

**ZALEŻNOŚCI MIĘDZY PARAMETRAMI PETROFIZYCZNYMI
KLASTYCZNYCH SKAŁ KARBOŃSKICH
W BASENIE LUBELSKIM
NA PRZYKŁADZIE OBSZARU STĘŻYCY**

**Relationships between petrophysical parameters
of the Carboniferous clastic rocks
in the Stężyca hydrocarbon deposit, Lublin Basin**

Jadwiga JARZYNA & Maria BAŁA

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

Treść: Określono zależności między porowatością i przepuszczalnością oraz wskaźnikiem przepływu FZI w klastycznych utworach karbonu należących do środkowego namuru i dolnego westfalu w basenie lubelskim w rejonie Stężycy. Zaobserwowano zróżnicowanie FZI w poziomach złożowych i w warstwach bez objawów węglowodorów w wydzielonym kompleksie depozycyjnym III oraz w kompleksach III i II. Przeprowadzono analizę statystyczną parametrów petrofizycznych, tj. porowatości, przepuszczalności, objętości piaskowca i iltu w otworach Stężyca 1, 2, 3K i 4 w celu określenia typowych cech dla skał w profilu karbonu, kompleksu III oraz interwału produktywnego w kompleksie III. Wysokie współczynniki korelacji wskazują, że dane są dobrze skorelowane, a porowatość wyznaczona na podstawie badań laboratoryjnych – Poro – może być zastąpiona porowatością PHI, wyznaczoną w wyniku kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej. Wykonano także podziały zbiorów danych wg współczynników FZI i skorelowano porowatość i przepuszczalność w jednorodnych jednostkach przepływu. Relacje określające ruchliwość mediów porowych w jednorodnych jednostkach FZI okazały się silniejsze niż w całym zbiorze. Jako wynik przeprowadzonych badań przedstawiono także metodę ciągłego wyznaczania współczynnika przepuszczalności *in situ* na podstawie porowatości PHI.

Słowa kluczowe: karbon, Stężyca, klastyczne skały zbiornikowe, FZI, węglowodory

Abstract: Characteristics of porosity and permeability and Flow Zone Indicator, FZI, of the Carboniferous clastic rocks, especially of the Middle-Namurian Lower-Westfalian in the Stężyca region, Lublin Basin have been presented. There were discovered differences in FZI between the hydrocarbon deposit section and unproductive beds in the determined III complex and between III and II complexes. A statistical analysis was performed for petrophysical parameters, i.e. porosity, permeability, volumes of sand and shale in the wells: Stężyca 1, 2, 3K and 4 to reveal features typical for all Carboniferous data, III complex and hydrocarbon-bearing section of III complex. High correlation coefficients showed data are well correlated and porosity from cores, Poro, can be substituted by porosity from the comprehensive interpretation of logs, PHI. A division of elaborated data sets due to the FZI has been realized and statistical relations between permeability and porosity in homogeneous flow units have been established. Relations describing a mobility of media in pore space for FZI units appeared to be stronger than for the total data set. A method of a continuous K-logging *in situ* on the base of PHI has also been a result of conducted considerations.

Key words: Carboniferous, Stężyca, clastic reservoir rocks, FZI, hydrocarbons

WPROWADZENIE

Wykonano analizy korelacyjne na zbiorach obejmujących wyniki badań laboratoryjnych porowatości i przepuszczalności oraz pomiarów i wyników kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej w obszarze Stężycy w rejonie rowu lubelskiego, w celu określenia relacji ułatwiających podzielenie karbońskich kompleksów depozycyjnych na warstwy złożowe i nieproduktywne oraz w celu uzyskania formuły na ciągle profilowanie przepuszczalności w warunkach *in situ*. Zbadano kilkaset wartości porowatości i przepuszczalności oraz zestaw profilowań geofizyki wiertniczej i wyników kompleksowej interpretacji w postaci porowatości – PHI – oraz objętości piaskowca VSAND, i składników ilastych – VCL, pochodzących z czterech otworów. Analizy statystyczne wykonano zarówno na całym zbiorze obejmującym dane należące do kompleksów depozycyjnych IV–II, jak i na osobnych zbiorach obejmujących wyniki ze śródkowonamurskiego-dolnowestfalskiego kompleksu III oraz wczesnonamurskiego kompleksu II.

Porowatość i przepuszczalność przy określaniu zdolności do ruchu mediów w przestrzeni porowej oraz porowatość przy wyznaczaniu wielkości nasycenia stanowią podstawową informację. Statystyczne zależności między omawianymi wielkościami są zwykle silne i uzasadnione petrofizycznie, jednak rozproszenie punktów na wykresach porowatość *vs.* przepuszczalność jest duże. Wiele znanych czynników powodujących ten rozrzut jest analizowanych w dalszej części pracy na bazie danych pochodzących z klastycznych utworów karbońskich obszaru Stężycy.

Celem pracy było pokazanie, na przykładzie warstw III karbońskiego kompleksu depozycyjnego, że użycie kombinacji diskutowanych parametrów, w postaci wielkości opisującej zdolność ośrodka do ruchu mediów – FZI (*Fluid Zone Index*), jest bardziej efektywne niż posługiwanie się pojedynczymi parametrami przy rozdzieleniu horyzontów na nasyczone i płonne. Porowatość i przepuszczalność wyznaczone na rdzeniach są zwykle ze sobą silnie skorelowane, niemniej określanie przepuszczalności jedynie na podstawie laboratoryjnych oznaczeń jest utrudnione i nie zawsze możliwe. Badania w zakresie powiązania danych laboratoryjnych i wyników geofizyki otworowej miały na celu wyznaczenie istotnych, statystycznych zależności jako metody obliczania przepuszczalności *in situ* na podstawie porowatości ogólnej, będącej wynikiem kompleksowej interpretacji profilowań geofizycznych. Metodyka opracowana dla rejonu Stężycy może być zastosowana także w innych obszarach.

Dane pochodziły z trzech otworów produkcyjnych (Stężycy 1, 2 i 3K); czwarty otwór – Stężycy 4, nie przewiercił złoża węglowodorów. Przedstawiono różnice w parametrach petrofizycznych w całym zbiorze danych karbońskich, kompleksie depozycyjnym III we wszystkich otworach oraz danych pochodzących z warstw złożowych depozycyjnego kompleksu III. Przedmiotem odrębnych analiz były także skały pozbawione węglowodorów kompleksu II oraz skały z całego profilu karbońskiego Stężycy 4.

WARUNKI GEOLOGICZNE

Złoże Stężycy zostało odkryte w roku 1993 otworem Stężycy 1. Główny poziom gazowy, nawiercony jako pierwszy, należy do górnokarbońskiej (westfal) formacji dęblińskiej (Helcel-Weil & Dziegielowski 2003).

Poszukiwania prowadzone w tym rejonie do roku 2001 doprowadziły do odkrycia jeszcze kilku poziomów nasyconych węglowodorami, wszystkich w klastycznych utworach karbonu. Na podstawie sejsmicznego zdjęcia 3D wyinterpretowano podłużną antyklinę rozciągającą się w kierunku NNW-SSE (Dzięgielowski *et al.* 1999, Baszkiewicz & Karpoluk 2000, Baszkiewicz *et al.* 2000). Otwory, z których pochodziły dane będące przedmiotem analiz – Stężycza 1, 3K i 2, są usytuowane wzdłuż dłuższej osi antykliny. Wszystkie nawierciły gazowy horyzont B, a otwór Stężycza 3K nawiercił także ropny poziom C (Baszkiewicz *et al.* 2000). Obszar objęty badaniami nie był duży; linia łamana poprowadzona przez otwory Stężycza 1 – Stężycza 3K – Stężycza 2 – Stężycza 4 ma długość 7.34 km (Fig. 1). Otwór Stężycza 4, położony w odległości ok. 5 km od otworu Stężycza 2, okazał się nieproduktywny. Jest on zlokalizowany na skłonie SSE wspomnianej antykliny, w miejscu występowania niedużej elewacji (Baszkiewicz *et al.* 2000).

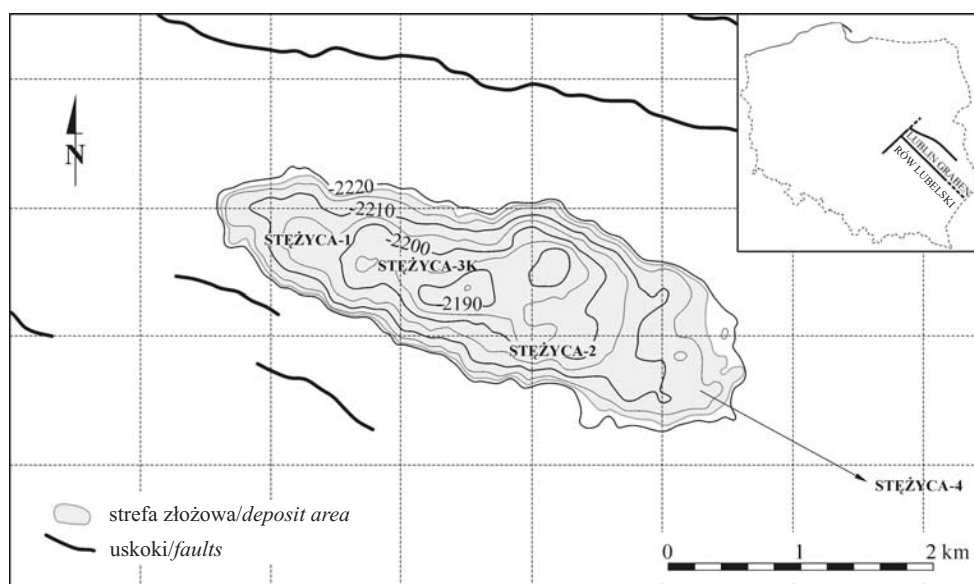


Fig. 1. Obszar badań, region Stężycza (Helcel-Weil & Dzięgielowski 2003, Narkiewicz 2003, zmodyfikowane)

Fig. 1. Area of investigation, the Stężycza region (Helcel-Weil & Dzięgielowski 2003, Narkiewicz 2003, modified)

Zgodnie z podziałem serii karbońskiej w aspekcie stratygrafii sekwencji na depozycyjne kompleksy IV–I, warstwy nasycone gazem należą do kompleksu III, natomiast horyzont roponośny należy częściowo także do kompleksu II. Zbiorczy profil oraz bio- i chronostratygraficzne podziały karbonu w rejonie rowu lubelskiego, prezentowane przez Waksmundzką (1998, 2004) i Skompskiego (1998), wskazują, że dolna partia III kompleksu oraz II kompleks należą do namuru (Tab. 1 na wklejce).

Oś struktury Stężycy przebiega równolegle do osi rowu lubelskiego o kierunku NNW-SSE. Warunki geologiczne, w których tworzyły się facja paraliczna i terygeniczne osady w namurze i westfalu oraz uwarunkowania tektoniczne basenu lubelskiego pozwalają przypuszczać, że skały o podobnych własnościach zbiornikowych występują zarówno w północno-zachodniej, jak i w południowo-wschodniej części obszaru badań, chociaż są one płycej ulokowane w części NNW, a głębiej pograżone w obszarze SSE (Narkiewicz 2003). Oprócz czynników litologiczno-facjalnych (utwory paraliczne w kompleksie II oraz mieszane – paraliczne i terygeniczne w kompleksie III) zróżnicowana głębokość oraz wpływy kompaktacji i procesów diagenetycznych, omówione szczegółowo przez Kozłowską *et al.* (1998) oraz samą Kozłowską (2003), powodują pewne zróżnicowanie parametrów petrofizycznych.

Badane utwory karbonu składają się z piaskowców, mułowców, łupków (iłowców) i niedużej ilości zlepieńców. Na próbkach wykonano badania laboratoryjne oraz makroskopowo oceniono litologię. Dominującym typem litologicznym są piaskowce, ale w każdym rozważanym zbiorze danych znajduje się kilka próbek o innych litologiach, które przyczyniają się do rozrzutu na wykresach porowatość *vs.* przepuszczalność. Próbkami wapienne nie były brane pod uwagę. Opracowane skały należą do osadów rzecznych i deltowych; piaskowce reprezentują osady korytowe, natomiast bardzo drobnoziarniste mułowce i iłowce są głównie pozakorytowego typu (Helcel-Weil & Dziegielowski 2003, Kozłowska 2003).

Głębokości stropu i spągu serii karbońskiej w badanych otworach obszaru Stężycy oraz dokładne podziały na cztery kompleksy depozycyjne zostały przedstawione w tabeli 2. Większość rdzeni pochodziła z kompleksu III, formacji Dęblina, ogniwa kumowskiego, ale była także znaczna grupa danych należących do kompleksu II, ogniwa bużańskiego i formacji terebińskiej. Dane laboratoryjne i geofizyczne nie były jednorodne i niemożliwe było opracowanie takich samych zależności dla wszystkich kompleksów na tym samym poziomie wiarygodności.

Tabela (Table) 2

Głębokości interwałów oraz liczba danych laboratoryjnych w otworach Stężycy 1, 2, 3K i 4 w karbońskiej serii klastycznej

Depth intervals and number of data elaborated in Stężycy 1, 2, 3K and 4 wells in the Carboniferous clastic formation

Nazwa otworu <i>Well name</i>	Stężycy 1		Stężycy 2			Stężycy 3K		Stężycy 4	
Głębokości opracowywanych interwałów [m] <i>Depths of elaborated sections [m]</i>	2310.55–2753.36		2034.15– 2599.29			2110.39–2518.80		2102.49–2697.69	
Kompleks depozycyjny (liczba danych) <i>Depositional complex (number of data)</i>	III (97)	II (68)	IV (3)	III (138)	II (16)	III (195)	II (173)	III (213)	II (3)

ZBIÓR DANYCH

Profilowania geofizyczne w otworach w obszarze Stężycy były wykonane w latach 90. XX wieku z wykorzystaniem krajowych aparatów oraz sprzętu produkcji firmy Halliburton Energy Services. Zestawy profilowań wykonane w badanych otworach są różnorodne. W każdym otworze o wielkości zbioru danych decydowała ilość wyników badań laboratoryjnych. Dla części próbek jedna porowatość i dwie wartości przepuszczalności w kierunkach X i Y były pomierzone, ale przedmiotem opracowania była jedna wartość porowatości, Poro, i odpowiadająca jej jedna wartość przepuszczalności, $K = KX$, aby zbiór danych był jednorodny.

Dopasowanie głębokościowe między wynikami badań laboratoryjnych i profilowaniami oraz wynikami kompleksowej interpretacji było wykonane ręcznie na podstawie równości lub niewielkiej rozbieżności między wartością porowatości oznaczonej na próbkach skalnych, Poro, i wartością porowatości uzyskaną w wyniku kompleksowej interpretacji, PHI. Przesunięcie danych otworowych, próbkowanych co 0.1 m, w stosunku do danych laboratoryjnych nie było większe niż pionowa rozdzielczość profilowań porowatości. Dla dopasowanych głębokości odczytano także VSAND i VCL.

Podział serii karbońskiej na kompleksy depozycyjne zgodnie z regułami stratygrafii sekwencji został opracowany w PIG (Waksmundzka 2004); większość wyników badań laboratoryjnych i część profilowań geofizycznych pochodziła także z PIG. PGNiG S.A. dostarczyło pozostałe wyniki pomiarów oraz wszystkie wyniki kompleksowej interpretacji (Baszkiewicz *et al.* 2000, Wojtowicz & Kopczyński 2004).

Wykorzystane oznaczenia dla profilowań oraz wyników interpretacji są zgodne z międzynarodowym standardem nomenklatury:

- PHI – porowatość ogólna,
- VSAND i VCL – odpowiednio, objętość piaskowca i składników ilastych,
- SW i SXO – odpowiednio, współczynniki nasycenia wodą w skale i w strefie filtracji,
- SH – współczynnik nasycenia węglowodorami.

ZALEŻNOŚCI MIĘDZY PARAMETRAMI

W pierwszym etapie skorelowano porowatość Poro, będącą wynikiem badań laboratoryjnych i porowatość PHI, będącą wynikiem kompleksowej interpretacji w każdym otworze osobno oraz w zbiorze obejmującym wszystkie próbki karbońskie z czterech otworów (Tab. 3 na wklejce). Podobne relacje uzyskano dla depozycyjnych kompleksów III i II. Uzyskane relacje są istotne. Współczynniki determinacji mieszczą się w przedziale od 0.36 (kompleks III – Stężycza 2) do 0.76 (kompleks II – cały zbiór). Podobne, istotne współczynniki korelacji oraz współczynniki w równaniach korelacyjnych dla całego zbioru danych karbońskich oraz dla zbiorów częściowych upoważniają do wykorzystania kompletu danych jako całości w niektórych dalszych analizach.

Na figurze 2 znajduje się wykres porowatość Poro vs. porowatość PHI dla całego zbioru. Różna skala pomiarów laboratoryjnych i profilowań geofizyki wiertniczej, niepełne rdzeniowanie, powodujące, że zbiór danych nie jest w pełni reprezentatywny, oraz zróżnicowanie litologiczne przyczyniają się do rozrzutu punktów na wykresie. Do niejednorodności zbioru danych przyczyniają się także petrofizyczne uwarunkowania wpływające na wyniki badań laboratoryjnych i pomiary *in situ*. Rozważane próbki karbońskie należą do różnych formacji litostratygraficznych, co także wpływa na rozrzut punktów, np. próbki z kompleksu depozycyjnego II należą w części do formacji terebińskiej, a próbki z kompleksu III – do formacji dęblińskiej (Skompski 1998, Helcel-Weil & Dziegielewski 2003). Podobne rozkłady punktów na wykresach porowatość vs. przepuszczalność obserwuje się w pracy Kozłowskiej (2003).

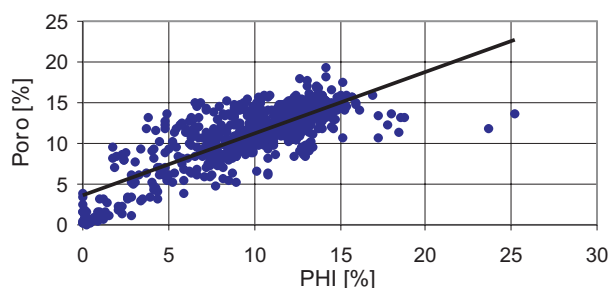


Fig. 2. Wykres zależności Poro vs. PHI dla całego zbioru karbońskiego

Fig. 2. Dispersion plot of Poro vs. PHI for the total Carboniferous data set

Na wykresach rozrzutu punktów i w równaniach korelacyjnych oraz współczynnikach determinacji (Tab. 3 – kolumny 1, 2, 3) nie obserwuje się wyraźnych różnic w przypadkach dla całego zbioru i oddzielnych otworów. Dlatego na podstawie tylko takich relacji nie można wyraźnie scharakteryzować porowatości dla całości warstw karbońskich (Fig. 2), poziomów bez warstw nasyconych (np. otwór Stężycza 4) oraz skał zbiornikowych zawierających węglowodory (np. Stężycza 1 – III kompleks). Porowatości Poro i PHI mieszczą się w przedziale $0 < \text{PHI} < 26\%$; $0 < \text{Poro} < 20$ dla zbiorów prezentowanych na figurze 2.

Na figurze 3 przedstawiono histogramy częstotliwościowe Poro i PHI dla danych obejmujących cały zbiór karboński oraz przykładowo dla wyników z otworu Stężycza 4 oraz dla kompleksu III w otworze Stężycza 1. Porowatości zmieniają się w dużych przedziałach, ale większość wyników mieści się między 8 a 17%. Maksima na wszystkich histogramach mieszczą się w przedziale 12 a 14%. Podobieństwo rozkładów porowatości między zbiórami A, B i C potwierdza powyższe stwierdzenie, że nie ma wyraźnych różnic i dlatego można zastosować tylko jeden wzór określający zależność $\text{Poro} = f(\text{PHI})$ dla całego zbioru danych oraz że Poro i PHI mogą się wzajemnie zastępować. Brak wyraźnej różnicy w kształcie histogramów porowatości dla całego zbioru danych karbońskich, kompleksu III, obejmującego skały zbiornikowe złoża w otworze Stężycza 1, oraz warstw nieproduktywnych w otworze Stężycza 4 utwierdza nas w przekonaniu, że należy szukać innego parametru różnicującego analizowane dane.

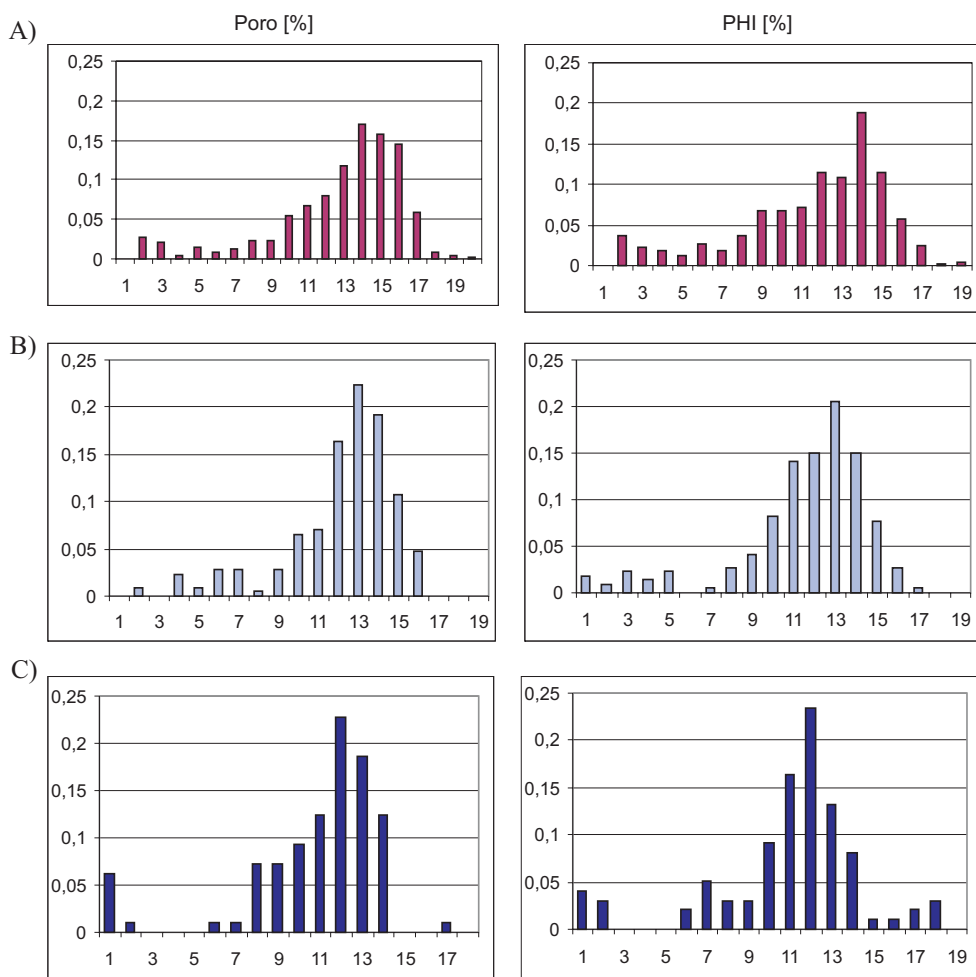


Fig. 3. Histogramy częstotliwościowe porowatości z badań laboratoryjnych Poro oraz porowatości z kompleksowej interpretacji PHI dla całego zbioru karbońskiego (A), dla danych z otworu Stężycza 4 (B) oraz dla danych z kompleksu III w otworze Stężycza 1 (C)

Fig. 3. Frequency histograms of core porosity, Poro, and total porosity from the comprehensive interpretation, PHI, for the total Carboniferous (A), Stężycza 4 well (B) and the III complex in Stężycza 1 (C) data sets

Związki korelacyjne między porowatością Poro i przepuszczalnością K były obliczone w kolejnym etapie badań. Wyniki przedstawiono w tabeli 3 (kolumny 4, 5, 6). Podobnie jak w przypadku zależności $\text{Poro} = f(\text{PHI})$ współczynniki w równaniach oraz współczynniki korelacji są podobne dla całego zbioru danych oraz dla wyników z poszczególnych otworów; dlatego jeden wzór opisujący relację $\log K = f(\text{Poro})$ może być wykorzystywany.

Zależności $\log K$ vs. Poro zostały także obliczone dla danych należących do kompleksów III i II. Najbardziej istotne korelacje (dzięki wystarczającej liczbie próbek) obserwuje się dla danych z obu kompleksów w otworze Stężycy 3K. Jedynie niewielkie rozbieżności występują w przedstawionych relacjach $\log K$ vs. Poro w całym zbiorze danych karbońskich (Fig. 4A) oraz zbiorach obejmujących skały zbiornikowe (Fig. 4B) i skały bez objawów węglowodorów (Fig. 4C).

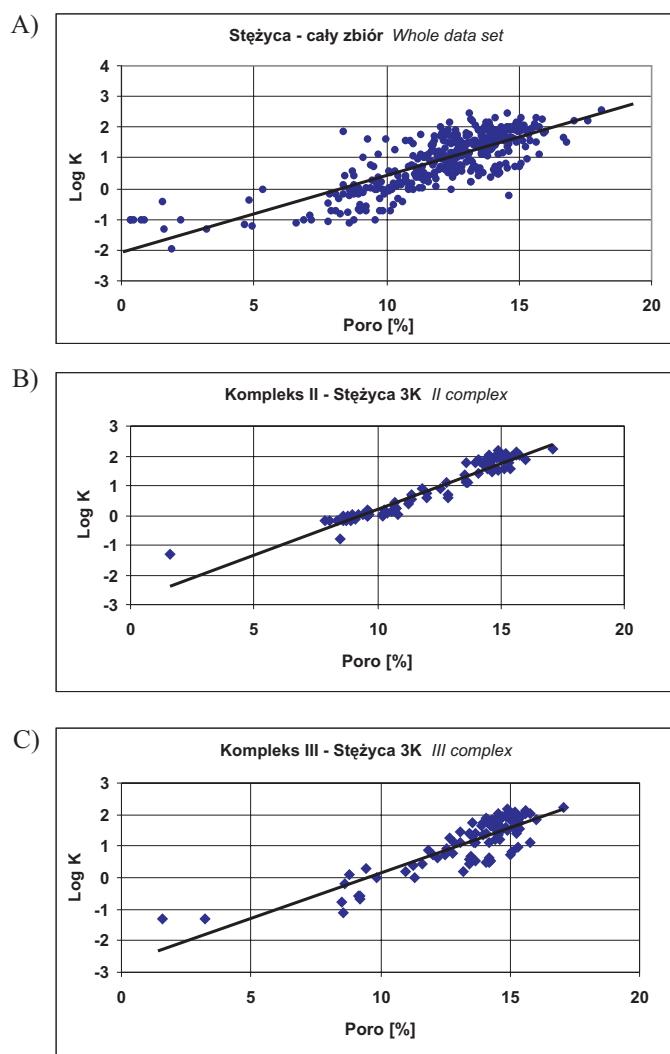


Fig. 4. Wykres zależności $\log K$ vs. Poro dla całego zbioru karbońskiego (A), dla danych z kompleksu II (B) oraz dla danych z kompleksu III (C) w otworze Stężycy 3K

Fig. 4. Dispersion plots of $\log K$ vs. Poro for the total Carboniferous (A), the II (B) and III (C) complexes in Stężycy 3K data sets

Podobne równania opisujące relację $\log K$ vs. PHI przedstawiono w tabeli 4. Dla wszystkich zbiorów współczynniki korelacji dla relacji $\log K = f(\text{Por})$ są wyższe niż dla $\log K = f(\text{PHI})$.

Tabela (Table) 4

Relacje między przepuszczalnością K i porowatością z kompleksowej interpretacji PHI;
T – cały zbiór danych
Relations between permeability K and porosity from the comprehensive interpretation PHI;
T – Total data file

Stratygrafia <i>Stratigraphy</i> Otwór <i>Well</i> Stężycza	Równanie <i>Equation</i> $\log K = f(\text{PHI})$	Współczynnik korelacji <i>Correlation coefficient</i> <i>R</i>	Liczba danych <i>Number of data</i>
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-1	$y = 0.1039x - 0.0123$	0.56	68
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-2	$y = 0.2196x - 1.2286$	0.58	76
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-3K	$y = 0.2262x - 1.4377$	0.78	126
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-4	$y = 0.2198x - 1.5452$	0.75	104
Karbon <i>Carboniferous</i> St.- <i>T</i>	$y = 0.1709x - 0.919$	0.66	374

Rozrzut punktów przedstawiony na figurze 4 oraz wyniki w tabelach 3 i 4 sugerują, że należy szukać bardziej efektywnego parametru dla rozdziału nasyconych węglowodorami klastycznych skał karbońskich i ich otoczenia. Badania prowadzone przez innych autorów potwierdzają dużą zmienność porowatości i przepuszczalności związaną z warunkami sedymentacyjnymi i cechami petrograficznymi omawianych skał (Darłak *et al.* 1998, Kozłowska 2003). W całym rowie lubelskim obserwuje się piaskowce o bardzo wysokich porowatościach obok skał o bardzo niskich parametrach zbiornikowych. Tak duża zmienność jest częściowo spowodowana zróżnicowaną historią diagenety skał należących do tych samych jednostek litostratygraficznych i chronostratygraficznych występujących w innych częściach rowu lubelskiego (Lipiec 1998).

Doświadczenie w zakresie wyznaczania współczynników przepuszczalności skał na podstawie wyników badań laboratoryjnych oraz profilowań geofizycznych i kompleksowej interpretacji (Bała & Jarzyna 1993, Bała *et al.* 2003) oraz prezentowane powyżej wyniki analiz statystycznych skłoniły autorki do wykorzystania także innego parametru.

WSKAŹNIK PRZEPIŁYWU (FZI)

Stosowana powszechnie liniowo-logarytmiczna zależność między porowatością i przepuszczalnością nie jest w stanie opisać wszystkich skał bardzo zróżnicowanych pod względem tych dwóch parametrów. Aby uzyskać lepszy podział przestrzeni porowatość – przepuszczalność dla badanych utworów autorki zastosowały nową wielkość – wskaźnik przepływu FZI (*Flow Zone Index*) (Prasad 2000, Mohammed & Corbett 2003). FZI, łącząc dwa omawiane parametry, Poro i K , zawiera w sobie informację o zdolności skały do ruchu mediów w przestrzeni porowej. W omawianym przypadku parametr ten okazał się przydatny do podzielenia całej przestrzeni porowatość – przepuszczalność na mniejsze, ale spójne jednostki.

Wskaźnik przepływu FZI jest wielkością przydatną do podziału rozważanej serii osadów na mniejsze jednostki o zbliżonych zdolnościach hydraulicznych. Wzór (1) łączy FZI oraz wskaźnik jakości skały zbiornikowej RQI, porowatość Poro i współczynnik skały A , zatem opisuje bardziej dokładnie relację między porowatością i przepuszczalnością

$$FZI = RQI / (\text{Poro} / (1 - \text{Poro})) = (A\sqrt{K / \text{Poro}}) / (\text{Poro} / (1 - \text{Poro})) \quad (1)$$

Jednostka przepływu hydraulicznego jest definiowana jako elementarna objętość skały zbiornikowej, w której parametry zbiornikowe decydujące o ruchu mediów w przestrzeni porowej są stałe i różne od otoczenia. Przyjmuje się, że parametry zbiornikowe w jednostce o stałym FZI podlegają jedynie niewielkim zmianom. Porowatość i przepuszczalność są lepiej skorelowane ze sobą w jednostkach o stałych FZI niż w innych elementach składowych skały. Wiedza na temat parametrów zbiornikowych w danych jednostkach przepływu może się przyczynić do lepszego rozpoznania i predykcji także innych parametrów w tych jednostkach.

W naszych badaniach współczynniki FZI zostały obliczone na podstawie wyników laboratoryjnych i zastosowane do podziału zbioru danych charakteryzujących pełną serię karbońską oraz kompleks depozycyjny III na jednostki o stałych parametrach przepływu. Wyniki utworzenia klastrów o stałych FZI dla kompleksu III i krzywe korelacyjne zostały przedstawione na figurze 5. Krzywe te, obliczone dla grup danych o stałych wartościach FZI, są do siebie równoległe, charakteryzują się także podobnymi współczynnikami w równaniach korelacyjnych. W ten sposób przestrzeń porowatość – przepuszczalność została podzielona na części o jednakowych zdolnościach do przepływu. Duża liczba wyników badań laboratoryjnych umożliwiła takie podejście do podziału. Podział danych charakteryzujących kompleks III został wykonany bardziej szczegółowo niż podział całkowitego zbioru karbońskiego. Odpowiednie równania i współczynniki korelacji zostały zgromadzone w tabeli 5. Współczynniki korelacji przy bardziej szczegółowym podziale kompleksu III na mniejsze grupy o stałym FZI są wyższe niż w przypadku podziału całkowitego zbioru karbońskiego. W kilku przypadkach przy podziale kompleksu III liczba danych może być uznana za niewystarczającą do osiągnięcia wiarogodnego wyniku. Stosunkowo wysokie współczynniki korelacji potwierdzają jednorodność jednostek o stałym FZI w aspekcie zależności porowatość – przepuszczalność. Im większy jest parametr FZI, tym większa jest przepuszczalność, zatem obserwuje się wzrost zdolności do ruchu mediów ze wzrostem FZI. FZI zawiera w sobie wielkość RQI, która obejmuje krętość kanałów porowych i powierzchnię właściwą, czyli parametry decydujące o ruchu mediów w przestrzeni porowej skał klastycznych (Prasad 2000).

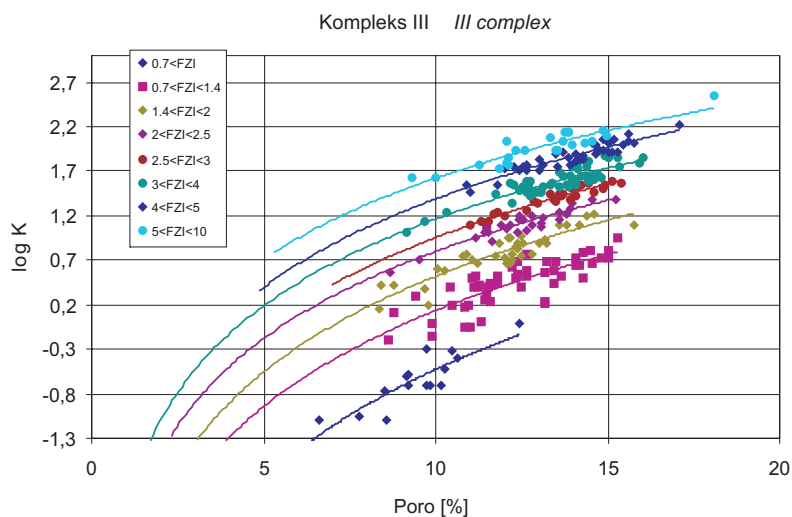


Fig. 5. Podział zbioru $\log K$ vs. Poro na jednostki o ustalonym FZI

Fig. 5. Division of the $\log K$ vs. Poro space due to FZI

Tabela (Table) 5

Równania regresji i współczynniki korelacji dla jednostek o stałym FZI

Regression equations and correlation coefficients for FZI units

	FZI	Równanie Equation $\log K = f(\text{Poro})$	Współczynnik korelacji Correlation coefficient R	Liczba danych Number of data
Cały zbiór <i>The whole set</i>	FZI<1	$y = 1.7145\text{Ln}(x) - 4.1696$	0.79	89
	1<FZI<2	$y = 1.4357\text{Ln}(x) - 2.9468$	0.92	107
	2<FZI<3	$y = 1.5765\text{Ln}(x) - 2.7856$	0.93	67
	3<FZI<5	$y = 1.4251\text{Ln}(x) - 2.0173$	0.93	110
	5<FZI<10	$y = 1.4189\text{Ln}(x) - 1.6097$	0.77	36
Kompleks depozycyjny III <i>III depositional complex</i>	FZI<0.7	$y = 1.4701\text{Ln}(x) - 3.9453$	0.85	22
	0.7<FZI<1.4	$y = 1.5581\text{Ln}(x) - 3.4531$	0.80	53
	1.4<FZI<2	$y = 1.5528\text{Ln}(x) - 3.055$	0.91	39
	2<FZI<2.5	$y = 1.4154\text{Ln}(x) - 2.4582$	0.94	31
	2.5<FZI<3	$y = 1.4877\text{Ln}(x) - 2.4703$	0.96	26
	3<FZI<4	$y = 1.4071\text{Ln}(x) - 2.0757$	0.90	56
	4<FZI<5	$y = 1.4354\text{Ln}(x) - 1.915$	0.93	42
	5<FZI<10	$y = 1.3236\text{Ln}(x) - 1.4243$	0.91	22

Na figurze 5 widzimy *de facto* zmiany parametru RQI w utworach kompleksu III, zostały one zilustrowane bez znajomości trudnych do określenia wielkości, jakimi są krętość kanałów porowych i powierzchnia właściwa. Obserwujemy podobne współczynniki w równaniach korelacji dla całego zbioru karbońskiego i dla danych z kompleksu III. Jest to kolejne potwierdzenie, że można wykorzystać relację porowatość – przepuszczalność dla całego zbioru karbońskiego. Podział przestrzeni zgodnie ze stałymi wartościami FZI wydziela te części ośrodka skalnego, które charakteryzują się podobnymi zdolnościami do przepływu. Zastosowanie szczegółowych relacji porowatość *vs.* przepuszczalność podwyższa dokładność wyznaczenia *K*.

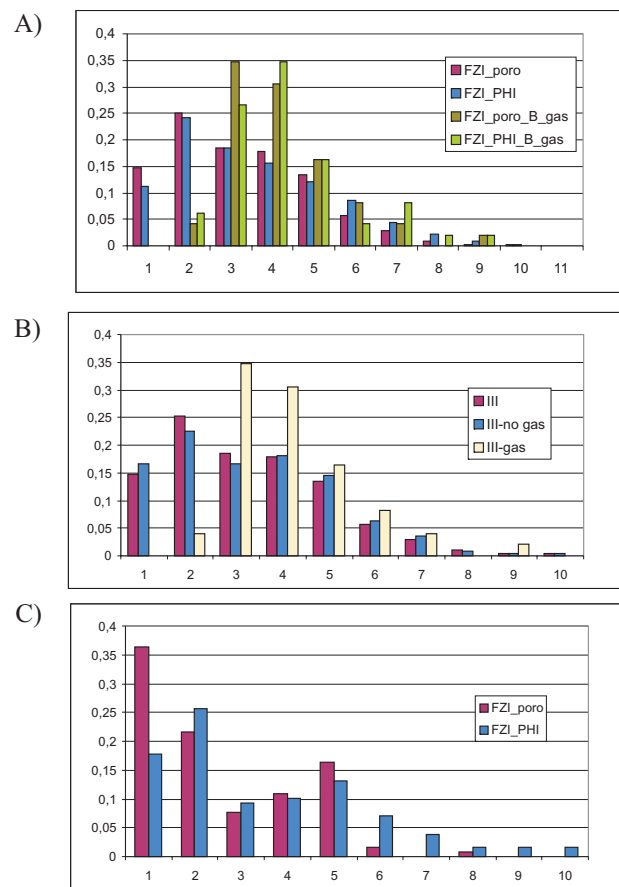


Fig. 6. Histogramy częstotliwościowe FZI danych z kompleksów III i II, w otworach St. 1, 2, 3K: A) FZI(Poro) i FZI(PHI) kompleks III, utwory gazonośne w kompleksie III; B) FZI(Poro) całość danych w kompleksie III, utwory gazonośne w kompleksie III oraz skały pónne w kompleksie III; C) FZI(Poro) i FZI(PHI) kompleks II

Fig. 6. Frequency histograms of FZI for data sets from the III and II complexes, St. 1, 2 and 3K data set: A) FZI(Poro) and FZI(PHI) for the III complex and for the gas beds in the III complex; B) FZI(Poro) for the III complex as a whole, for gas-beds in the III complex and for the blank layers in the III complex; C) FZI(Poro) and FZI(PHI) for the II complex

Szczegółowa analiza histogramów częstotliwościowych dla FZI w różnych zbiorach danych wskazuje, że parametr ten jest efektywnym narzędziem przy podziale serii karbońskiej na skały zbiornikowe i otaczające (Fig. 6A, B, C). Rozkłady FZI(Poro) i FZI(PHI) są podobne w rozważanych przypadkach; jedynie niewielkie odejście od tej reguły występuje w obszarze złożowym. Dlatego też idea zamiany Poro i PHI jest nadal podtrzymywana.

Podsumowując, można stwierdzić, że najwyższe FZI dominują w serii złożowej; dlatego w obszarze Stężycy te części profilu, które charakteryzują się FZI wyższym niż 2, mogą być rozważane jako potencjalnie perspektywne dla poszukiwania węglowodorów. W kompleksie III FZI może być użyty jako efektywny parametr wyróżniający skały nasycone węglowodorami i skały bez objawów węglowodorów. Histogramy FZI(Poro) i FZI(PHI) dla kompleksu II (Fig. 6C) również zawierają FZI > 2, ale liczba tych próbek jest zdecydowanie mała.

Tabela (Table) 6

Parametry petrofizyczne karbońskich skał klastycznych w jednostkach o stałych FZI
Petrophysical parameters of the Carboniferous clastic rocks at the FZI units

Cały zbiór – 1 <i>The whole set – 1,</i> Kompleks III – 2 <i>III complex – 2</i> Kompleks III-złoże – 3 <i>III complex-deposit – 3</i>	FZI									Pełny zestaw FZI <i>All FZI</i>
	< 0.7	0.7–1.4	1.4–2.0	2.0–2.5	2.5–3	3–4	4–5	5–10		
Liczba danych <i>Number of data</i>	22/15/ 2	99/5/ 10	36/37/ 14	32/30/ 11	28/26/ 5	57/55/ 10	43/42/ 6	28/23/ 2	365/27 9/60	
PHI [%]	1	8.55	9.14	11.22	12.01	12.14	11.57	12.90	12.67	11.68
	2	9.42	10.69	11.42	11.86	12.12	12.98	12.96	13.18	11.29
	3	7.62	11.73	12.07	11.91	13.57	13.06	12.79	13.71	11.40
VSAND [%]	1	52.45	56.46	56.71	65.42	62.53	57.92	66.85	49.51	58.24
	2	51.03	55.12	58.06	65.70	63.41	60.91	67.56	51.84	58.07
	3	47.62	66.02	56.40	63.26	68.72	67.79	57.89	54.07	60.39
VCL [%]	1	28.54	27.88	21.91	12.79	18.14	17.63	13.05	16.59	20.95
	2	31.31	28.52	21.14	12.71	18.13	14.75	12.39	13.14	21.21
	3	28.34	17.67	17.50	16.81	14.36	12.27	18.07	16.22	19.95
Poro [%]	1	9.43	11.05	11.89	12.48	13.46	13.22	13.99	12.62	12.58
	2	9.49	12.26	11.99	12.43	13.41	13.57	14.01	13.13	12.23
	3	8.19	11.76	12.49	12.93	13.79	14.07	13.89	14.14	12.63
K [mD]	1	0.22	1.72	5.99	12.33	24.30	33.25	73.39	84.39	33.39
	2	0.23	2.70	6.09	12.61	24.31	38.55	73.74	93.78	35.63
	3	0.09	3.08	6.93	15.31	28.64	39.12	67.73	109.84	24.46

Średnie wartości parametrów petrofizycznych dla każdej grupy FZI dla pełnego zbioru karbońskiego (1), dla kompleksu III (2) i dla warstw nasyconych gazem i ropą (3) przedstawiono w tabeli 6.

Widoczne jest podobieństwo między wartościami wyznaczonymi z badań laboratoryjnych i na podstawie wyników interpretacji geofizycznej. Poro i PHI przyjmują wartości zbliżone dla pełnego zbioru danych karbońskich i dla kompleksu III. Najwyższe wartości obu parametrów występują dla najwyższych FZI. Im wyższe jest FZI, tym wyższa jest porowatość i zawartość piaskowca, VSAND i tym niższa jest objętość składników ilastych, VCL. Część tabeli 6 zaznaczona kolorem szarym obejmuje grupy danych o wysokich FZI charakterystyczne dla partii złożowych (Fig. 6). Obserwuje się odwrotne wzajemne relacje między parametrami w obszarze szarym i poza tym polem, w brzeźnych częściach tabeli 6. Średnie wartości PHI, VSAND, Poro i K są wyższe dla części złożowej kompleksu III w obszarze wysokich FZI niż dla całego zbioru danych; VCL jest niskie we wspomnianych szarych częściach tabeli 6. Można zatem powiedzieć, że część kompleksu III, o parametrach FZI z przedziału 0.7–4 może być rozważana jako potencjalna strefa złożowa. Wynik ten jest potwierdzony przez prace otworowe. Częstotliwość pojawiania się FZI z przedziału 0.7–4 (w tabeli 6 jest to pozycja liczba danych) jest największa w strefie złożowej. Średnie wartości VSAND i VCL dla całego zbioru danych i dla kompleksu III są podobne. Najwyższe wartości VSAND i najniższe VCL występują w serii złożowej w strefach o wysokich FZI.

CIĄGŁE PROFILOWANIE PRZEPUSZCZALNOŚCI *IN SITU*

Na podstawie wcześniejszych rozważań dotyczących porowatości Poro i PHI oraz analizy danych zawartych w tabelach 5 i 6 zdecydowano obliczyć współczynnik przepuszczalności K_{calc} , wykorzystując wzory dla zależności $\log K = f(\text{Poro})$ dla wszystkich grup FZI i podstawiając zamiast Poro – PHI. W następnym kroku obliczono korelację między $\log K_{calc}$ i $\log K$. Wysoki współczynnik korelacji ($R = 0.90$) potwierdza możliwość wykorzystania formuł zawartych w tabeli 5 jako równań predykcji dla K na podstawie PHI. W ten sposób można efektywnie obliczać przepuszczalność w klastycznych utworach karbońskich.

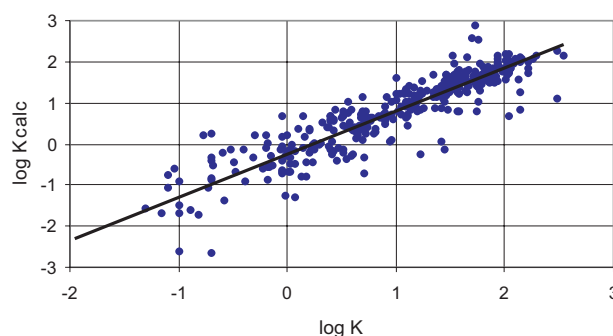


Fig. 7. Wykres zależności przepuszczalności K_{calc} vs. K , cały zbiór karboński

Fig. 7. Dispersion plot of the reconstructed K_{calc} and measured K , permeabilities for the total Carboniferous data set

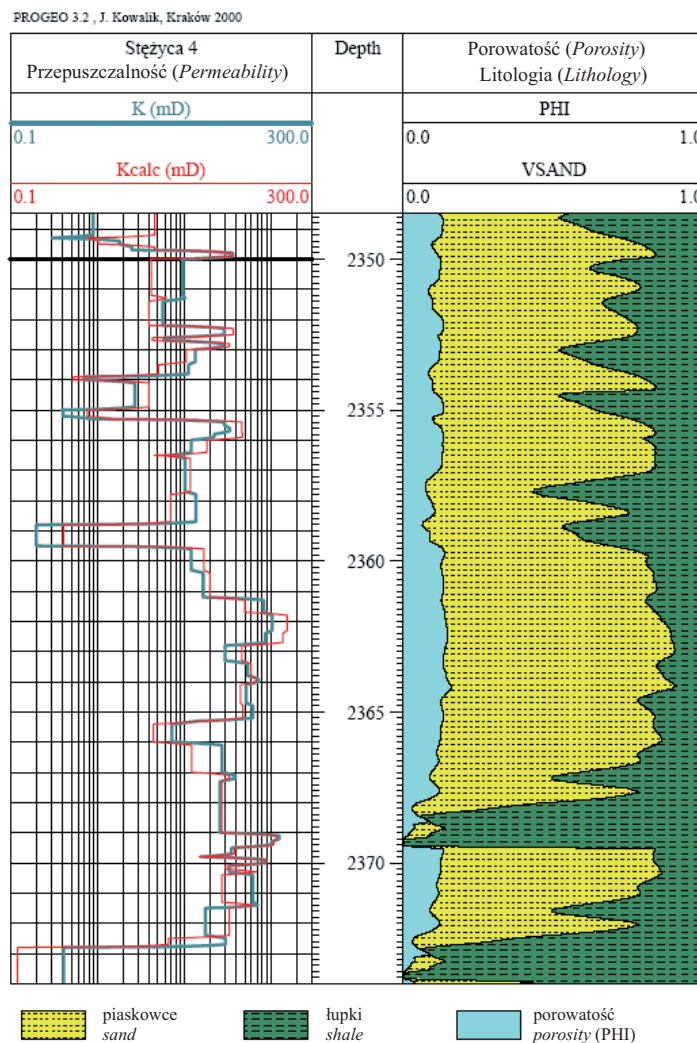


Fig. 8. Zestawienie przepuszczalności obliczonej K_{calc} i wyznaczonej z danych laboratoryjnych K , w otworze Stężycza 4. Rozwiązanie litologiczno-porowatościowe: objętość piaskowca – kolor żółty, objętość ilów – kolor zielony, porowatość – kolor niebieski

Fig. 8. Stężycza 4 well – permeability reconstructed from porosity K_{calc} and permeability from cores K , Lithology-porosity solution: volume of sandstone (yellow), volume of shale (green), porosity (blue)

Wykres rozrzutu $\log K_{calc}$ vs. $\log K$ (Fig. 7) ilustruje zależność między K_{calc} , obliczoną w jednostkach o stałym FZI na podstawie PHI i przepuszczalnością oznaczoną w laboratorium. Na figurze 8 przedstawiono wykres profilowań przepuszczalności K i K_{calc} w otworze Stężycza 4. Na figurze tej pokazano także wykres zmian porowatości i składników litologicznych w funkcji głębokości. Obserwuje się podobne wartości na obu profilowaniach przepuszczalności.

WNIOSKI

Porowatość i przepuszczalność rozpatrywane osobno nie charakteryzują w sposób jednoznaczny zarówno klastycznych skał karbońskich całej serii w obszarze Stężycy, jak i nasyconych węglowodorami skał zbiornikowych, ani pełnych profili skał depozycyjnych kompleksów III i II.

Wskaźnik przepływu FZI, łączący porowatość i przepuszczalność, okazał się efektywnym parametrem rozdzielającym całą serię karbońską na jednostki o podobnych warunkach dla przemieszczania się mediów złożowych. FZI, uwzględniając pośrednio krętość kanałów porowych i powierzchnię właściwą, sprawdził się także jako dobry parametr podziału w klastycznych złożowych osadach obszaru Stężycy, gdzie parametry te decydują o ruchu węglodorów w porach. W rozważanym rejonie jednostki o wartościach FZI należących do przedziału 1.4–4 mogą być rozważane jako potencjalne skały zbiornikowe.

W jednostkach skalnych o tych samych FZI wyznaczono istotne korelacje między porowatością i przepuszczalnością. Wykorzystano je następnie do obliczenia współczynnika przepuszczalności, podstawiając jako porowatość wartość PHI będącą wynikiem kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej. W ten sposób zaproponowano ciągłą metodę obliczania przepuszczalności w warunkach *in situ*. Efektywność tej metody została potwierdzona przez korelację o wysokim współczynniku między przepuszczalnością obliczoną w profilu otworu i wyznaczoną badaniami laboratoryjnymi.

Przedstawione na przykładzie obszaru Stężycy efektywne sposoby wydzielania stref najbardziej perspektywicznych pod względem złożowym na bazie FZI oraz obliczania przepuszczalności w sposób ciągły w profilu otworu mogą być stosowane jako dodatkowe metody uzupełniające wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki otworowej w strefach, gdzie wyniki badań laboratoryjnych nie są dostępne.

Praca jest wynikiem zaangażowania autorek w projekt „System naftowy rowu lubelskiego” realizowany przez zespół Państwowego Instytutu Geologicznego i Akademii Górniczo-Hutniczej w latach 2002–2005. Wyniki badań laboratoryjnych i profilowań geofizyki otworowej zostały udostępnione na potrzeby prac w ww. projekcie. Wyniki kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej i wybrane profilowania na potrzeby projektu zostały udostępnione przez PGNiG S.A. Autorki dziękują dr. inż. Romanowi Semyrce za przygotowanie wyników badań laboratoryjnych i dyskusję.

LITERATURA

- Bała M. & Jarzyna J., 1993. Związki korelacyjne między współczynnikiem przepuszczalności a parametrami petrofizycznymi określonymi z profilowań geofizyki wiertniczej i oznaczeniami laboratoryjnymi. *Geofizyka Stosowana*, 13, 105–121.

- Bała M., Cichy A. & Jarzyna J., 2003. *Modelowanie prędkości propagacji i tłumienia fal sprężystych podłużnych i poprzecznych w skałach porowatych w powiązaniu z otworowymi badaniami geofizycznymi*. Opracowanie projektu badawczego nr 8 T12b 046 20, AGH, WGGiOŚ Zakład Geofizyki.
- Baszkiewicz A. & Karpoluk Z., 2000. Model sejsmologiczny i jego odpowiedź sejsmiczna na przykładzie złoża Stężycy. *Mat. Konferencji Geopetrol 2000*, Zakopane 2000, 167–170.
- Baszkiewicz A., Karpoluk Z. & Wajda-Karpoluk B., 2000. *Model przestrzenny złoża Stężycy na podstawie szczegółowej analizy sejsmostratygraficznej, sedimentologicznej i geostatystycznej*. Opracowanie PGNiG S.A. Archiwum Biura Geologicznego Geonafta, Warszawa.
- Darłak B., Włodarska-Kowalczyk M., Kobyłecka A., Leśniak G. & Such P., 1998. Przegląd wyników badań właściwości zbiornikowych i filtracyjnych wybranych skał zbiornikowych basenów młodopaleozoicznych Niżu Polskiego. *Prace PIG*, 165, 147–153.
- Dzięgielowski J., Matuszewska I., Płachta M. & Weil M., 1999. Multilayers Carboniferous perspective zones in Stężycy region. *Oil and Gas News from Poland*, Geosynoptics Society “GEOS”, Kraków – Warszawa, 107–116.
- Helcel-Weil M. & Dzięgielowski J., 2003. Basen lubelski – wyniki złożowe dotychczasowych prac i ich znaczenie dla dalszych poszukiwań. *Prz. Geol.*, 51, 764–770.
- Kozłowska A., Such P. & Kobyłecka A., 1998. Ewolucja przestrzeni porowej utworów karbonu radomsko-lubelskiego na podstawie wybranych wierceń. *Prace PIG*, 165, 167–172.
- Kozłowska A., 2003. Wpływ diagenety na właściwości zbiornikowe piaskowców górnego karbonu w rejonie między Warszawą a Dęblinem. *Prz. Geol.*, 51, 777–782.
- Lipiec M., 1998. Ocena perspektyw występowania złóż węglowodorów w utworach basenu karbońskiego na obszarze lubelskim i pomorskim. *Prace PIG*, 165, 289–292.
- Mohammed K. & Corbett P., 2003. How many relative permeability measurements do you need? A case story from North African reservoir. *Petrophysics*, 44, 262–270.
- Prasad M., 2000. Velocity-permeability relations with hydraulic units. *Geophysics*, 68, 108–117.
- Narkiewicz M., 2003. Tektoniczne uwarunkowania rowu lubelskiego (późny dewon-karbon). *Prz. Geol.*, 51, 771–776.
- Skompski S., 1998. Regional and global chronostratigraphic correlation levels in the late Viséan to Westphalian succession of the Lublin Basin (SE Poland). *Geol. Quarterly*, 42, 121–130.
- Waksmundzka M.I., 1998. Architektura depozycyjna basenu karbońskiego Lubelszczyzny. *Prace PIG*, 165, 89–10.
- Wojtowicz J. & Kopczyński R., 2004. Core data – well logs analysis integration in the process of Stężycy oil and gas field exploration. *Trans. of SPWLA 45th Annual Logging Symposium*, June 6–9, paper YYY.

Summary

A statistical analysis has been carried out on log and lab data of the Carboniferous clastic rocks in the Stężycza hydrocarbon deposit, Lublin Basin to establish relationships helpful in splitting up rock profile into hydrocarbon-bearing and unproductive sections and to get a continuous permeability log. A total set comprising several hundreds of core data and geophysical results from the Carboniferous depositional complexes has been elaborated as a whole. Then it has been split according to a geological conception of division of the Carboniferous succession into four sequence stratigraphy complexes, I–IV. Special attention has been paid for the Middle-Namurian – Lower-Westfalian III complex because of hydrocarbon deposit in it (Tab. 1). Number of data and the depths of the elaborated intervals in three productive wells (Stężycza 1, 2 and 3k) and a barren one (Stężycza 4) are shown in Table 2. The discussed wells are situated along the broken line starting from Stężycza 1 at NNW, through 3k, 2 to 4 at SSE (Fig. 1). Correlation coefficients worked as a measure of relation between two values of porosity (Poro – from core data and PHI – from well log interpretation) and also between porosity, Poro, and permeability, K (Tab. 3). Several reasons were discussed to explain the dispersion of data in the plot Poro vs. PHI for the total Carboniferous data set presented in Figure 2. The frequency histograms of Poro and PHI were constructed for the Carboniferous total data set, Carboniferous data in Stężycza 4 well and the III complex in Stężycza 1 (Fig. 3). The porosity ranges for all data sets are quite big, but the majority of samples are included between 8 and 17%. Maxima in all plots fall on between 12 and 14%. A similarity of the distributions of porosities confirms the authors' thesis that the unique formula, $\text{Poro} = f(\text{PHI})$, for the whole data set for the Carboniferous clastic rocks can be useful and Poro or PHI can be used exchangeable. Relationships between permeability, K , and porosity, PHI, have been next calculated. Formulas for these relations are given in Table 4. Like in the case $\text{Poro} = f(\text{PHI})$, slopes and intercepts and correlation coefficients are similar in equations obtained for the Carboniferous data in each well and for the total Carboniferous set, so the common formula, $\log K = f(\text{PHI})$, has been established. Only small variability is observed in the discussed relations.

A flow zone indicator, FZI, has been used as a discriminator between different hydraulic units in Stężycza deposit. Formula (1) combines reservoir quality index, RQI, porosity, Poro, and a scale coefficient, A , thus, it describes in more detail relationship of porosity vs. permeability. In our considerations FZI has been calculated on the basis of core data and applied for division of the total Carboniferous data set and the III complex data into flow units. In Figure 5 data in the III complex have been clustered according to the FZI and correlation curves calculated for each FZI group have been turned on parallel one to another (Tab. 5). Detailed examination of the frequency histograms constructed according to FZI in various data sets shows that FZI works as a good discriminator between reservoir rocks and adjacent beds (Fig. 6). The means of petrophysical properties for each FZI group for the total Carboniferous (1), the III complex (2) and the hydrocarbon (gas and oil) bearing beds (3) data sets are collected in Table 6. The shadowed part of Table 6 includes groups of high FZI characteristic for the hydrocarbon deposit.

On the base of earlier considerations of Poro and PHI and exploring Tables 5, 6 and Figures 4 and 5 we decided to calculate permeability, K_{calc} , using the formulas obtained for the separate groups of FZI adopting PHI instead of Poro. In the next step the relation between $\log K_{calc}$ and $\log K$ has been established (Fig. 7). The high correlation coefficient ($R = 0.90$) in the relation K_{calc} vs. K confirms using the formulas in Table 5 as the prediction equations for K on the base of PHI. In Figure 8 calculated permeability logging K_{calc} and K from laboratory investigations are presented in Steżyca 4 well. Generally, we observe the similar anomalies in K_{calc} and K curves.

Tabela (Table) 1

Głębokości karbońskich kompleksów depozycyjnych IV–I oraz warstw złożowych (Chronostratygrafia i lithostratygrafia na podstawie Waksmundzka – inf. ustna; głębokości poziomów złożowych – B-gaz i C-ropa na podstawie Baszkiewicz *et al.* 2000)

*Depth of IV–I depositing Carboniferous complexes and hydrocarbon bearing beds (chronostratigraphy and lithostratigraphy after Waksmundzka – pers. com.; depth of the B-gas and C-oil beds after Baszkiewicz *et al.* 2000)*

		Chronostratygrafia <i>Chronostratigraphy</i>	Lithostratygrafia <i>Lithostratigraphy</i>	Głębokości kompleksów w otworach Stężycza [m] <i>Depths of complexes in Stężycza wells [m]</i>			
				Stężycza 1	Stężycza 2	Stężycza 3K (w nawiasach TVD*) <i>(in brackets TVD*)</i>	Stężycza 4
Karbońskie kompleksy depozycyjne <i>Carboniferous depositing complexes</i>	IV	westfal B, C, D? <i>Westfalian B, C, D?</i>	formacja magnuszezewska – górna część formacji lubelskiej <i>Magnuszew Fm. – upper part of Lublin Fms.</i>	1509–2044	1470.0–2038.0	1491.0–2042.5(2070)	1373.0–2030.0
	III	westfal A – namur C – górny namur B <i>Westfalian A – Namurian C – Upper Namurian B</i>	najniższa część formacji lubelskiej – ogniwo kumowskie <i>the lowest part of Lublin Fm. – Kumów Mb.</i>	2044–2393	2038.0–2413.0	2042.5 (2070)–2378.0 (2434)	2030.0–2408.5
				B-Gaz: <i>B-Gas:</i> 2315.2–2330.7	B-Gaz: <i>B-Gas:</i> 2313.5–2331.5	B-Gaz: <i>B-Gas:</i> 2355.0–2366.6 C-Ropa: <i>C-Oil:</i> 2376.5–2378	
	II	namur A – dolny namur B <i>Namurian A – Lower Namurian B</i>	ogniwo bużańskie – najwyższa część formacji Terebina <i>Bug Mb. – upper part of Terebin Fm.</i>	2393–2616	2413.0–2624.0	2378.0 (2434)–2610 (2666) C-Ropa: <i>C-Oil:</i> 2378–2382.6	2408.5–2640.0
	I	Górny wizen <i>Upper Viséan</i>	najniższa część formacji Terebina – formacja Huczwy <i>the lowest part of Terebin Fm. – Huczwa Fm.</i>	2616–2780	2624.0–2784.5	2610.0 (2666)–2785.5 (2844)	2640.0–2826.0

* TVD – Rzeczywista głębokość w pionie (*True Vertical Depth*)

Tabela (Table) 3

Zależności między porowatością z badań laboratoryjnych Poro i porowatością będącą wynikiem kompleksowej interpretacji PHI oraz relacje między porowatością Poro a przepuszczalnością K ; T – cały zbiór danych

Relations between porosity from cores Poro and total porosity from the comprehensive interpretation, PHI and relations between porosity Poro, and permeability K ; T – total data file

Nazwa otworu <i>Well name</i> Stężycza/ Stratygrafia <i>Stratigraphy</i>	Równanie <i>Equation</i> Poro = $f(\text{PHI})$	Współczynnik korelacji R <i>Correlation</i> <i>coefficient</i>	Równanie <i>Equation</i> $\log(K) = f(\text{Poro})$	Współczynnik korelacji R <i>Correlation</i> <i>coefficient</i>	Liczba danych dla kolumn <i>Number of data for columns</i> 2,3/4,5
1	2	3	4	5	6
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-1	$Y = 0.7286x + 2.719$	0.84	$Y = 0.2048x - 1.1491$	0.80	165/68
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-2	$Y = 0.7157x + 3.9015$	0.72	$Y = 0.2717x - 2.4777$	0.79	157/76
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-3K	$Y = 0.751x + 4.8243$	0.79	$Y = 0.287x - 2.7208$	0.90	368/126
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-4	$Y = 0.7634x + 3.1606$	0.84	$Y = 0.3225x - 2.937$	0.84	216/104
Karbon <i>Carboniferous</i> St.-T	$Y = 0.7581x + 3.612$	0.81	$Y = 0.2503x - 2.0809$	0.80	906/374
Kompleks III <i>III complex</i> St.-1	$Y = 0.578x + 4.434$	0.71	$Y = 0.2012x - 1.128$	0.63	97/59
Kompleks III <i>III complex</i> St.-2	$Y = 0.6631x + 4.6103$	0.60	$Y = 0.2632x - 2.2829$	0.65	138/60
Kompleks III <i>III complex</i> St.-3K	$Y = 0.8063x + 4.2058$	0.80	$Y = 0.2901x - 2.7533$	0.86	195/93
Kompleks III <i>III complex</i> St.-4	$Y = 0.7235x + 3.6397$	0.80	$Y = 0.3372x - 3.1227$	0.80	213/99
Kompleks III <i>III complex</i> St.-T	$Y = 0.6875x + 4.4262$	0.72	$Y = 0.2627x - 2.2081$	0.73	643/311
Kompleks II <i>II complex</i> St.-1	$Y = 1.107x + 1.4707$	0.81	$Y = 0.4009x - 3.2462$	0.72	68/12
Kompleks II <i>II complex</i> St.-2	$Y = 0.5448x + 4.2662$	0.83	$Y = 0.1843x - 2.1655$	0.86	16/10
Kompleks II <i>II complex</i> St.-3K	$Y = 0.6457x + 5.8414$	0.77	$Y = 0.3078x - 2.8485$	0.96	173/82
Kompleks II <i>II complex</i> St.-T	$Y = 0.8987x + 2.8567$	0.87	$Y = 0.3108x - 2.8432$	0.92	260/104