

Ilościowa charakterystyka porowatości i przepuszczalności utworów czerwonego spągowca potencjalnie zawierających gaz ziemny zamknięty

Piotr Such¹, Grzegorz Leśniak¹, Małgorzata Słota¹



P. Such

G. Leśniak

M. Słota

Quantitative porosity and permeability characterization of potential Rotliegend tight gas reservoirs. *Prz. Geol.*, 58: 345–351.

A b s t r a c t. Within a frame of the research project on Rotliegend tight gas, a data base comprising 760 full sets of reservoir and permeability parameters was created. Data from 55 wells were collected from interval of 1650–5003 m. The obtained results showed presence of clastic reservoirs sufficient for formation of “tight gas” type deposits in each of the analyzed wells. In most of the wells, reservoir rock series with non-zero permeability were detected. Parameters of pore space suggest the major role of compaction processes in pore space evolution, except for some areas where cementation processes were predominating. A high-permeability anomaly

characterizing a separate group of eolian sandstones from the depths of over 4000 m anomaly may be explained as due to presence of pseudo- and micro-fractures.

Keywords: porosity, permeability, tight gas, the Rotliegend sandstones

Wyniki badań parametrów petrofizycznych piaskowców eolicznych i fluwialnych czerwonego spągowca rejonu Poznań-Września-Kalisz (wykonanych w ramach projektów badawczych PBZ 0203 — Narkiewicz i in., 1998; 9 T12 B 021 12 — Such i in., 1999; 9 T12 B 047 25 — Biernacka i in., 2006) zebrano w jednolitą bazę danych, na podstawie której wykonano analizę parametrów zbiornikowych i filtracyjnych oraz parametrów przestrzeni porowej. Analiza ta miała odpowiedzieć na pytanie o występowanie piaskowców mogących tworzyć złoża gazu zamkniętego (*tight gas* — złoża w porowatych skałach o zerowej lub bardzo niskiej przepuszczalności) oraz ich parametry zbiornikowe. Przeanalizowano przyczyny redukcji porowatości wraz z głębokością i oszacowano głębokość, do jakiej jest sens poszukiwać porowatych poziomów piaskowcowych. Znalezione dodatkowe czynniki wpływające na przepuszczalność badanych skał — istnienie mikroszczelin i pseudoszczelin w piaskowcach eolicznych.

Baza danych

W bazie danych zgromadzono wyniki badań próbek rdzeni z 55 odwiertów z polskiego basenu czerwonego spągowca (piaskowce eoliczne i fluwialne). Głębokość zalegania obejmuje interwał 1650–5003 m. W sumie dysponowano 760 kompletami oznaczeń gęstości i porowatości oraz parametrów otrzymywanych z badań porozymetrycznych (średnica progowa, wielkość efektu histerezy). Średnica progowa jest bardzo istotną wartością informującą o możliwościach transportu płynów złożowych przez przestrzeń porową. O niezerowej przepuszczalności można mówić, jeśli wartości tego parametru są większe od 3–4 μm . Wielkość efektu histerezy jest natomiast wskaźnikiem kształtu przestrzeni porowej,

w szczególności ilości pułapek kapilarnych. Te dwa parametry pomagają charakteryzować właściwości filtracyjne skał z tych próbek, w których nie oznaczono przepuszczalności absolutnej.

Dodatkowo dla 277 próbek udało się zestawić wyniki badań przepuszczalności wykonanych na próbkach typu *plug* (próbki cylindryczne o długości ok. 4 cm i średnicy 2,54 cm). Analizy przepuszczalności obejmowały materiał z 20 odwiertów. W bazie dominują piaskowce eoliczne z niewielką domieszką piaskowców fluwialnych. Reprezentatywność bazy można uznać za wystarczającą do analizy parametrów zbiornikowych i filtracyjnych.

Typy piaskowców zbiornikowych

Synteza wyników badań parametrów petrofizycznych piaskowców czerwonego spągowca pozwoliła na wydzielenie trzech charakterystycznych typów zbiornikowych (Such i in., 1999). Ich parametry zamieszczono w tabeli 1.

Tab. 1. Typy piaskowców zbiornikowych

Table 1. Type of reservoir sandstones

Typ <i>Type</i>	Charakterystyka zbiornikowa <i>Reservoir characteristics</i>	Porowatość <i>Porosity</i> [%]	Przepuszczalność <i>Permeability</i> [mD]	Średnica progowa <i>Threshold diameter</i> [μm]
I	Piaskowce o bardzo dobrych parametrach zbiornikowych i filtracyjnych <i>Sandstones with very good reservoir and permeability parameters</i>	>15	100–350	>20
II	Piaskowce o bardzo dobrych parametrach zbiornikowych i złych parametrach filtracyjnych <i>Sandstones with very good reservoir and poor permeability parameters</i>	>10	10–30	1–10
III	Piaskowce o niskiej porowatości <i>Low porosity sandstones</i>	<10	0,0	<3

¹Institut Nafty i Gazu, ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków, such@inig.pl, lesniak@inig.pl, slota@inig.pl

W czerwonym spągowcu występują jedynie piaskowce mające bardzo dobre oraz umiarkowane lub słabe właściwości zbiornikowe. Bardzo dobrze charakteryzują się wysokimi wartościami przepuszczalności oraz średnicy progowej (tab. 1). Pozostałe piaskowce o bardzo dobrej porowatości są to skały o stosunkowo niskiej lub zerowej przepuszczalności (zakres średnicy progowej 1–20 μm). W tej grupie mieszczą się potencjalne skały złożowe gazu zamkniętego (wartość średnicy progowej jest mniejsza od 3–4 μm). Trzecia grupa są to skały nieprzepuszczalne, o porowatości poniżej 10%, mogące magazynować gaz zamknięty.

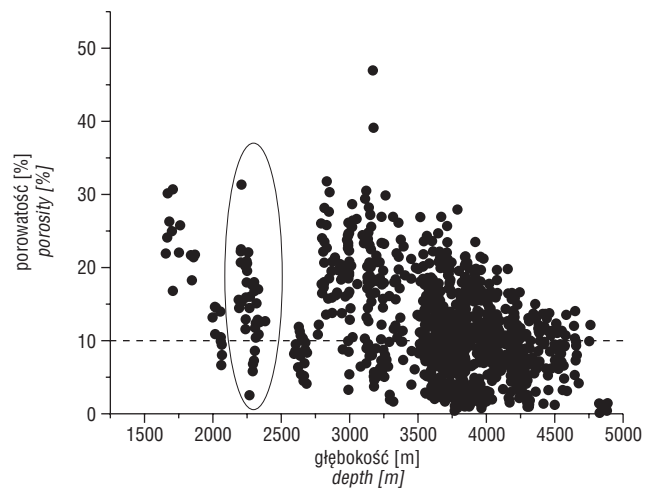
Badania korelacyjne

Na rycinie 1 zamieszczono wartości porowatości badanych skał w funkcji głębokości. Elipsą zaznaczono wyniki dla jednego z odwiertów. Widoczna jest pionowa kompleksowość wykształcenia utworów czerwonego spągowca. W tym odwiercie porowatość waha się w granicach od 2% do 32%. Podobne rozkłady tego parametru obserwuje się w innych odwiertach. Wraz z głębokością wartość maksymalnej porowatości spada, schodząc poniżej 15% w próbkach skał z głębokości sięgającej 5000 m, niemniej jednak w dalszym ciągu dominują skały o porowatości wyższej od 10% (wartość graniczna dla złóż gazu zamkniętego). W całej bazie danych słabymi parametrami zbiornikowymi wyróżniają się jedynie odwierty Budziszewice IG-1 oraz Dymek IG-1. Pakiety porowate w pozostałych odwiertach mają podobne parametry, a różnice w porowatości średniej dla odwiertu zależą od proporcji miąższości skał porowatych do skał niskoporowych w całym profilu utworów czerwonego spągowca.

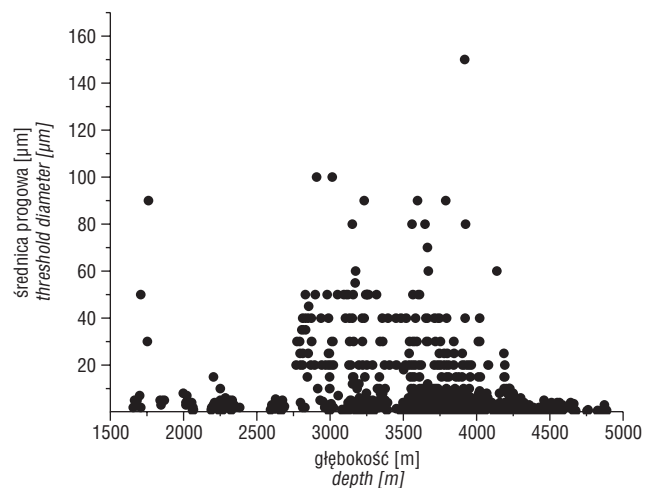
Rycina 2 przedstawia rozkład wartości średnicy progowej w funkcji głębokości. Widoczny jest brak korelacji z głębokością. Obwiednia otrzymanych wyników ma kształt dzwonowy. Widać jednak, że dla próbek z głębokości większej od 4250 m wartości tego parametru stają się właściwe dla skał zbiornikowych gazu zamkniętego (poniżej 6 μm). Rycina 3 to z kolei głębokościowa analiza przepuszczalności absolutnej. Można zauważyć brak spójności pomiędzy otrzymanymi wynikami dla średnicy progowej i przepuszczalności. W próbkach z głębokości poniżej granicznych 4250 m wszystkie wartości przepuszczalności absolutnej powinny być znacznie niższe od 1 mD. Tymczasem osiągają wartości do 200 mD. Wy tłumaczenie tego zjawiska zamieszczono w następnych rozdziałach.

Głębokie otwory

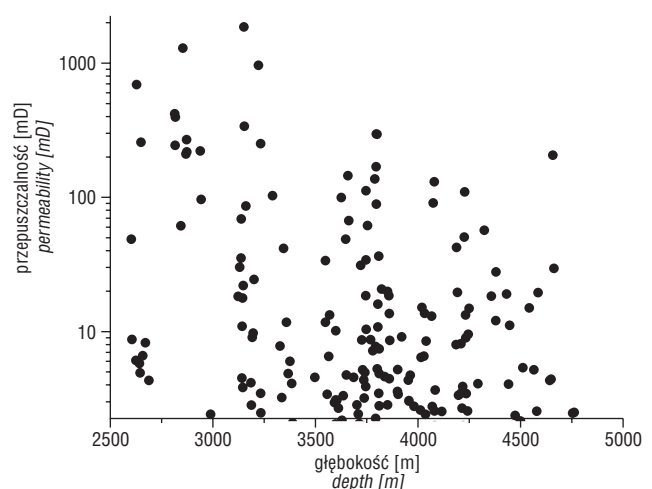
Z uwagi na architekturę basenu czerwonego spągowca (wzrost pogrzebienia osadów w kierunku osi basenu i słabe trendy głębokościowe w wykształceniu przestrzeni porowej) należy brać pod uwagę możliwość istnienia złóż w znacznych głębokościach. W związku z tym przeanalizowano głęboko zalegające, dotychczas nie badane warstwy z osiowej części basenu, częściowo zalegające pod utworami plai. Jest to ogromny obszar perspektywiczny. Z posiadanej bazy danych wybrano dane z 11 odwiertów obejmujące interwał 4000–5003 m. Są to piaskowce



Ryc. 1. Porowatość w funkcji głębokości (cała baza danych)
Fig. 1. Porosity versus depth (the whole database). Ellipse marks measurements obtained for a single well



Ryc. 2. Średnica progowa w funkcji głębokości (cała baza danych)
Fig. 2. Threshold diameter versus depth (the whole database)

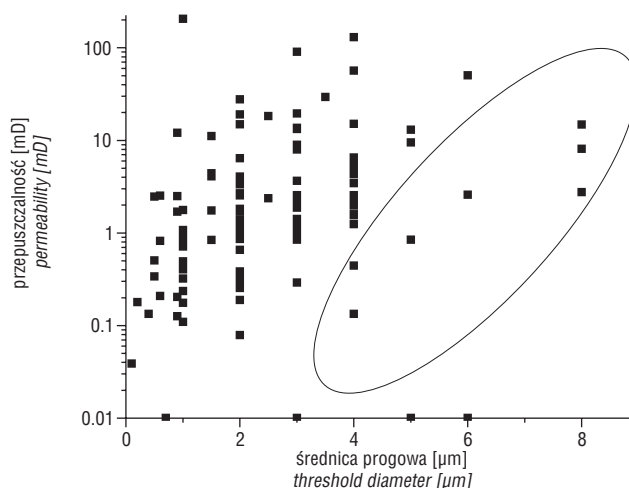


Ryc. 3. Przepuszczalność w funkcji głębokości
Fig. 3. Permeability versus depth

Tab. 2. Właściwości zbiornikowe i filtracyjne skał w głębokich otworach (>4000 m)
 Table 2. Reservoir and filtration parameters for deep boreholes (>4000 m)

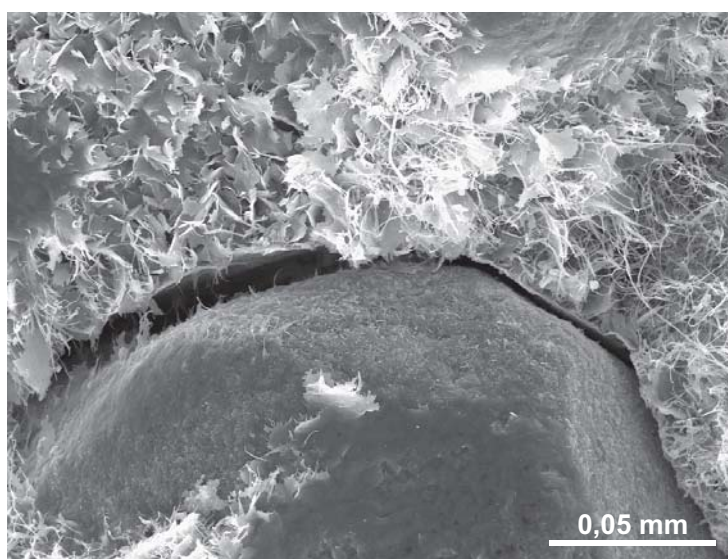
Liczba pomiarów Number of analysis	Odwiert Well name	Średnia porowatość Average porosity [%]	Liczba próbek ze średnicą progową > 3 μm Number of samples with threshold diameter > 3 μm	Średnia średnica progowa Average threshold diameter [μm]
1	Siekierki-4	6,6	0	2
13	Komorze-2	10,27	5	2,7
5	Miłosław-2	11,13	0	2
20	Obrzycko-3	8,43	11	8,4
6	Obrzycko-1	5,17	3	2,9
8	Goleńczewo-1	14,91	8	21,8
17	Ciechnowo-1	5,69	9	2,4
17	Kornik-2	11,45	6	2,5
27	Zakrzyń IG-1	9,38	1	1,2
68	Września IG-1	9,21	34	2,6
1	Korabiewice-1	3,02	0	0,25

eoliczne niecki poznańskiej. Otrzymane wyniki zamieszczono w tabeli 2. Kolejne kolumny zawierają informacje o liczbie badań, średniej porowatości, liczbie próbek charakteryzujących się wartością średnicy progowej wyższą niż 3 μm oraz średniej wartości średnicy progowej. Porowatość waha się w granicach 3,02–14,91%, przy czym w tych odwiertach, w których posiadano większą liczbę pomiarów, wartość minimalna wynosi 5,17%. Wahania tego parametru zależą wyłącznie od proporcji miąższości utworów o wysokiej i niskiej porowatości. W każdym odwiertcie istnieją warstwy o porowatości przekraczającej 10%. Parametry filtracyjne zmieniają się w szerokim zakresie. Wyróżnia się odwiert Goleńczewo-1, gdzie wszystkie próbki mają wartości średnicy progowej wyższe od 3 μm, a ich wartość średnia wynosi 21,8 μm. Są to konwencjonalne, bardzo dobre skały zbiornikowe. Dobrymi parametrami wyróżnia się także odwiert Obrzycko-3. Wartość średnia średnicy progowej wynosi 8,4 μm i w 11 z 20 przebadanych próbek wartość średnicy progowej jest wyższa od 3 μm. W pozostałych wartość średnia średnicy progowej



Ryc. 4. Wykres zależności przepuszczalność–średnica progowa < 8 μm. Elipsą zaznaczono próbki, których przepuszczalność ma charakter międzyziarnowy

Fig. 4. Permeability cross plot–threshold diameter < 8 μm. Ellipse marks samples with intergranular permeability



Ryc. 5. Mikroszczelina na granicy ziarna detrytycznego i cementu
Fig. 5. Microfracture at the border of detritic grain and cement

spada poniżej 3 μm (skały o parametrach złóż gazu zamkniętego).

Zestawiono wyniki badań przepuszczalności absolutnej z wynikami badań porozymetrycznych (zależność przepuszczalność–średnica progowa < 8 μm, zamieszczony na ryc. 4). Na podstawie badań porozymetrycznych tylko wyniki zamieszczone w elipsie można uznać za korelujące się. Przepuszczalność pozostałych skał powinna być niższa od 0,1 mD. Tymczasem widać, że obejmuje ona przedział 0,1–200 mD, przy czym w wielu skałach przekracza wartość 10 mD. Przeprowadzono badania petrograficzne mające wyjaśnić ten fenomen.

W skałach charakteryzujących się przepuszczalnością rzędu 0,1 mD do kilku mD znaleziono systemy mikroszczelin tworzące się głównie na powierzchniach ziaren, lecz tnących również włóknistym, który częściowo je zabliznił (ryc. 5).

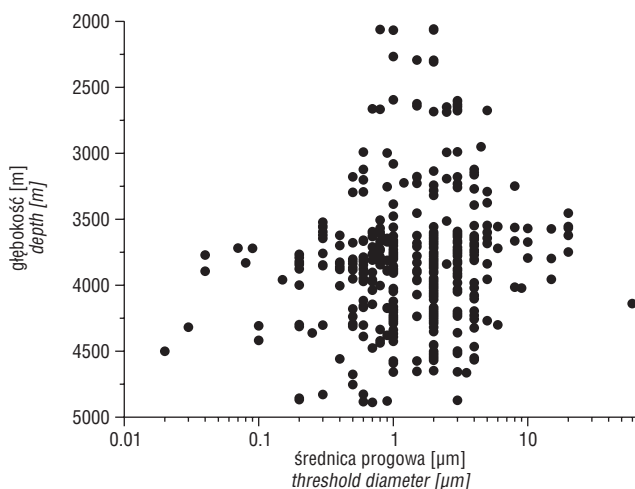
Są nieprzepuszczalne dla rtęci, ale mogą przepuszczać gazy.

W skałach o wyższych wartościach przepuszczalności znaleziono pseudoszczeliny (ryc. 6). Powstały one dzięki wtrąceniom grubszych ziaren (o średnicy 0,2–0,5 mm) w piaskowce eoliczne. W tego typu przewarstwieniach zazwyczaj występuje duży spadek ilości cementów. Analizując wymiary i skalę tych struktur, można wyliczyć wartości przepuszczalności szczelinowych, które bardzo dobrze korelują się z wartościami otrzymanymi w pomiarach laboratoryjnych na próbkach cylindrycznych. Ich brak w badaniach porozymetrycznych jest spowodowany dwoma efektami. Po pierwsze próbki brane do badań porozymetrycznych przełamwały się przeważnie na pseudoszczelinach, natomiast nawet w przypadku istnienia pseudoszczelin w badanych porozymetrycznie próbkach, rtęć wlewała się do nich swobodnie.

Rycina 4 pokazuje, że skała tego zjawiska jest duża i niezerowe wartości przepuszczalności w badanych skałach mogą mieć wpływ na powstawanie złóż gazu zamkniętego.

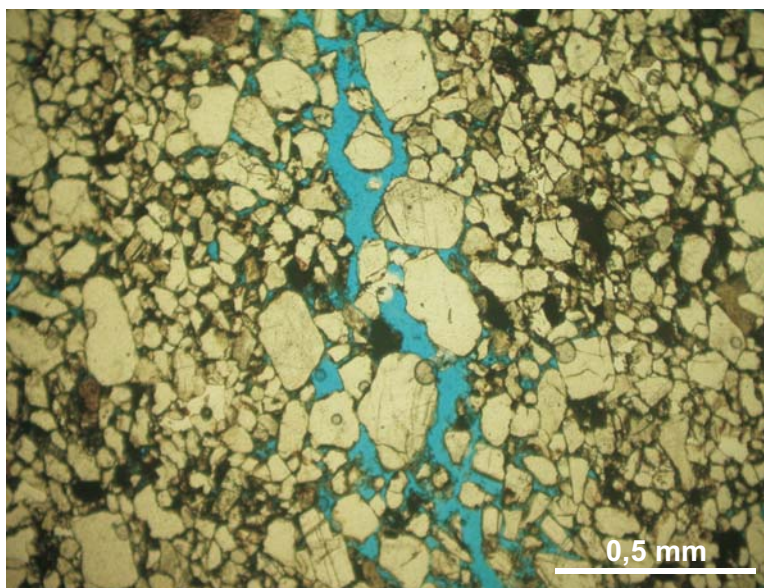
Właściwości piaskowców o porowatości poniżej 10%

Z posiadanej bazy danych wybrano wszystkie próbki, w których wartość porowatości była mniejsza od 10%. Jest to porowatość typowa dla piaskowców tworzących złoża gazu zamkniętego. Na rycinie 7 zamieszczono rozkład średnicy progowej w funkcji głębokości dla tych piaskowców, natomiast na rycinie 8 rozkład wartości powierzchni właściwej w funkcji głębokości. Z analizy danych na rycinie 7 wynika, że ogromna większość badanych próbek należy do piaskowców typowych dla złóż gazu zamkniętego, czyli charakteryzujących się wartościami średnic progowych mniejszymi od 1 μm . Jedynie 17 próbek charakteryzuje się wartościami średnicy progowej wyższymi od 3 μm . Specyficzny jest rozkład wartości powierzchni



Ryc. 7. Średnica progowa w funkcji głębokości (porowatość < 10%)

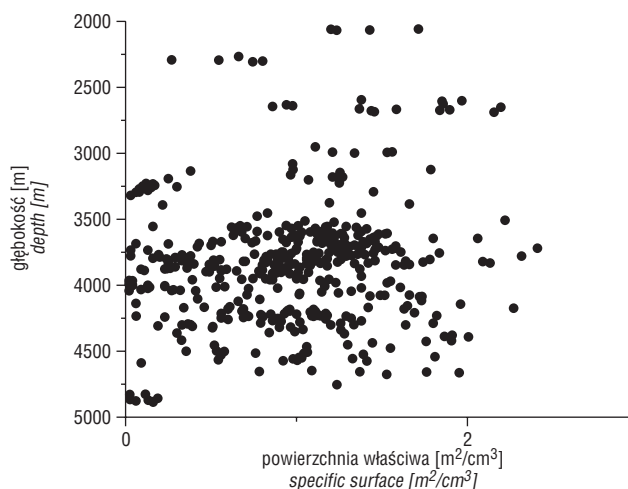
Fig. 7. Threshold diameter versus depth (porosity < 10%)



Ryc. 6. Pseudoszczelina w piaskowcach eolicznych
Fig. 6. Pseudofracture in the eolian sandstones

właściwej tych skał. Powierzchnia właściwa jest miarą oporu środowiska porowatego, przez który przepływa płyn złożowy. Widać, że wartość średnia tego parametru nie zależy od głębokości, przy czym w każdym wybranym przedziale głębokości powierzchnia właściwa poszczególnych skał waha się w granicach od wartości bliskich zera do ponad 2 m^2/cm^3 . Świadczy to o zmienności wartości parametrów przestrzeni porowej i potwierdza pionowe zróżnicowanie budowy (stwierdzone na podstawie analizy rozkładu porowatości).

Skały o niskiej wartości średnicy progowej i wysokiej wartości powierzchni właściwej będą skałami magazynującymi gaz i zamkniętymi dla przepływu płynów złożowych. Brak zależności wartości średniej powierzchni właściwej od głębokości świadczy o dominacji kompaktacji w skali regionalnej — przestrzeń porowa zachowuje swój kształt, lecz pod wpływem nadkładu wielkość porów i kanałów łączących staje się coraz mniejsza.



Ryc. 8. Powierzchnia właściwa w funkcji głębokości (porowatość < 10%)

Fig. 8. Specific surface versus depth (porosity < 10%)

Trendy głębokościowe

Na rycinie 1 przerywaną linią zaznaczono graniczną wartość porowatości 10%, charakterystyczną dla górnego ograniczenia złóż gazu zamkniętego. Widać, że dla wszystkich skał niecki poznańskiej залегających poniżej głębokości 4000 m nie ma problemu ze znalezieniem warstw o wyższej porowatości.

Problemem jest, do jakiej głębokości jest sens poszukiwać złóż gazu zamkniętego. Wykorzystano diagram Bearda i Weyla (1973) dla nieskonsolidowanych piasków. Na ten diagram nałożono wszystkie posiadane wyniki porowatości (ryc. 9). Dodatkowo w analizie wykorzystano wyniki redukcji porowatości pierwotnej (Lundegard, 1992) oraz analizę rozpuszczania skaleni w utworach czerwonego spągowca (wykonaną w projekcie 9 T12 B 047 25 — Biernacka i in., 2006), wskazujące na kompaktację jako główną przyczynę redukcji porowatości pierwotnej.

Na podstawie otrzymanych wyników można stwierdzić, że w dobrze wysortowanych piaskowcach eolicznych czerwonego spągowca jest szansa na znalezienie poziomów o porowatości rzędu 8–10% na głębokości do 7000 m. Widać również, że efekt rozpuszczania skaleni, wzrastający wraz z głębokością pogrzebania (Biernacka i in., 2006), na wykresie przejawia się przesunięciem części próbek nawet powyżej krzywej dobrego wysortowania.

O ile na tak dużej głębokości nie należy oczekiwać wysokich wartości przepuszczalności międzyziarnowej, o tyle mogą tam w dalszym ciągu występować wartości przepuszczalności poniżej 1 mD, charakterystyczne dla złóż gazu zamkniętego. Dodatkowo zdarzają się poziomy zeszcelinowane lub z pseudoszczelinami dające wartości przepuszczalności powyżej 1 mD.

Podsumowanie

1. Basen czerwonego spągowca charakteryzuje się występowaniem piaskowców o dużej porowatości. Nie ma problemu ze znalezieniem poziomów przepuszczalnych i porowatych, jak również poziomów spełniających definicję złóż gazu zamkniętego na głębokości do 4000 m.

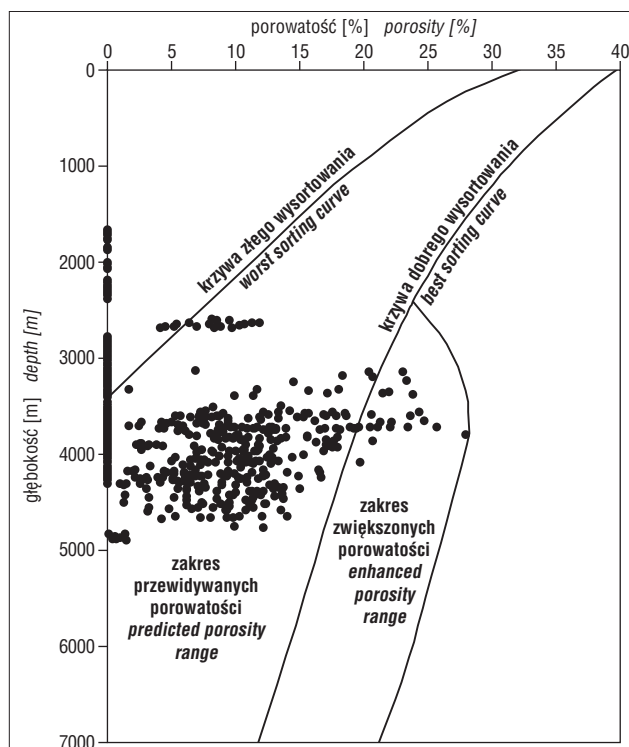
2. Porowatość piaskowców zmniejsza się wraz z głębokością, przy czym dominującym procesem w skali regionalnej jest kompaktacja mechaniczna.

3. Analiza trendów głębokościowych wskazuje, że można oczekiwać występowania piaskowców porowatych (ok. 10%) do głębokości 7000 m.

4. Zaobserwowano zjawiska poprawiające właściwości zbiornikowe i filtracyjne:

a) rozpuszczanie skaleni zwiększa porowatość piaskowców (zakres zwiększonej porowatości na ryc. 9);

b) istnienie mikro- i pseudoszczelin może poprawić właściwości filtracyjne skał zbiornikowych powyżej 1 mD, nawet na głębokości większej od 4000 m.



Ryc. 9. Porowatość w funkcji głębokości (wg Bearda i Weyla, 1973)

Fig. 9. Porosity versus depth (after Beard & Weyl, 1973)

5. Piaskowce czerwonego spągowca charakteryzują się pionową i oboczną zmiennością kompleksów litologicznych. Bardzo wiele próbek ma zerowe parametry zbiornikowe i filtracyjne — jest to związane z silną cementacją siarczanami i węglanami. Tworzą one poziomy uszczelniające w kompleksie piaskowcowym czerwonego spągowca i powinny pomagać w tworzeniu się pułapek litologicznych, jak również tworzeniu się zamkniętych złóż gazu zamkniętego. Uszczelnieniem mogą być również utwory plai przykrywające piaskowce eoliczne.

Literatura

- BEARD D.C. & WEYL P.K. 1973 — Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 57: 349–369.
- BIERNACKA J., LEŚNIAK G. & BUNIAK A. 2006 — Wpływ kompaktacji i cementacji na właściwości zbiornikowe piaskowców eolicznych czerwonego spągowca z obszaru monokliny przedsudeckiej. *Pr. Inst. Gór. Naft. i Gazow.*, 134.
- LUNDEGARD P.D. 1992 — Sandstone porosity loss — A “big picture” view of the importance of compaction. *J. Sediment. Petrol.*, 62: 250–260.
- NARKIEWICZ M. (red.) 1998 — Analiza basenów sedymentacyjnych Niżu Polskiego. *Pr. Państw. Inst. Geol.*, 165.
- SUCH P., MALISZEWSKA A. & LEŚNIAK G. 1999 — Właściwości filtracyjnego utworów górnego czerwonego spągowca a jego wykształcenie facjalne. *Pr. Inst. Gór. Naft. i Gazow.*, 104.

Praca wpłynęła do redakcji 8.02.2010 r.

Po recenzji akceptowano do druku 10.02.2010 r.