją utworów. Zatem najlepsze parametry petrofizyczne posiada najpłytsza formacja z Pelplina (Φ_{ef} 6,52%) i w dalszej kolejności ogniwo z Jantaru (Φ_{ef} 4,92%), formacja z Sasina (Φ_{ef} 5,37%) i formacja z Piaśnicy (Φ_{ef} 5,03%). Właściwości porowatości całkowitej i efektywnej poszczególnych formacji perspektywicznych różnią się w niewielkim zakresie $\pm 3\%$.

Najlepsze właściwości mineralogiczne określające kruchość skały w obszarze bałtyckim posiada formacja z Sasina (zwłaszcza największa zawartość krzemionki oraz kwarcu skaleni i węglanów). Podobne właściwości ma formacja z Pelplina, a także formacja z Piaśnicy. Najmniej korzystne parametry posiada ogniwo z Jantaru. Właściwości mineralogiczne poszczególnych formacji perspektywicznych różnią się w zakresie $\pm 10\%$ (jedynie w przypadku zawartości Q+Sk+węg. ta różnica może wynosić nawet $\pm 25\%$).

OBSZAR PODLASKO-LUBELSKI I STREFA BIŁGORAJ-NAROL

W obszarze podlasko-lubelskim dysponowano wynikami badań petrofizyczno-mineralogicznych próbek z otworów: Busówno IG 1 (21 próbek), Krowie Bagno IG 1 (8 próbek), Tarkawica 3 (5 próbek), Tłuszcz IG 1 (24 próbek) oraz Żebrak IG 1 (21 próbek). Badania petrofizyczno-mineralogiczne wykonano także w utworach syluru strefy Biłgoraj-Narol z profili: Narol IG 1 (17 próbek), Narol PIG 2 (13 próbek).

Wszystkie przeanalizowane wyniki badań petrofizyczno-mineralogicznych dla trzech formacji perspektywicznych w obszarze podlasko-lubelskim i strefie B-N (tab. 2) spełniają kryteria perspektywiczności. W formacji z Pasłęka średnia porowatość efektywna jest na granicy przyjętego kryterium (3,91%). W przeciwieństwie do obszaru bałtyckiego na tym terenie można zaobserwować zmianę trendu właściwości petrofizycznych, tj. porowatości całkowitej i efektywnej. W północnej części obszaru, w okolicy otworów Tłuszcz IG 1 i Żebrak IG 1 występują zdecydowanie wyższe wartości porowatości całkowitej i efektywnej (odpowiednio powyżej 10,81% i 6,4%), które następnie maleją w kierunku południowym. Zgodnie z tym trendem, w obszarze, gdzie są zlokalizowane otwory Narol IG 1

i Narol PIG 2, obserwuje się najniższe wartości petrofizyczne ($\Phi_{cat} < 7,39\%$, $\Phi_{ef} < 3,93\%$), a w części centralnej (otwory Tarkawica 3, Krowie Bagno IG 1 i Busówno IG 1) wartości średnie. Ponadto, w obszarze podlasko-lubelskim i strefie B-N nie ma tak wyraźnej korelacji pomiędzy wyższą zawartością minerałów ilastych a wyższymi wartościami porowatości, jak miało to miejsce w przypadku obszaru bałtyckiego.

Najlepsze parametry petrofizyczne w obszarze podlasko-lubelskim i strefie B-N posiada formacja z Sasina/Udala, następnie formacja z Pelplina (wenlok); najmniej korzystne parametry petrofizyczne posiada formacja z Pasłęka. Właściwości petrofizyczne poszczególnych formacji perspektywicznych różnią się w niewielkim zakresie $\pm 4\%$.

Najbardziej korzystne właściwości mineralogiczne posiada formacja z Pelplina, następnie formacja z Sasina/Udala, a najmniej korzystne – formacja z Pasłęka. Właściwości mineralogiczne poszczególnych formacji perspektywicznych różnią się w zakresie $\pm 15\%$.

OBSZAR BASENU KARBOŃSKIEGO POŁUDNIOWO-ZACHODNIEJ POLSKI

W obszarze basenu karbońskiego południowo-zachodniej Polski dysponowano wynikami badań petrofizyczno-mineralogicznych z otworów: Marcinki IG 1 (43 próbki), Paproć 29 (8 próbek), Siciny IG 1 (9 próbek), Więcki IG 1 (9 próbek) oraz Września IG 1 (19 próbek).

Dla badanych otworów wiertniczych, w których wykonano analizy laboratoryjne parametrów petrofizyczno-mineralogicznych utworów karbonu, wyznaczono wstępnie cztery strefy perspektywiczne (tab. 3). Trzy z nich są perspektywiczne pod względem występowania gazu zamkniętego (*tight Gas*) w otworach: Marcinki IG 1, Paproć 29 i Września IG 1, a jedna strefa – gazu ziemnego w systemie mieszanym (*shale/tight gas*) w otworze Siciny IG 1.

Wyznaczone strefy perspektywiczne charakteryzują się podobnymi parametrami petrofizyczno-mineralogicznymi. Porowatość efektywna występuje w zakresie 2,13–2,5%, porowatość całkowita wynosi 4,14–5,48%, a średnia suma minerałów ilastych – 35,1–46,03%. Zawartość krzemionki oraz kwarcu, skaleni i węglanów, które nie były podstawowymi kryteriami określającymi perspektywiczność kompleksów piaskowcowych i piaskowcowo-łupkowych również wykazują małe zróżnicowanie w poszczególnych otworach. Średnia zawartość krzemionki wynosi 71–91,1%, a kwarcu, skaleni i węglanów – 50,2–56,5%. Należy jednak stwierdzić, że wartości porowatości efektywnej i całkowitej określające potencjalną wielkość nasycenia skały przez węglowodory są niewielkie i w minimalnym stopniu spełniają założone kryteria ($\Phi_{ef} > 2\%$, $\Phi_{cat} > 3\%$).

Utwory karbonu w podłożu monokliny przedsudeckiej zostały słabo opróbowane w poszczególnych otworach wiertniczych. Wstępne wyznaczanie kompleksów perspektywicznych, jakie miało miejsce na tym etapie projektu, było oparte na pojedynczych próbkach z poszczególnych kompleksów. W związku z tym w kolejnym etapie jest planowane uzupełnienie i zagęszczenie opróbowania utworów karbonu, w celu uszczegółowienia badań i analiz laboratoryjnych kompleksów łupkowych, piaskowcowych i piaskowcowo-łupkowych.

Tab. 2. Uśrednione wyniki wybranych badań petrofizyczno-mineralogicznych dla wybranych formacji w obszarze podlasko-lubelskim i strefie Biłgoraj–Narol**Table 2.** The averaged results of petrophysical-mineralogical research for selected formations in the Podlasie-Lublin and Biłgoraj–Narol areas

Otwory wiertnicze <i>Boreholes</i>	Średnia porowatość efektywna (NMR) <i>Average effective porosity (NMR)</i> [%]	Średnia porowatość całkowita (NMR) <i>Average total porosity (NMR)</i> [%]	Średnia zawartość SiO ₂ <i>Average content of SiO₂</i> [%]	Średnia zawartość Q+Sk+węg. <i>Average content of Quartz+feldspars+carbonates</i> [%]	Średnia suma minerałów ilastych <i>Average sum of clay minerals</i> [%]
Formacja z Pelpina – wenlok / <i>Pelplin Formation – Wenlock</i>					
Busówno IG 1	4,45	7,53	40,20	49,47	46,45
Krowie Bagno IG 1	3,01	5,97	51,70	52,58	45,15
Narol IG 1	3,75	7,39	8,82	46,83	47,70
Narol PIG 2	1,40	4,54	–	45,80	48,80
Tarkawica 3	3,58	7,24	52,05	55,27	41,23
Thuszcz IG 1	8,47	12,51	46,29	47,40	49,32
Żebrak IG 1	9,82	13,79	–	42,30	50,55
Średnia / Mean	4,92	8,42	39,81	48,52	47,03
Formacja z Pasłęka – landower / <i>Paslek Formation – Llandovery</i>					
Narol IG 1	2,74	6,25	5,87	39,77	59,33
Narol PIG 2	3,93	7,15	60,93	50,67	45,10
Thuszcz IG 1	7,30	13,65	44,90	42,34	52,70
Żebrak IG 1	1,69	4,78	28,30	76,10	26,40
Średnia / Mean	3,91	7,96	35,00	52,22	45,88
Formacja Udala/z Sasina – karadok / <i>Udal/Sasino Formation – Caradoc</i>					
Busówno IG 1	5,31	9,33	52,98	44,77	53,52
Krowie Bagno IG 1	3,04	8,65	–	45,45	51,55
Tarkawica 3	0,63	9,11	–	34,80	54,60
Thuszcz IG 1	11,05	17,82	–	38,60	57,40
Żebrak IG 1	6,41	10,81	–	64,30	35,20
Średnia / Mean	5,29	11,14	52,98	45,58	50,45

Kryterium spełnione <i>Criterion complied</i>	Tak <i>Yes</i>	Nie <i>No</i>
--	-------------------	------------------

Tab. 3. Wydzielone kompleksy perspektywiczne na podstawie badań petrofizyczno-mineralogicznych dla obszaru basenu karbońskiego południowo-zachodniej Polski**Table 3.** Estimated prospective complex based on petrophysical-mineralogical research in the Carboniferous basin of the SW Poland

Otwory wiertnicze (kompleks perspektywiczny) <i>Boreholes (prospective complex)</i>	Głębokość kompleksu/strefy perspektywicznej <i>Depth of complex/prospective zone [m]</i>	Średnia porowatość efektywna (NMR) <i>Average effective porosity (NMR)</i> [%]	Średnia porowatość całkowita (NMR) <i>Average total porosity (NMR)</i> [%]	Średnia zawartość SiO ₂ <i>Average content of SiO₂</i> [%]	Średnia zawartość Q+Sk+węg. <i>Average content of Quartz+feldspars+carbonates</i> [%]	Średnia suma minerałów ilastych <i>Average sum of clay minerals</i> [%]
Marcinki IG 1 <i>(tight gas)</i>	1835,00–2104,00	2,19	4,61	74,00	56,50	35,10
Paproć 29 <i>(tight gas)</i>	2511,00–2666,00	2,47	4,14	91,1	50,20	44,00
Siciny IG 1 <i>(shale/tight gas)</i>	2409,00–2560,00	2,13	5,48	71,00	55,55	42,70
Września IG 1 <i>(tight gas)</i>	4982,60–5012,70	2,50	5,13	73,95	53,10	46,03

Kryterium spełnione <i>Criterion complied</i>	Tak <i>Yes</i>	Nie <i>No</i>	Parametry nie stanowiące kryterium <i>Non-criteria parameters</i>
--	-------------------	------------------	--

PODSUMOWANIE

Badane formacje perspektywiczne w obszarach bałtyckim, podlasko-lubelskim i strefie Biłgoraj–Narol cechują się mało zmiennymi parametrami petrofizycznymi. Porowatość nie jest wysoka, ale spełniająca kryteria perspektywiczności (często na granicy). Nie obserwuje się wyraźnych trendów zmian właściwości petrofizycznych w obrębie poszczególnych formacji. Zmienność porowatości zauważa się jedynie w obszarze podlasko-lubelskim i strefie B–N, gdzie porowatość w odpowiednich kompleksach łupkowych maleje z północy ku południowi obszaru. Skały posiadają podwyższoną zawartość minerałów ilastych, co może wpływać na większe pęcznienie podczas zabiegu szczelinowania i ograniczenia przyprływu węglowodorów do otworu, aczkolwiek koreluje się ona z wyższymi wartościami porowatości (większa przestrzeń akumulacyjna dla węglowodorów). Parametr kruchości określany zawartością krzemionki oraz sumaryczną zawartością kwarcu, skaleni i węglanów, w przypadku tego pierwszego cechuje się małą zmiennością w poszczególnych formacjach perspektywicznych, inaczej w drugim przypadku, gdyż zróżnicowanie zawartości kwarc+skaleni+węglany jest zdecydowanie większe.

Na obecnym etapie badań można stwierdzić, że na obszarze basenu karbońskiego południowo-zachodniej Polski wstępnie wyznaczone kompleksy występowania gazu w związłych skałach zbiornikowych (*tight gas*) oraz gazu w systemie hybrydowym (*shale/tight gas*) cechują się mało zmiennymi parametrami petrofizycznymi. Porowatość tych kompleksów jest bardzo mała, często na granicy przyjętych kryteriów. Nie obserwuje się wyraźnych trendów zmian właściwości petrofizycznych w obrębie poszczególnych kompleksów. Posiadają one podwyższoną (w górnej granicy przyjętego kryterium) zawartość minerałów ilastych. Pozytywną ich cechą jest bardzo dobry parametr kruchości. Zarówno zawartość krzemionki, jak i sumaryczna kwarcu, skaleni i węglanów jest wysoka i cechuje się małą zmiennością w poszczególnych kompleksach.

Autor składa serdeczne podziękowania Panu dr. Grzegorzowi Leśniakowi z Instytutu Nafty i Gazu – PIB w Krakowie za skrupulatną recenzję i cenne uwagi. Badania wykonane w ramach projektu „Rozpoznanie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce, etap I”, były finansowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (umowa dotacji nr 784/2013/Wn-07/FG-SM-DN z dnia 5.11.2013 r.).

LITERATURA

- ANDREWS I.J. 2013 – The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK.
- ANDREWS I.J. 2014 – The Jurassic shales of the Weald Basin: geology and shale oil and shale gas resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK.
- DYRKA I. 2016 – Badania petrofizycznych właściwości skał – opracowanie wybranych wyników badań petrofizycznych i petrofizyczno-mineralogicznych właściwości wyznaczonych kompleksów perspektywicznych. [W:] Podhalańska T. (red.), Rozpoznanie stref perspektywicznych dla występowania złóż węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce, etap I. Nar. Arch. Geol. PIG-PIB, Warszawa.
- Dz.U. 2015 poz. 196 – Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 stycznia 2015 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo geologiczne i górnicze.
- Dz.U. 2015 poz. 968 – Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 lipca 2015 r. w sprawie dokumentacji geologiczno-inwestycyjnej złoża węglowodorów.
- EIA (U.S. Energy Information Administration) 2013 – Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. June 2013. Washington DC.
- JARVIE D.M. 2008 – Unconventional shale resource plays: shale-gas and shale-oil. Opportunities. Fort Worth Business Press Meeting, June 19. (www.barnettshalenews.com/documents/dan_jarvie.pdf)
- OPRACOWANIE informacji geologicznej zawierającej charakterystykę zmienności składu mineralnego, geochemicznego i petrofizycznych właściwości skał na podstawie badań laboratoryjnych oraz oceny ich macierzystości przeprowadzonej na podstawie analizy pomiarów geofizyki otworowej i ich korelacji z wynikami analiz przeprowadzonej w rdzeniu wiertniczym w oparciu o analizy z 15 otworów wiertniczych. INiG-PIB 2015. [W:] Podhalańska T. (red.), Rozpoznanie stref perspektywicznych dla występowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów w Polsce, etap I. 2016. Nar. Arch. Geol. PIG-PIB, Warszawa.
- POPRAWA P. 2015 – Weryfikacja kryteriów perspektywiczności występowania złóż gazu i ropy w łupkach oraz gazu zamkniętego na potrzeby szacowania zasobów (krytyczna analiza dostarczonego dokumentu w oparciu o informacje z dostępnych publikacji – opracowanie tekstowe) i porównanie z analogicznymi kryteriami występowania konwencjonalnych złóż węglowodorów. Niepublikowana ekspertyza zlecona przez PIG-PIB w ramach tematu „Szacowanie złóż węglowodorów – zadania ciągle PSG”.
- ROMAN M.G. 2016 – Interpretacja i wizualizacja danych otworowych w utworach niższego paleozoiku obszaru kratonu wschodnioeuropejskiego i karbonu podłoża monokliny przedsudeckiej. Prz. Geol., 64 (12): 976–981.
- WÓJCICKI A., KIERSNOWSKI H., DYRKA I., ADAMCZAK-BIAŁY T., BECKER A., GŁUSZYŃSKI A., JANAS M., KOZŁOWSKA A., KRZEMIŃSKI L., KUBERSKA M., PACZEŚNA J., PODHALAŃSKA T., ROMAN M.G., SKOWROŃSKI L. & WAKSMUNDZKA M.I., 2014 – Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych związłych skałach zbiornikowych Polski. PIG-PIB, Warszawa.
- WÓJCICKI A., DYRKA I., KIERSNOWSKI H., ADAMCZAK-BIAŁY T., BECKER A., GŁUSZYŃSKI A., JANAS M., KARCZ P., KOZŁOWSKA A., KUBERSKA M., PACZEŚNA J., PODHALAŃSKA T., ROMAN M.G., SKOWROŃSKI L. & WAKSMUNDZKA M.I. 2015 – Prognostyczne zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej w skałach łupkowych dolnego paleozoiku w basenie bałtycko-podlasko-lubelskim w Polsce. PIG-PIB, Warszawa. Raport niepublikowany.