

WPLYW ZESZCZELINOWANIA NA ROPOGAZONOŚNOŚĆ MIKROPOROWYCH PIASKOWCÓW FLISZOWYCH

Influence of fracturing on oil- and gas-productivity of microporous flysch sandstones

Grzegorz MACHOWSKI & Jan KUŚMIEREK

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska,
Katedra Surowców Energetycznych; al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków;
e-mail: machog@geol.agh.edu.pl, kusm@geolog.geol.agh.edu.pl*

Treść: Objektami badań wpływu zeszczelinowania ropogazonośnych litofacji fliszu karpackiego na ich przepuszczalność i porowatość były od kilkudziesięciu lat zarówno rdzenie wiertnicze, jak i wychodnie. Badania rdzeni wiertniczych serii złożowej warstw krośnieńsko-grybowskich pola ropno-gazowego Słupnice k. Limanowej, a szczególnie całego profilu głębokiego odwiertu badawczego Kuźmina-1, wykazały istotny wpływ zwięzłości badanych serii na wzrost intensywności ich zeszczelinowania. W ostatniej dekadzie badania szczelinowatości koncentrowały się głównie na piaskowcach krośnieńskich oligocenu i inoceramowych kredy-paleocenu w obszarze wschodniej części Karpat. Prowadzono je w obrębie pól pomiarowych zlokalizowanych na wychodniach ropogazonośnych fałdów. Analiza rozległego zbioru danych przetworzonych na uśrednione parametry zbiornikowe wykazała, że efektywna porowatość szczelinowa całej populacji makroszczelin jest niska i tylko w pojedynczych przypadkach przekracza 1%. Natomiast całkowita przepuszczalność szczelinowa waha się w szerokim zakresie od ułamków do setek milidarcy (mD). Znamienne jest, że wyniki laboratoryjnych badań próbek skał z badanych serii piaskowcowych dokumentowały na ogół ich znikomą przepuszczalność międzyziarnową (zwykle poniżej 0.1 mD), związaną z dominującym udziałem mikroporów.

Słowa kluczowe: Karpaty Zewnętrzne, litofacje fliszowe, parametry petrofizycznej, makro- i mikro-szczelinowatość, prospekcja naftowa

Abstract: For tens of years the influence of fracturing of oil- and gas-bearing Carpathian flysch lithofacies on their permeability and porosity has been studied on drill cores and in outcrops. The analyses of cores from the reservoir series of the Krosno-Grybów Beds in the Słupnice near Limanowa oil and gas field, and particularly of the whole section of the Kuźmina-1 deep well, have proved strong influence of solidity of the studied series on their fracturing intensity. During the last decade the fracturing studies have been focused on the Oligocene Krosno Sandstones and Cretaceous-Paleocene Inoceramian Sandstones in the Eastern Polish Carpathians. The investigations have been carried out in measurement fields located within outcrops of oil- and gas-bearing folds. Analysis of a large set of data processed into averaged reservoir parameters has proved that the effective fracture porosity for the whole population of macrofractures is low and only rarely exceeds 1%. Total fracture permeability varies widely, from fractions of millidarcy to several hundred millidarcy (mD). It is characteristic that results of laboratory measurements of rock samples from the studied sandstone series have documented, in general, their insignificant intergranular permeability (usually less than 0.1 mD), related to predominant contribution of micropores.

Key words: Outer Carpathians, flysch lithofacies, petrophysical parameters, macro- and micro-fracturing, prospecting for petroleum deposits

WPROWADZENIE

W artykule przedstawiono główne kierunki i przegląd stanu badań mających na celu ilościową ocenę wpływu zeszczelinowania na ropogazoność karpackich piaskowców fliszowych, cechujących się niskimi parametrami zbiornikowymi. Znaczenie badań zeszczelinowania dla wyczerpującej oceny ich własności zbiornikowych, w szczególności litofacji węglanowych i zwięzłych typów piaskowców cechujących się zwykle mikroporowym charakterem przestrzeni międzyziarnowej, podkreślane były w wielu publikacjach i monografiach (m.in. Kulczycki 1959, Kozikowski 1967, Kuśmierek *et al.* 1975, Lenk 1980, Kuśmierek *et al.* 2001, Kuśmierek & Semyrka 2003, Kuśmierek & Machowski 2004b, Machowski 2006). Metodyka tych badań rozwijana była w Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie (Lenk 1972, Lenk & Ciechanowska 1994) oraz w Katedrze (dawniej: Instytucie) Surowców Energetycznych AGH (Kuśmierek 1989, Kuśmierek & Stefaniuk 1989, Kuśmierek & Machowski 2004a), częściowo na podstawie publikacji zagranicznych (m.in. Smechov *et al.* 1962); obejmując zarówno techniki badań rdzeni wiertniczych, odsłoneń powierzchniowych i estymacje oparte na wynikach profilowania odwiertów. Stosowana w powyższych publikacjach terminologia i kryteria klasyfikacji szczelin opierają się m.in. na monografiach: Liszkowskiego & Stochlaka (1976), van Golf-Rachta (1982) i Dadleza & Jaroszewskiego (1994).

W ilościowych interpretacjach wpływu zeszczelinowania na cechy zbiornikowe skał podstawowe znaczenie ma reprezentatywność zbiorów danych pomiarowych wobec zwykle nierównomiernej gęstości szczelin i zmiennych ich parametrów fizycznych. Odnosi się to zwłaszcza do wyboru obiektów badań, liczby wykonanych pomiarów elementarnych parametrów szczelin i ich dokładności. Dokładność wyznaczenia parametrów, szczególnie: rozwarłości szczelin, ich długości i stopnia wypełnienia, ma bezpośredni wpływ na wartości wyliczanych wskaźników porowatości szczelinowej (tj. pojemności efektywnej szczelin) i całkowitej przepuszczalności szczelinowej. Pierwsza z tych cech jest podstawowym kryterium arbitralnego podziału na mikroszczeliny, tj. spękania o rozwarości mniejszej od 0.1 mm i makroszczeliny o większym rozwarciu (ponad 0.1 mm). Kryterium to uwarunkowane jest przede wszystkim zróżnicowaniem technik badawczych możliwych do zastosowania w odniesieniu do makro- i mikroszczelin.

Makroszczeliny tworzą zwykle mniej lub bardziej uporządkowane zespoły bądź systemy nieciągłości ośrodka skalnego – o orientacjach przestrzennych uwarunkowanych zmiennym stanem naprężeń generowanych w kolejnych fazach tektonicznych – których parametry geometryczne mogą być przedmiotem bezpośrednich pomiarów makroskopowych w rdzeniach wiertniczych i odsłonięciach wychodni badanych kompleksów skalnych (m.in. Kuśmierek & Machowski 2004a). Niezależnie od makroszczelin o genezie tektonicznej – cechujących się zwykle niezgodną orientacją w stosunku do uławicenia warstw, a także największym rozwarciem i stopniem wypełnienia substancjami mineralnymi – wydziela się podgrupę spękań teksturalnych (litogenicznych), przeważnie o rozwarciu rzędu 0.1–0.2 mm, rozdzielających płaszczyzny uławicenia lub laminację warstw. Pomiary orientacji makroszczelin, jako potencjalnych dróg migracji płynów w ośrodku skalnym, istotne są dla wyliczania kierunkowych współczynników przepuszczalności szczelinowej (Semyrka 1985), np. w płaszczyznach zgodnych z uławiceniem warstw o wartościach, naturą rzeczy, niższych od wskaźników przepuszczalności całkowitej.

Badania mikroszczelin prowadzi się metodami laboratoryjnymi dla wyselekcjonowanych próbek skał za pomocą różnych technik badawczych. Najczęściej na płytkach cienkich (szlifach) i tzw. replikach – tj. odbiciach płaszczyzn ich przecięć (zwanych zgładami) utrwalonych na specjalnych błonach celulozowych – techniką preparacyjną opracowaną w INiG w Krakowie (Paduszyński 1965, Lenk 1969), stosując optyczne powiększenia uzyskanych obrazów (100–400-krotne) umożliwiające pomiar geometrycznych parametrów niezbędnych do oszacowania współczynników porowatości i przepuszczalności mikroszczelin. Płytki cienkie wykorzystywane są przede wszystkim do pomiarów spękań o najmniejszych rozwarciach, przy zastosowaniu metody tzw. trawersów losowych w celu określenia wskaźników ich gęstości objętościowej, na podstawie których wylicza się porowatość i przepuszczalność mikroszczelin (Leśniak & Darlak 1995). Na powierzchniach zgładów rdzeni wiertniczych prowadzono też obserwacje w świetle ultrafioletowym, które umożliwiły wykrycie śladów migracji węglowodorów w obrębie spękań oraz oznaczenie ich intensywności (Kuśmerek *et al.* 1975, Gładysz *et al.* 1990).

Zakresy rozwarcia mikroszczelin i ich porowatości efektywne interpretowane były również na podstawie analizy krzywych włączania rtęci, uzyskanych z pomiarów porozymetrycznych (Kuśmerek & Semyrka 2003).

Problem ujęty w tytule publikacji był impulsem do badań tych ropogazonośnych serii piaskowcowych lub piaskowcowo-mułowcowych, które w świetle oznaczeń laboratoryjnych cechowały się słabymi właściwościami zbiornikowymi porowatości międzyziarnowej, w tym najczęściej zerowymi wartościami przepuszczalności, na podstawie których nie można było zakwalifikować ich do kategorii zbiorników naftowych. Obiektem badań, których wyniki scharakteryzowano poniżej, były horyzonty produktywne w profilach warstw krośnieńsko-grybowskich pola gazowo-kondensatowego Słopnice k. Limanowej, badane w kilkunastu profilach wierceń (Kuśmerek *et al.* 1975), profilu głębokiego otworu Kuźmina-1, który przewiercił pełną sekwencję litostratygraficzną serii skolskiej (Kuśmerek & Stefaniuk 1989, Gładysz *et al.* 1990), a przede wszystkim wychodnie i rdzenie piaskowców krośnieńskich dolnych oraz wychodnie piaskowców inoceramowych w obrębie wschodniej części Karpat polskich.

Badania piaskowców krośnieńskich i inoceramowych prowadzone były w latach 2001–2007 przez dyplomantów Katedry Surowców Energetycznych oraz w latach 2005–2007 przez dyplomantów i pracowników KSE w ramach polsko-ukraińskiego projektu badawczego DWM/1818-1/2N 2005, realizowanego m.in. we współpracy z Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie.

ROPOGAZONOŚNE LITOFACJE PIASZCZYSTO-ILASTYCH WARSTW KROŚNIEŃSKO-GRYBOWSKICH

Podjęcie badań szczelinowatości piaszczysto-ilastych warstw grybowskich i krośnieńskich (oligocen) jednostki dukielsko-grybowskiej (Fig. 1) uzasadnione było odkryciem w 1973 r. przemysłowych nagromadzeń węglowodorów pod nasunięciem piaszczowiny magurskiej w elemencie strukturalnym Słopnic k. Limanowej (Jawor *et al.* 1974).

Badania laboratoryjne próbek rdzeni z wielowarstwowych horyzontów produktywnych, składających się z cienkoławicowych piaskowców, mułowców i łupków, wykazały, że ich porowatość efektywna typu mikroporowego nie przekracza 8%, a przepuszczalność – kilku mD, natomiast w całym kompleksie złożowym powszechnie występują strefy spękań, często o charakterze brekcji tektonicznych.

Pomiary zeszczerpinowania prowadzono na całym dostępnym materiale rdzeniowym oraz w celu porównawczym w siedmiu odsłonięciach powierzchniowych (Kuśmerek *et al.* 1975, Semyrka & Vo Duc Tinh 1976, Kuśmerek & Machowski 2004b). Przedmiotem pomiarów były parametry przestrzenne wszystkich obserwowanych makroszczelin typu tektonicznego i teksturalnego oraz stopień ich wypełnienia substancjami mineralnymi a także orientacja przestrzenna w najlepiej zachowanych segmentach rdzeni. Do oceny intensywności zeszczerpinowania wykorzystano również wskaźniki pośrednie: podzielnosc rdzeni (ilość segmentów w 1 mb) i procentowy ich uzysk. Pomiary elementarnych parametrów szczelin i wizualne oceny szacunkowe stopnia ich wypełnienia (za pomocą lupy) przeliczono na uśrednione dla poszczególnych segmentów: długości szczelin, liniowe gęstości poziome i pionowe, kąty upadu, szerokości rozwarcia, powierzchniowe współczynniki szczelinowatości całkowitej; obliczenia wykonano odrębnie dla makroszczelin typu tektonicznego i teksturalnego. Pomiary parametrów geometrycznych mikroszczelin wykonano na zbiorze 32 próbek rdzenia, posługując się powiększeniami obrazów ich replik. Przeprowadzono także obserwację ich zglądów w świetle ultrafioletowym, które wykazały obecność węglowodorów w mikroszczelinach 29 próbek.

Wyliczone dla interwałów produktywnych pola ropno-gazowego Słupnice zakresy zmienności współczynników makroszczelinowatości efektywnej, uśrednione na 1 mb, zestawiono w tabeli 1.

Tabela (Table) 1

Zakresy zmienności współczynników makroszczelinowatości i mikroszczelinowatości w profilach odwiertów pola ropno-gazowego Słupnice

Ranges of variability of macrofracturing and microfracturing coefficients in well sections of the Słupnice oil and gas field

Litologia/wiek <i>Litology/age</i>	Otwór wiertniczy <i>Well</i>	Interwał głębokościowy <i>Depth interval</i>	Współczynnik makroszczelinowatości <i>Macrofracturing coefficient [%]</i>	Współczynnik mikroszczelinowatości <i>Microfracturing coefficient [%]</i>
Warstwy krośnieńsko- grybowskie; oligocen <i>Krosno-Grybów Beds; Oligocene</i>	Słupnice-1	1513.8–4441.0	0.05–0.64	0.03–0.27
	Słupnice-2	1783.1–1792.0	0.52	4.23*
	Słupnice-3	1627.1–1884.5	0.03–0.04	0.04–0.94
	Słupnice-4	1615.0–1732.7	0.81–6.24	0.25–1.11
	Słupnice-10	1844.0–2200.0	0.00–3.38	0.04–1.03
	Słupnice-19	1477.0–1483.0	0.02–0.30	0.01–0.30
	Słupnice-28	1746.1–2220.0	0.05–0.50	0.01–0.59
	Słupnice-33	1342.0–1900.0	0.00	0.13–0.19
	Leśniówka-3	1728.5–2029.0	0.08–0.10	0.02–0.34

* Pomiary mikroszczelin wykonano tylko dla jednej próby / *Measurements of microfractures were performed for one sample only.*

Zakresy zmienności są najczęściej o rząd wielkości niższe od współczynników szczelinowości całkowitej, ale znacznie wyższe od zakresu wartości wyznaczonych dla nieproduktywnych interwałów badanych wierceń. Znaczące, a niekiedy większe są współczynniki porowatości mikroszczelinowej (Tab. 1), aczkolwiek ze względu na zbyt małą liczebność zbioru badanych próbek nie można uznać go za reprezentatywny statystycznie.

Na tle przeważnie niższych współczynników efektywnej porowatości szczelinowej – w stosunku do efektywnej porowatości międzyziarnowej (oznaczonej laboratoryjnie) – przepuszczalności szczelinowej wyliczone dla kierunków subhoryzontalnej filtracji płynów w ośmiu profilach wierceń, najlepiej udokumentowanych materiałem rdzeniowym, mieszczą się w zakresie 86–236 mD, co kwalifikuje produktywne kompleksy warstw do skał zbiornikowych typu szczelinowego.

LITOFACJE SERII SKOLSKIEJ W PROFILU ODWIERTU KUŹMINA-1

Odwiercenie najgłębszego w Polsce otworu badawczego Kuźmina-1 (7541.5 m) umożliwiło m.in. przeprowadzenie pomiarów i obserwacji szczelin na głębokościach dotychczas niedostępnych do badań. Odwiert ten rozpoznał pełną sekwencję ogniw litostratygraficznych serii skolskiej, nawiercając pod nasunięciem płaszczowiny skolskiej molasy mioceńskie i utwory prekambriu podłoża platformowego (Borys *et al.* 1989). Zakres badań obejmował cały materiał rdzeniowy o długości 280 mb, pochodzący z 85 interwałów rdzeniowych.

Zbiór parametrów makroszczelin przetwarzano na wskaźniki (uśrednione na 1 mb interwału rdzeniowanego) charakteryzujące: liniową i powierzchniową gęstość szczelin, szczelinowość całkowitą i efektywną; odrębnie dla szczelin typu tektonicznego i teksturalnego oraz dla szczelin tektonicznych opracowano również diagramy kątów i kierunków upadu oraz uśrednione zakresy ich rozwarcia (Kuśmierek & Stefaniuk 1989).

Wydzielonym elementem badań były pomiary parametrów mikroszczelin, które prowadzono na replikach zglądów 50 próbek rdzeni, przy zastosowaniu 400-krotnego powiększenia ich obrazów. Parametry te przeliczano następnie na gęstości powierzchniowe (mm/cm^2) i procentowe współczynniki mikroszczelinowości całkowitej (Gładysz *et al.* 1990).

Obszerny materiał rdzeniowy z odwiertu Kuźmina-1 był wszechstronnie badany m.in. metodą porozymetryczną (Such *et al.* 1995). Badania te wykazały, że w rozpoznanym profilu serii skolskiej podwyższone porowatości efektywne cechują piaskowce kliwskie (starszy oligocen) i niektóre pakiety gruboławicowe piaskowców krośnieńskich (młodszy oligocen), spaskich (starsza kreda) i inoceramowych (młodsza kreda – paleocen), na tle pozostałych kompleksów piaskowcowych niespełniających kryteriów skał zbiornikowych. Jak wykazały badania laboratoryjne, własności zbiornikowe zanikają wraz z głębokością, np. w piaskowcach spaskich z interwału 4896–4902 m stwierdzono porowatość efektywną próbek rdzenia w zakresie 13.3–16.3% i przepuszczalność 18.6–61.1 mD, w piaskowcach z interwału 6403–6407 m odpowiednio: 6.8–7.8% i 0.12–0.19 mD (wg Karnkowski *et al.* 1988). Wymienione kompleksy charakteryzują się jednocześnie znikomymi współczynnikami

powierzchniowej gęstości i porowatości makroszczelin (Fig. 2), z wyjątkiem piaskowców spaskich w profilu najgłębszej łuski, gdzie są one silnie zdiagenezowane. Powierzchniowa gęstość makroszczelin narasta w sposób nieregularny wraz z głębokością, osiągając wartości maksymalne rzędu 4–8 m/m² poniżej 3500 m w obrębie drobnorytmicznych pakietów składających się z margli, mułowców i piaskowców drobnziarnistych (szczególnie ich litotypów wapnistych) oraz skrzemionkowanych o dużej zwięzłości. Współczynniki szczelinowatości całkowitej na ogół niskie w górnej części profilu, rzędu dziesiątych części procenta, wzrastają w jego części dolnej do wartości 9.8% (Fig. 2).

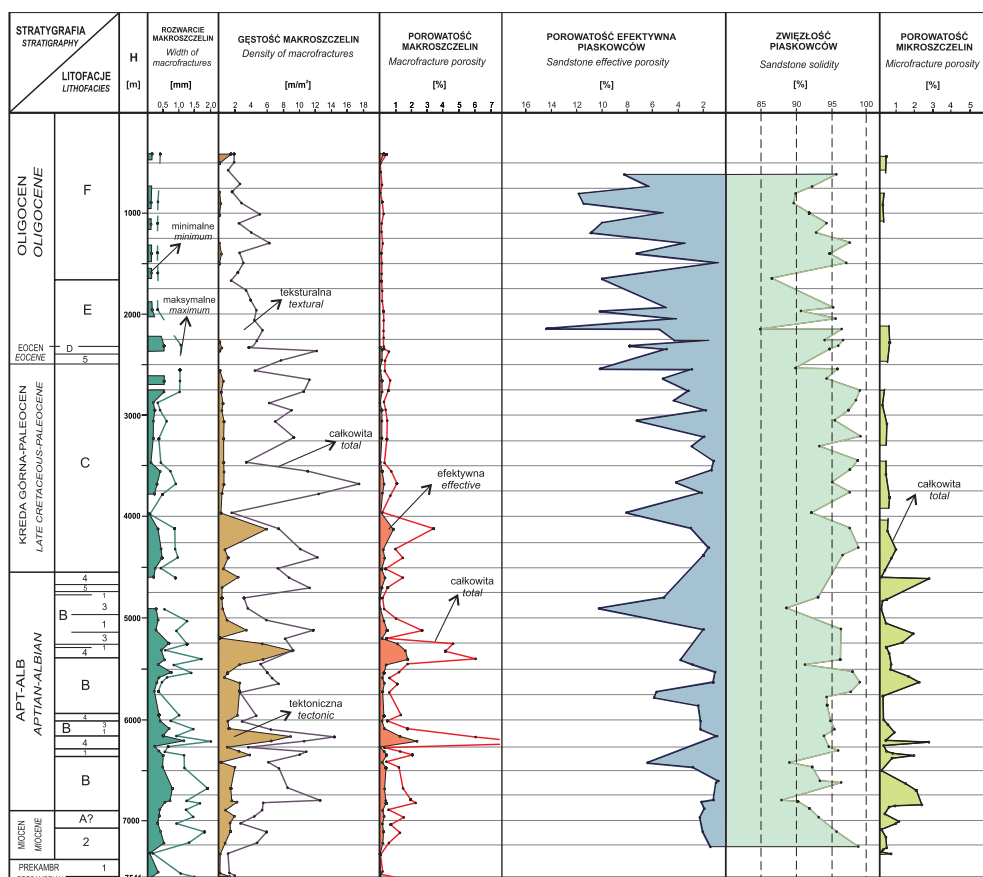


Fig. 2. Zestawienie parametrów petrofizycznych w profilu odwiertu Kuźmina-1 (wg Kuśmerek & Stefaniuk 1989, Machowski & Kuśmerek 2004): A – warstwy stebnickie, B – warstwy spaskie, C – warstwy inoceramowe, D – warstwy hieroglifowe, E – warstwy menilitowe, F – warstwy krośnieńskie; 1 – łupki, 2 – zlepieńce, 3 – piaskowce, 4 – margle krzemionkowe, 5 – łupki pstre

Fig. 2. Compilation of petrophysical parameters in the Kuźmina-1 well section (after Kuśmerek & Stefaniuk 1989, Machowski & Kuśmerek 2004): A – Stebnik Beds, B – Spas Beds, C – Inoceraman Beds, D – Hieroglyphic Beds, E – Menilite Beds, F – Krosno Beds; 1 – shales, 2 – conglomerates, 3 – sandstones, 4 – siliceous marls, 5 – variegated shales

Podobny trend cechuje rozwarcie makroszczelin w podzbiorze szczelin tektonicznych, osiągając wartości 0.9–2.0 mm w strefach intensywnie sfałdowanych starszych ogniw kredy, dyslokowanych nasunięciami. Niemniej, wysoki stopień wypełnienia szczelin, w zakresie 0.8–1.0 (ułamek ich powierzchni), drastycznie redukuje potencjalną pojemność zbiornikową do wartości oscylujących w granicach 0.5% i nieprzekraczających 2.5%, wyliczanych jako średnie na 1mb (Kuśmierek & Stefaniuk 1989).

Zbliżone trendy intensywności zeszczelinowania uzyskano z pomiarów mikroszczelin, których rozwarcia w badanym zbiorze próbek mieściły się w zakresie 0.018–0.0606 mm. W próbkach pochodzących z głębszych interwałów rdzeniowych procentowe współczynniki porowatości mikroszczelin wykazują się często wartościami wyższymi od współczynników makroszczelinowatości (Gładysz *et al.* 1990).

Ślady ropy w makroszczelinach stwierdzono w rdzeniach pobranych z głębokości: 2248–2250, 2294–2297 i 6578–6582 m oraz w mikrospekaniach na powierzchniach zgładów rdzeni obserwowanych w świetle ultrafioletowym, w próbkach z przedziału głębokości 6447–6798 m.

Do oceny względnej podatności badanych kompleksów piaskowcowych na rozwój spekań może być użyteczny, według autorów (Machowski & Kuśmierek 2004), wskaźnik ich zwięzłości. Wskaźnik ten, stosowany w ocenie stopnia skompaktowania osadów detrytycznych (Baldwin & Butler 1985), wyliczany jest z ilorazu gęstości objętościowej i szkieletowej, oznaczonej metodami laboratoryjnymi m.in. na podstawie pomiarów porozymetrycznych. Jest on odwrotnie proporcjonalny do efektywnej porowatości międzyziarnowej, wykazując wyraźne korelacje z podwyższonymi wskaźnikami makroszczelinowatości, tj.: ich rozwarciem, gęstością powierzchniową i porowatością; a także z mikroszczelinowatością, przy czym ze względu na punktowy charakter jej oznaczenia bliższe zależności są trudne do ustalenia (Fig. 2).

PIASKOWCE INOCERAMOWE I KROŚNIEŃSKIE SERII SKOLSKIEJ

W latach 2006–2007, w ramach realizacji prac dyplomowych i polsko-ukraińskiego projektu badawczego, dyplomanci Katedry Surowców Energetycznych wykonali przeglądowe badania zeszczelinowania piaskowców inoceramowych i krośnieńskich serii skolskiej w strefach ich wychodni (Fig. 3), pod kątem korelacji z wynikami oznaczeń własności zbiornikowych w rdzeniach wiertniczych (m.in. odwiertu Kuźmina-1). Trzy obiekty badań zlokalizowane zostały na wychodniach roponośnych fałdów: Wary, Tyrawy Solnej – Mrzygłodu i Łodyny – kopalni (Tab. 2).

Szczelinowatość piaskowców inoceramowych dokumentują pomiary i obserwacje makroszczelin wykonane w 17 polach pomiarowych. Syntetyczne wyniki badań przedstawiono w postaci zakresów zmian: porowatości i przepuszczalności szczelinowej oraz efektywnego rozwarcia szczelin, a także średnich porowatości i przepuszczalności. W wypadku obiektów zlokalizowanych w strefach złożowych zarówno zakresy zmienności poszczególnych wskaźników, jak i wartości średnie są wielokrotnie wyższe, szczególnie przepuszczalność piaskowców w fałdzie Wary (Tab. 2), gdzie piaskowce są roponośnym horyzontem w skrzydle wgłębnego przegubu antykliny, na głębokości ok. 400 m.

Tabela (Table) 2

Zestawienie lokalizacji litostratygicznej i strukturalnej badanych odsłoneń powierzchniowych oraz ich parametrów makroszczelinowości w obszarze jednostki skolskiej
Compilation of the lithostratigraphic and structural locations of studied surface exposures and their macrofracturing parameters within the Skole Unit area

Profil/autor Section/author	Zakres porowatości szczelinowej Range of fractures porosities [%]	Zakres przepuszczalności szczelinowej Range of fractures permeabilities [mD]	Zakres efektywnego rozwarcia szczelin Range of effective fracture widths [mm]	Liczba pól pomiarowych Number of measurement fields	Średnia porowatość Average porosity [%]	Średnia geometryczna przepuszczalności Geometric mean of permeability [mD]
Piaskowce krosieńskie <i>Krosno Sandstones</i>	Fałd Tyrawy Solnej – Mrzygłodu / Tyrawa Solna – Mrzygłód Fold					
	Tyrawa Solna/ Szłaga 2006	0.01–0.05	0.003–0.106	0.02–0.05	4	0.020
	Fałd Wańkowej – wsi / Wańkowa Village Fold					
	Wańkowa/ Szłaga 2006	0.02–0.08	0.015–0.333	0.03–0.07	3	0.060
Piaskowce inoceramowe <i>Inoceramian Sandstones</i>	Fałd Korzeńca / Korzeniec Fold					
	Wola Korzniecka/ Szłaga 2006	0.04–0.09	0.054–0.191	0.04–0.07	4	0.053
	Fałd Wary / Wara Fold					
	Niewistka/ Czajkowska 2007	0.16–0.56	0.316–36.861	0.13–0.90	7	0.344
Brzegi Dolne/ Maruta 2007	Fałd Łodyny – kopalni / Łodyna Oil Mine Fold					
		0.02–0.59	0.035–110.014	0.05–0.47	6	0.219
						2.111

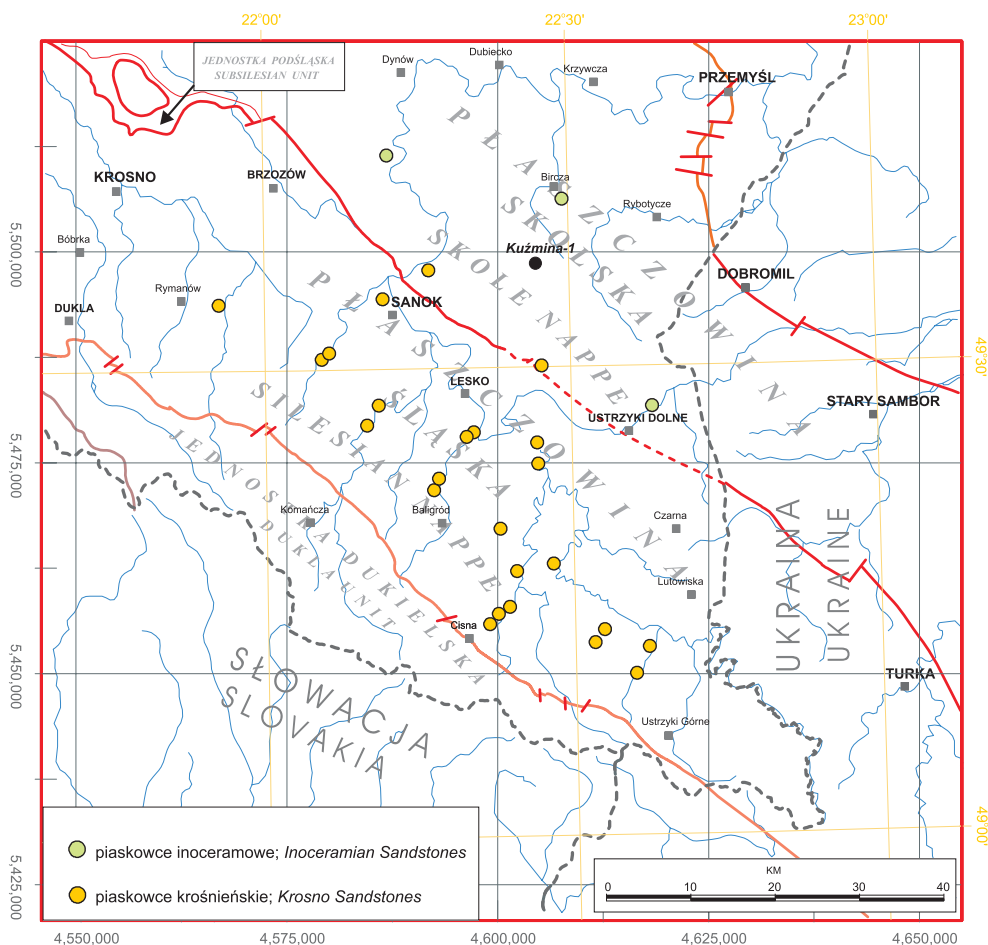


Fig. 3. Lokalizacja otworu Kuźmina-1 oraz odsłonieć powierzchniowych, w których prowadzono badania szczelinowości skał

Fig. 3. Location of the Kuźmina-1 well and surface exposures in which fracturing studies were carried out

Gruboławicowe piaskowce inoceramowe są też horyzontem produktywnym w złożach ropy naftowej Hłomcza i Słonne (Marcinkowski & Szewczyk 2008). Wobec niskich ich porowatości i przepuszczalności międzyziarnowych genę uformowania wymienionych akumulacji węglowodorów wiąże się z obecnością systemów spękań (Karnkowski 1993). Zwracają uwagę najniższe wartości analizowanych parametrów wyliczone dla fałdu Korzeńca, który zlokalizowany jest poza strefą perspektywną dla odkrycia złóż w obszarze płaszczowiny skoleńskiej.

Podane (tab. 2) zakresy rozwarcia szczelin odnoszą się do wyliczonej szerokości otwartej (efektywnej) makroszczelin, której wartość jest zwykle znikoma w stosunku do całkowitej.

W gruboławicowych piaskowcach krośnieńskich w profilu serii skolskiej nie wykazano dotychczas obecność objawów i przyplływów węglowodorów (Marcinkowski & Szewczyk 2008). Niemniej, jako potencjalna skała zbiornikowa typu mikroporowego, były obiektem badań stopnia zeszczerelinowania w fałdach: Tyrawy Solnej – Mrzygłodu i Wańkowej – wsi, gdzie ich kompleksy budują nadkład roponośnej serii piaskowców kliwskich. W odróżnieniu od znacznie wyższego stopnia zeszczerelinowania tego ogniwa w profilu serii śląskiej, szczególnie piaskowców typu otryckiego, w badanych obiektach systemy szczelin są miernie rozwinięte, co dokumentują najniższe zakresy porowatości i przepuszczalności szczelinowej w profilach serii skolskiej, tj.: 0.01–0.08% i 0.003–0.333 mD.

ROPONOŚNA LITOFACJA PIASKOWCÓW KROŚNIEŃSKICH SERII ŚLĄSKIEJ

W profilu litofacji krośnieńskiej wydziela się spągowe ogniwo piaskowców gruboławicowych pod nazwą warstw krośnieńskich dolnych (młodszy oligocen), których litotypy pojawiają się już w górnych warstwach przejściowych (Fig. 1).

Poziom gruboławicowy jest jedynym dotychczas udokumentowanym kompleksem ropogazonośnym we wschodniej części centralnego synklinorium karpackiego, cechującym się niewielką dojrzałością teksturalną i mineralogiczną, ujawniającą się konsekwentnie słabymi własnościami zbiornikowymi oraz porowatością efektywną najczęściej rzędu 3–8% z dominacją pakietów zwężonych i nieprzepuszczalnych (Bachleda-Curuś & Semyrka 1992, 1995, Such *et al.* 1995, Kuśmierek & Semyrka 2003). Niemniej, są one produktywną skałą zbiornikową w kilkunastu strukturach złożowych, obecnie w większości wyeksploatowanych, wśród których największe sumaryczne wydobyte, przekraczające 200 tys. ton ropy naftowej, uzyskano z pól: Czarna i Tarnawa – Wielopole.

Zarówno kompleksowa interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej (Ciechanowska *et al.* 1993, 1995), jak i analiza wyników oznaczeń laboratoryjnych (Baczyński *et al.* 1992, Kuśmierek *et al.* 2001) kwalifikują piaskowce krośnieńskie jako typowy kolektor mikroporowo-szczelinowy (Kuśmierek & Machowski 2004b, Machowski 2006), który w świetle historii eksploatacji złóż węglowodorów charakteryzuje się początkowo wysokimi wydatkami ropy, a następnie szybkim spadkiem wydobywania i ciśnień złożowych wraz z zawadnianiem horyzontów produktywnych (Marcinkowski & Szewczyk 2008).

Przytoczone powyżej cechy piaskowców krośnieńskich uzasadniały celowość rozległych badań ich zeszczerelinowania w profilach wierceń i odśnieżeń powierzchniowych, wynikającą również z powszechnej dostępności ich wychodni. W odśnieżeniach powierzchniowych były one badane przez dyplomantów w ramach opracowywania prac magisterskich i inżynierskich w latach 2001–2007, przygotowywanych pod kierunkiem J. Kuśmierka.

Badania kontynuowano w profilach wierceń we współpracy z Instytutem Nafty i Gazu w Krakowie, jako jeden z elementów polsko-ukraińskiego programu badawczego, również na obszarze Karpat ukraińskich (w rejonie Turki).

Kompleksowe wyniki badań szczelinowatości piaskowców krośnieńskich w obrębie wschodniej części centralnego synklinorium karpackiego, w aspekcie prospekcji naftowej tego obszaru, są przedmiotem przygotowywanej rozprawy doktorskiej (Machowski 2008).

Zakresy wstępnie zinterpretowanych wyników pomiarów i obserwacji systemów spękań omawianego kompleksu piaskowców zestawiono w tabeli 3 (na wklejce). Zawiera ona przeglądowe wyniki badań dyplomantów, oparte na materiale dokumentacyjnym pochodzącym ze 131 pól pomiarowych, zlokalizowanych na 22 obiektach (Fig. 3), w obrębie ośmiu roponośnych fałdów (niektóre w strefie obszarów górniczych).

Zarówno zakresy poszczególnych wskaźników szczelinowatości, jak i ich wyliczone średnie cechuje drastyczny rozrzut wartości, uwarunkowany – jak podkreślono we wstępie – nierównomierną gęstością szczelin i zmiennością ich parametrów geometrycznych, na którą ma wpływ litofacja skał, ich stopień diagenety (zwięzłość), a także miąższość ławic oraz pozycja strukturalna pól pomiarowych, m.in. w strefach dyslokacji tektonicznych i intensywnych sfałdowań lokalnych; nie wspominając procesów sterujących ich genezą, takich jak: zmienne pola naprężeń tektonicznych, gradienty ciśnień indukowane przemianami fazowymi mediów itp.

W ogólności, pakiety bardziej porowate cechuje mniejszy stopień zeszczelinowania, szczególnie w północnej i zachodniej części badanego obszaru (na zachód od doliny Oslawy – Fig. 3), gdzie dominuje tzw. subfacja beska (Wendorff 1986), nazywana też leską (*Geological atlas...*, 1989 – tabl. I). W jej obrębie zlokalizowane były pola pomiarowe na fałdach: Bobrki – Rogów i Grabownicy – wsi o znacząco niższych, średnich przepuszczalnościach, tj. w zakresie 0.025–0.090 mD. Maksymalne wartości tego parametru są niekiedy do czterech rzędów wielkości wyższe dla otryckiej subfacji piaskowców krośnieńskich, rozwiniętej w tzw. bieszczadzkim podregionie facjalnym (Żytko 1969), dochodząc np. na wychodniach fałdu Suchych Rzek do ok. 4821 mD. Wartości te, uzyskane z trzech pól pomiarowych w profilu Solinki (Tab. 3), należy jednak uznać za mało wiarygodne ponieważ pola zlokalizowane były w strefie nawisu skalnego (odprężony górotwór). W obrębie subfacji leskiej najwyższe przepuszczalności udokumentowano na wychodniach fałdu Tarnawy – Wielopola w profilach doliny Sanu koło zapory w Solinie i w kamieniołomie Bóbrka – w zakresie 558–757 mD. Ten ostatni przedział średnich przepuszczalności może być „skażony” wpływem działalności górniczej i oddziaływaniem zbiornika wodnego na odprężenie górotworu.

Niemniej, niewielkie akumulacje ropne w Zatwarnicy i Dwerniku są niewątpliwie związane z intensywnym zeszczelinowaniem piaskowców otryckich. Kompleksy roponośne w obydwu tych polach występują w istocie z gruboławicowymi piaskowcami typu otryckiego, przelawicających cienkoławicowy flisz warstw przejściowych górnych.

Szczelinowatość roponośnych serii zbiornikowych pola Dwernik dokumentują wyniki badań makro- i mikroszczelin w rdzeniach wiertniczych kilku niegłębokich otworach eksploatacyjnych i głębokim wierceniu Dwernik-3 które rozpoznało pełną sekwencję osadów paleogenu do końcowej głębokości 4516 m. Do oceny porowatości i przepuszczalności mikroszczelin wykorzystano płytki cienkie, prowadząc pomiary metodą trawersów losowych (Such *et al.* 2007), których rezultaty są zaskakujące.

Zarówno porowatość efektywna (Fig. 4), jak i przepuszczalność mikroszczelin (Fig. 5) w siedmiu próbkach rdzenia z otworu Dwernik-3 jest przeciętnie dwa rzędy wielkości wyższa od tych samych parametrów wyliczonych na podstawie pomiaru makroszczelin, tj. w zakresie około 2–19% i około 4–33 mD. Świadczy to o wybitnie szczelinowym typie badanych piaskowców, jak i istotnym znaczeniu pomiarów mikroszczelin dla wyczerpującej oceny właściwości zbiornikowych piaskowców o strukturze mikroporowej, co nie było dotychczas doceniane w dostatecznym stopniu.

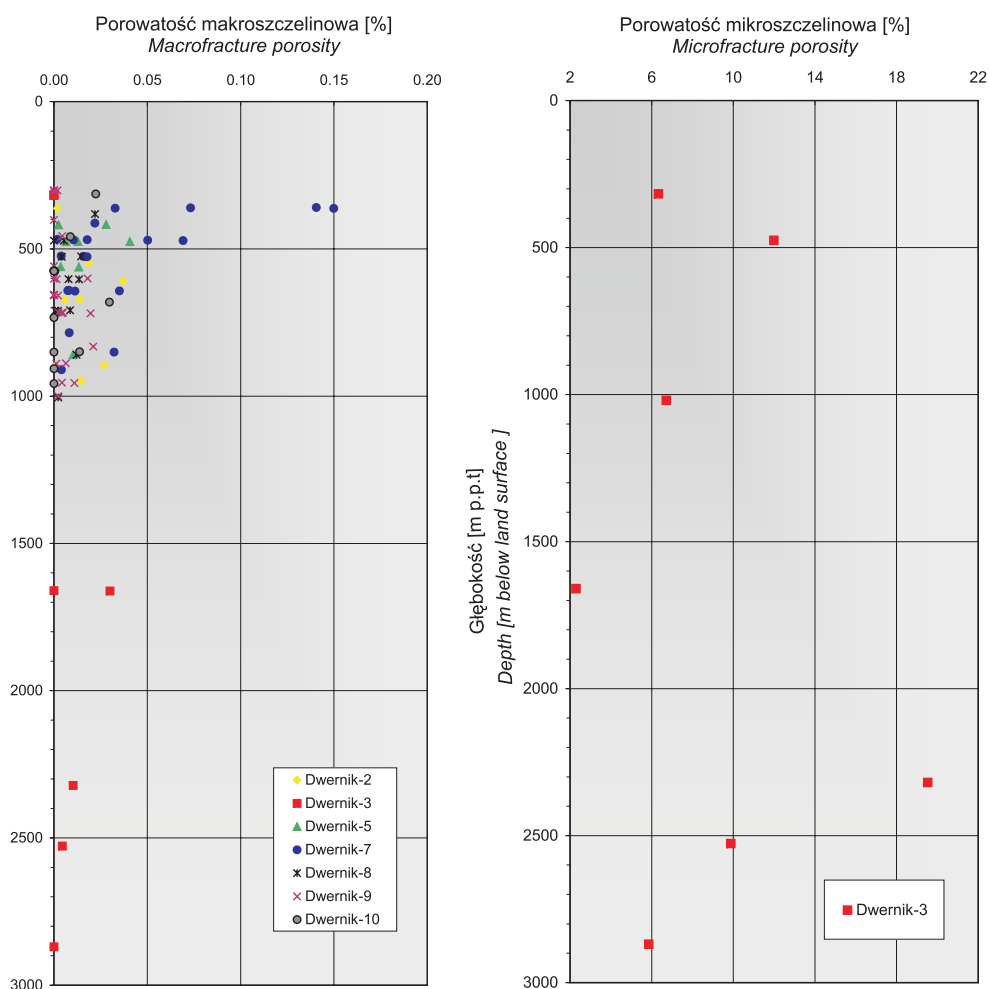


Fig. 4. Zestawienie rozkładu efektywnej porowatości szczelinowej w profilach otworów strefy złożowej Dwernika

Fig. 4. Compilation of the effective fracture porosity distribution in well sections of the Dwernik hydrocarbon field zone

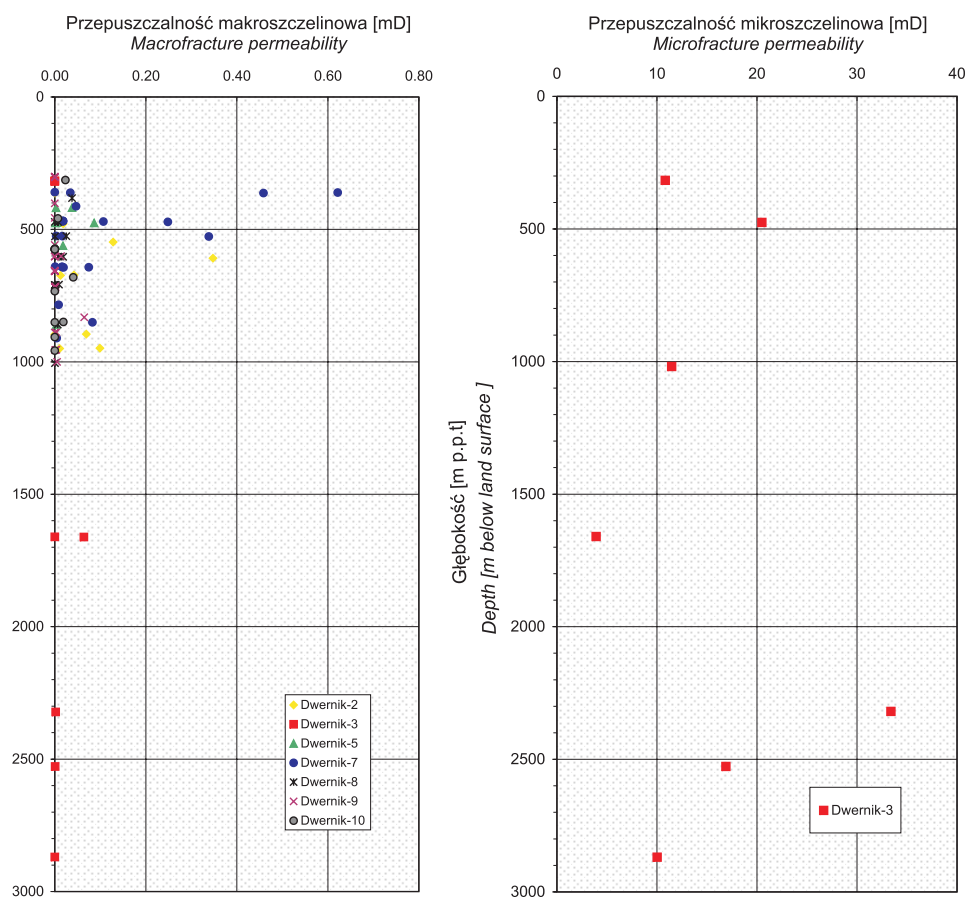


Fig. 5. Zestawienie rozkładu przepuszczalności szczelinowej w profilach otworów strefy złożowej Dwernika

Fig. 5. Compilation of the fracture permeability distribution in well sections of the Dwernik hydrocarbon field zone

PODSUMOWANIE

Analiza zmienności cech petrofizycznych badanych litofacji zbiornikowych fliszu karpackiego (Fig. 1) wskazuje, że utracie korzystnych cech międzyziarnowej przestrzeni porowej towarzyszy wzrost intensywności ich zeszcelinowania. Wyliczone dla interwałów produkcyjnych pola ropno-gazowego Słupnice zakresy zmienności współczynników makro- i mikroszczelinowatości efektywnej (Tab. 1) są zwykle niższe od efektywnej porowatości międzyziarnowej; jednakże wyliczone przepuszczalności szczelinowe decydują o ich właściwościach filtracyjnych – co potwierdza również obecność śladów migracji węglowodorów prawie we wszystkich mikrospekaniach.

Wyniki badań w profilu supergłębokiego odwiertu Kuźmina-1 wykazały, że współczynniki szczelinowatości całkowitej i efektywnej osiągają największe wartości na głębokościach ponad 3500 m, wykazując wyraźne korelacje ze wskaźnikiem zwięzłości piaskowców (Fig. 2).

Parametry szczelinowatości piaskowców inoceramowych płaszczowiny skolskiej (Fig. 3) określone dla trzech obiektów; w obrębie wychodni roponośnych fałdów (Tab. 2) wskazują na istotny wpływ szczelin na ich własności filtracyjne, warunkujące uformowanie się odkrytych akumulacji węglowodorów.

Najbardziej obszerny materiał badawczy: pochodzący ze 131 pól pomiarowych (Tab. 3) zlokalizowanych na 22 obiektach (Fig. 3) w obrębie ośmiu roponośnych fałdów, dokumentuje zeszcelinowania litofacji gruboławicowych piaskowców krośnieńskich z obszaru centralnego synklinorium karpackiego. Wyliczone parametry szczelinowatości cechuje wyraźne zróżnicowanie w wydzielanych strefach litofacyjnych: leskiej, gdzie reprezentują typ kolektorów porowo-szczelinowych, oraz otryckiej, z dominacją systemów spękań. Intensywnie zeszcelinowane piaskowce otryckie są skałą zbiornikową w kilku polach ropnych: m.in. Mokre, Zatwarnica i Dwernik. Pomiary parametrów makro- i mikroszczelinowatości wykonane na rdzeniach wiertniczych z otworów strefy złożowej Dwernika (Fig. 4, 5) wykazały dominujący udział mikroszczelin w sumarycznej porowatości i przepuszczalności szczelinowej.

Ilościowa interpretacja pomiarów makroszczelin wykazała, że największa intensywność zeszcelinowania cechuje zwięzłe piaskowce mikroporowe oraz silnie zdiagenizowane serie fliszu drobnorytmicznego w strefach o dużym zaangażowaniu tektonicznym.

Kompleksowa analiza wyników, uzupełniona historią eksploatacji złóż, wykazuje, że badane piaskowce posiadają podwójny system porowatości (*dual porosity system*). Pierwszy, decydujący o ich pojemności, to porowatość międzyziarnowa z przeważającym udziałem mikroporów; drugi – to sieć makro- i mikroszczelin, mająca znikome znaczenie dla pojemności, lecz decydująca o ich przepuszczalności.

Publikacja przygotowana została w ramach realizacji polsko-ukraińskiego projektu badawczego nr DWM/1818-1/2N 2005 pt. „Badania transgraniczne wgłębnich struktur geologicznych brzeżnej strefy Karpat w aspekcie odkryć i udostępnienia nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego”.

Autorzy serdecznie dziękują mgr. inż. Julianowi Krachowi za tłumaczenia anglojęzyczne i uwagi edytorskie.

LITERATURA

- Bachleda-Curuś T. & Semyrka R., 1992. Badania porozymetryczne typowych skał zbiornikowych. W: Kuśmirek J. *et al.* (eds), *Dokumentacja projektu badawczego KBN nr 9 0427 91 01*, Arch. ISE AGH, Kraków, wydruki 1–78.
- Bachleda-Curuś T. & Semyrka R., 1995. Analiza porozymetryczna. W: *Zastosowanie zintegrowanych modeli geodynamicznych i petrofizycznych dla prognozowania potencjału naftowego*, Proj. Cel. Nr 99319 93 C/1599, KBN-PGniG, Warszawa, 6–8.

- Baczyński A. *et al.*, 1992. Zestawienie parametrów charakteryzujących cechy zbiornikowe, miąższość i litologię oraz nasycenie płynami kompleksów stratygraficznych fliszu karpackiego w wybranych profilach wierceń. W: *Dokumentacja projektu badawczego KBN nr 9 0427 91 01*, Arch. ISE AGH, Kraków, 1–26.
- Baldwin B. & Butler C.O., 1985. Compaction Curves. *AAPG Bulletin*, 69, 4, 622–626.
- Borys Z., Cisek B. & Czernicki J., 1989. Nowe perspektywy poszukiwań złóż węglowodórów w piaskowcach dolnej kredy jednostki skolskiej w Karpatach. *Nafta*, 10, 142–147.
- Ciechanowska M. *et al.*, 1993. Interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej w zakresie wyznaczania uśrednionych parametrów petrofizycznych i potencjałów macierzystości karpackiej formacji ropogazonośnej. W: *Dokumentacja projektu badawczego KBN nr 9 0427 91 01*, Arch. ISE AGH, Kraków, 1–17.
- Ciechanowska M. *et al.*, 1995. Kompleksowa interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej. W: *Zastosowanie zintegrowanych modeli geodynamicznych i petrofizycznych dla prognozowania potencjału naftowego*, Proj. Cel. Nr 99319 93 C/1599, KBN-PGNIg, Warszawa, 1–244.
- Dadlez R. & Jaroszewski W., 1994. *Tektonika*. Wyd. Nauk. PWN, 1–743.
- Geological atlas of the outer Carpathians and their foreland 1:500 000, 1988–89*. Poprawa D. & Nemcok J. (coord.), PIG, Warszawa.
- Gładysz M., Kuśmierek J. & Stefaniuk M., 1990. Wyniki badań mikroszczelin w próbkach rdzeni z otworu Kuźmina-1. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia*, 3–4, 125–131.
- Golf-Racht T.D. van, 1982. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam – Oxford – New York, 1–710.
- Jawor E., Jawor W. & Pieniążek J., 1974. *Dokumentacja geologiczna złoża ropy naftowej Słopnice*. Arch. PPN, Kraków, 1–203.
- Karnkowski P., 1993. *Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. 2: Karpaty i zapadlisko przedkarpackie*. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Kraków, 1–254.
- Karnkowski P., Palij A., Borys Z. & Cisek B., 1988. Budowa geologiczna polskich Karpat Wschodnich i perspektywy ropo- i gazonośności. *Nafta*, 1–2, 1–4.
- Kozikowski H., 1967. Uwagi o roli i znaczeniu makroszczelinowatości w Karpatach fliszowych. *Biuletyn Instytutu Naftowego*, 67, 21–22.
- Kulczycki W., 1959. Zagadnienie porowatości, szczelinowatości i przepuszczalności pokładów ropnych i gazowych w Karpatach Środkowych. *Nafta*, 4, 102–108.
- Kuśmierek J. *et al.*, 1975. Badania szczelinowatości skał zbiornikowych. W: *Wyjaśnienie warunków akumulacji złoża Słopnice, Problem węzłowy, zadanie 01.01.01a*, Arch. IGNIg, Kraków, 1–82.
- Kuśmierek J., 1989. Przymiar intersekcyjny do określania kąta i kierunku upadu szczelin w rdzeniach wiertniczych. *Przegląd Geologiczny*, 10, 516–518.
- Kuśmierek J. & Stefaniuk M., 1989. Metody i wyniki badań makroszczelin w rdzeniach z otworu Kuźmina-1. *Technika Poszukiwań Geologicznych, Geosynoptyka i Geotermia*, 3–4, 119–124.

- Kuśmierek J. & Machowski G., 2004a. Pomiarowo-interpretacyjne innowacje w bezpośrednich badaniach szczelinowatości serii ropogazonośnych: w profilach odwiertów i odsłonięć powierzchniowych. *Nafta – Gaz*, 60, 4, 190–201.
- Kuśmierek J. & Machowski G., 2004b. Szczelinowatość ropogazonośnych litofacji fliszu karpackiego i jej wpływ na cechy zbiornikowe skał – przegląd wyników. *Nafta – Gaz*, 60, 10, 499–512.
- Kuśmierek J. & Semyrka R. 2003. Zmienność cech zbiornikowych przestrzeni porowo-szczelinowej piaskowców karpackich i ich kwalifikacja naftowa. *Przegląd Geologiczny*, 51, 9, 732–743.
- Kuśmierek J. (red.), 2001. Charakterystyka parametrów petrofizycznych fliszowych serii ropogazonośnych Karpat polskich. *Polish Journal of Mineral Resources*, 4, 2001, 1–165.
- Lenk T., 1969. Metody badań szczelinowatości roponośnych wapieni jury Przedgórz Karpat. *Nafta*, 2, 1–3.
- Lenk T. & Ciechanowska M. (red.), 1994. Estymacja szczelinowatości skał węglanowych. *Prace IGNiG*, 80, 1–123.
- Lenk T., 1972. Metody badań szczelinowatości skał. *Prace Instytutu Naftowego*, 110, Katowice, 1–35.
- Lenk T., 1980. Znaczenie badań szczelinowatości skał w poszukiwaniach naftowych. *Nafta*, 12, 397–400.
- Leśniak G. & Darlak B., 1995. Laboratory investigation of petrophysical properties of fracture and vugged rocks. *Proceedings of Conference on Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods*, Cracow 12–15.09.1995, 203–204.
- Liszkowski J. & Stochlak J.(red.), 1976. *Szczelinowatość masywów skalnych*. Wydawnictwa Geologiczne, 1–312.
- Machowski G. & Kuśmierek J., 2004. Wpływ zwięzłości na typ skał zbiornikowych karpackiej formacji naftowej. *Prace Instytutu Nafty i Gazu*, 130, 109–112.
- Machowski G., 2006. Reservoir characteristics of the oil-bearing Krosno Sandstones in the Upper San River drainage area (Polish Carpathians). W: *Problems of geology and oil-and-gas-potential of the Carpathian Mts*, Lviv, Ukraine, 272–274.
- Machowski G., 2008. *Parametry zbiornikowe mikroporowo-szczelinowych piaskowców krośnieńskich w ropogazonośnej strefie centralnego synklinorium karpackiego* (praca doktorska – w przygotowaniu).
- Marcinkowski A. & Szewczyk E., 2008. Produktywność karpackich skał zbiornikowych w świetle historii wydobywania węglowodorów. *Geologia* (kwartalnik AGH), 34, 3.
- Paduszyński J., 1965. Szacowanie gęstości mikroszczelin metodą trawersów losowych. *Nafta*, 1, 2–3.
- Semyrka G. & Vo Duc Tinh, 1976. *Badanie szczelinowatości skał zbiornikowych w profilach wierceń rejonu Słopnic*. Bibl. WGGiOŚ, Kraków, 1–91 (praca dyplomowa).
- Semyrka R., 1985. Uwarunkowania roponośności dolomitu głównego na obszarze Pomorza Zachodniego. *Prace Geologiczne PAN*, 129, Wydawnictwa Geologiczne, 1–113.
- Smechov J.M. (red.), 1962. Treščinovatost' gornych porod i treščinnovy kolektory. *Trudy WNIGRI*, 193, Leningrad, 1–120.

- Such P. *et al.*, 1995. *Badania porozymetryczne*. W: Kruczek J. *et al.* (eds), *Ocena zasobów prognostycznych polskich Karpat fliszowych na tle budowy geologicznej i potencjału węglowodorowego karpackich jednostek strukturalnych. Blok III*, Archiwum PGNiG, 11–19.
- Such P. *et al.*, 2007. Prognozowanie cech petrofizycznych formacji ropogazonośnych i kwalifikacja naftowa potencjalnych skał zbiornikowych, blok V. W: *Badania transgraniczne w głębinach struktur...*, projekt badawczy Ministerstwa Nauki i Informatyzacji nr DWM/1818-1/2N 2005, Arch. KSE AGH, Kraków, 1–65.
- Wendorff M., 1986. Excursion No. B-7. 3. Facies relationships in the Krosno Beds in the eastern part of the Silesian tectonic unit: an outline of qualitative and quantitative analysis. *7th European Regional Meeting Kraków – Poland. Excursion Guidebook*, Teisseyre A.K. (Ed.), Ossolineum, Wrocław, 121–125.
- Żytko K., 1969. *Budowa geologiczna Karpat pomiędzy dorzeczem Strwiąża a Wetliną w Bieszczadach*. Archiwum PIG, Oddział Karpacki, Kraków (niepubl.), 1–144.

Summary

Analysis of variability of petrophysical parameters of the studied reservoir lithofacies in the Carpathian flysch (Fig. 1) indicates that the loss of favourable features of the intergranular pore space is accompanied by the increase of fracturing intensity. Ranges of variability of effective macro- and microfracturing coefficients, computed for productive intervals of the Słopnice oil- and gas field (Tab. 1), are usually lower than the ranges for effective intergranular porosity; however, computed fracture permeabilities determine their filtration properties, which is evidenced also by occurrence of hydrocarbon migration traces practically in all microfractures.

Results of investigations in the Kuźmina-1 super-deep borehole section proved that the total and effective fracturing coefficients have the highest values at depths greater than 3500 m, demonstrating distinct correlation with the solidity index of the sandstones (Fig. 2).

Parameters of fracturing in the Inoceramian Sandstones of the Skole Nappe (Fig. 3), determined for three objects, within outcrops of the oil-bearing folds (Tab. 2) indicate significant effect of fractures on their filtration properties, which had controlled formation of the discovered hydrocarbon accumulations.

The most abundant research material, gathered from 131 measurement fields (Tab. 3) located on 22 objects (Fig. 3) within 8 oil-bearing folds, documents fracturing of the lithofacies of thick-bedded Krosno Sandstones from the Central Carpathian Synclinorium area. Computed parameters of the fracturing are characterized by visible differentiation among distinguished lithofacial zones: in the Lesko zone they represent reservoirs of the porous-fractured type whereas in the Otryt zone, fracture systems are predominant. Intensely fractured Otryt Sandstones constitute reservoir rocks in a few oil fields, among others Mokre, Zatwarnica and Dwernik. Measurements of macro- and microfracturing parameters, carried out on cores from wells drilled in the Dwernik productive zone (Figs 4, 5) have evidenced predominating contribution of microfractures to total porosity and fracture permeability.

Quantitative interpretation of the macrofracture measurements has demonstrated that the highest fracturing intensity is characteristic of solid microporous sandstones and strongly diagenetically altered series of the finely-rhythmic flysch in zones of great tectonic advancement.

Complex analysis of the results, supported by hydrocarbon production history, has proved that the studied sandstones possess dual porosity system. The first is intergranular porosity that controls their capacity and the second is the network of macrofractures and microfractures, which is of little importance for the capacity but crucial for their permeability.

The publication was prepared within the framework of realization of the Polish-Ukrainian research project No. DWM/1818-1/2 N 2005 entitled "Transfrontier studies of deep-seated geologic structures in the marginal zone of the Carpathians from the point of view of potential discovery and development of new oil and gas fields".

Tabela (Table) 3

Zestawienie lokalizacji litostratygicznej i strukturalnej badanych odsłonięć powierzchniowych oraz ich parametrów makroszczelinowatości w obszarze jednostki śląskiej

Compilation of the lithostratigraphic and structural locations of studied surface exposures and their macrofracturing parameters within the Silesian Unit area

Profil/autor Section/author	Zakres porowatości szczelinowej Range of fractures porosities [%]	Zakres przepuszczalności szczelinowej Range of fractures permeabilities [mD]	Zakres efektywnego rozwarcia szczelin Range of effective fracture widths [mm]	Liczba pól pomiarowych Number of measurement fields	Średnia porowatość Average porosity [%]	Średnia geometryczna przepuszczalności Geometric mean of permeability [mD]
Fald Suchych Rzek / Suche Rzeki Fold						
Nasiezański/ Machowski 2003	0.08–0.62	1.72–76.10	0.13–0.43	10	0.322	17.137
Rzeki/ Łomnicka 2007	0.24–1.34	31.03–2122.88	0.26–1.50	8	0.915	265.561
Solinka/ Szypuła 2003	0.03–0.65	0.01–165.81	0.02–0.85	7	0.257	1.796
Solinka/ Pater 2001	0.09–2.23	7.35–1501.43	0.31–0.89	4	0.725	75.180
Solinka/ Szypuła 2001	1.83–2.02	3546.7–8637.19	1.46–2.35	3	1.897	4821.969
Fald Zatwarnicy / Zatwarnica Fold						
Dwernik/ Piróg 2003	0.13–0.49	1.59–219.94	0.12–0.75	10	0.320	20.493
Rzeki/ Michalik 2007	0.03–1.83	0.31–2793.06	0.11–1.34	8	0.610	46.935
Hoczewka/ Trojanowska 2007	0.01–0.04	0.001–0.03	0.01–0.03	6	0.030	0.005
Hoczewka/ Zając 2007	0.01–0.03	0.003–0.125	0.01–0.07	6	0.010	0.005
Solinka/ Baran 2003	0.13–1.96	0.54–240.57	0.07–0.42	6	0.640	20.056
Fald Mokrego / Mokre Fold						
Sanoczek S/ Piecyk 2005	0.03–0.71	0.57–348.58	0.10–0.76	4	0.240	4.781
Sanoczek N/ Strykowski 2005	0.05–0.54	0.51–56.23	0.11–0.35	5	0.210	6.803
Ośława S/ Kowalska 2003	0.15–0.23	0.11–1.14	0.03–0.08	4	0.190	0.374
Ośława N/ Banachewicz 2003	0.24–0.79	3.18–82.26	0.12–0.35	4	0.470	14.742
Fald Rajskiego – kopalni / Rajskie Oil Mine Fold						
Wolkowyjka/ Wyszynski 2007	0.04–0.52	0.87–64.44	0.09–0.43	5	0.294	4.437
San/ Raszpunda 2007	0.02–0.57	0.21–17.49	0.04–0.22	6	0.280	1.842
Fald Tarnawy – Wielopola / Tarnawa – Wielopole Fold						
San/ Hyncar 2004	0.69–1.66	316.54–3389.93	0.7–1.55	6	1.160	757.214
Bóbrka/San/ Krawczyk 2004	0.83–2.6	335.89–1136.72	0.53–0.92	6	1.520	558.604
San/ Ryba 2006	0.09–0.19	0.93–34.17	0.11–0.46	6	0.130	7.624
Fald Czaszyna / Czaszyn Fold						
Hoczewka/ Polek 2006	0.11–0.42	13.50–129.73	0.38–0.67	6	0.270	52.641
Fald Bóbrki – Rogów / Bobrka – Rogi Fold						
Wiśtok/ Huk 2006	0.01–0.08	0.00–1.74	0.02–0.16	7	0.030	0.090
Fald Grabownicy – wsi / Grabownica Village Fold						
Trepcza/Szlaga 2006	0.01–0.04	0.007–0.218	0.02–0.08	4	0.025	0.035