

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/290004898>

Hydraulic units differentiated in reservoir rock to facilitate permeability determinations

Article in *Przegląd Geologiczny* · January 2009

CITATIONS

2

READS

53

2 authors, including:



[Ha Quang Man](#)

Independent Researcher

14 PUBLICATIONS 27 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



I am working for reservoir modeling with Petrel for some projects in Vietnam [View project](#)



Late Quaternary evolution of the Vietnam continental shelf [View project](#)

Podział skały zbiornikowej na jednostki o jednakowych właściwościach hydraulicznych w celu dokładniejszego wyznaczania przepuszczalności podczas modelowania przepływów w złożu gazu

Jadwiga Jarzyna¹, Ha Quang Man²



J. Jarzyna



M. Ha Quang

Hydraulic units differentiated in reservoir rock to facilitate permeability determinations for flow modeling in gas deposit. Prz. Geol., 57: 996–1003.

A b s t r a c t. Petrophysical parameters such as porosity and permeability and bulk density are input data for modeling hydrocarbon flow in reservoirs with the use of Eclipse® program (Schlumberger). The modeling is preceded by preliminary works comprising division of reservoir into hydraulic (flow) units, HU, and their characterization by geometrical and geological factors. Flow Zone Index, FZI, is a factor enabling easier description of movement of media in pore space only on the basis of combination of permeability and porosity. Then, HUs are determined on the basis of FZIs. The tested gas deposit belonged to a group of typical Miocene reservoirs from the Polish part of the Carpathian Foredeep. In this deposit, gas accumulations are related to deltaic sediments represented by sandstone and mudstone layers of various thickness, and heterolites with claystone, mudstone and sandstone intercalations. In the case of this

deposit, the wealth of laboratory data made possible credible differentiation of FZI and HU. The tested methodology can also be applied to investigations of reservoirs bearing potable, mineral and geothermal water as well as those used for storage of sequestered carbon dioxide.

Keywords: reservoir parameters, FZI — Flow Zone Index, HU — Hydraulic Unit, flow modeling, Eclipse® (Schlumberger), Carpathian Foredeep

Struktura i tekstura oraz skład mineralny skał tworzących formację zbiornikową w zasadniczy sposób wpływają na relację porowatość-przepuszczalność. Petrofizycy zajmujący się badaniem właściwości zbiornikowych skał, które gromadzą i oddają węglowodory, od lat poszukują zależności między przepuszczalnością i porowatością oraz innymi wielkościami, np. krętością kanałów porowych, średnicą porów, powierzchnią właściwą przestrzeni porowej, które pozwalają obliczać zdolności produkcyjne badanych warstw.

Do najbardziej znanych zależności stosowanych do opisu zdolności do przepływu mediów w skałach porowatych należy wzór Kozeny–Carmana (Kozeny, 1927; Carman, 1937) opisujący przepuszczalność skał klastycznych:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left(\frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (1)$$

gdzie:

k — przepuszczalność fizyczna (absolutna),

ϕ_e — porowatość efektywna,

τ — krętość porów,

S_{gv} — powierzchnia właściwa porów.

Powierzchnia właściwa porów jest powiązana ze średnim promieniem hydraulicznym, r_{mh} , średnim promieniem porów, r , oraz porowatością efektywną, ϕ_e , wzorem (2):

$$S_{gv} = \frac{2}{r} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = \frac{1}{r_{mh}} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (2)$$

Połączenie wzorów (1) i (2) prowadzi do zgeneralizowanej postaci wzoru Kozeny–Carmana (3) opisującego przepuszczalność w skałach porowatych:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (3)$$

F_s oznacza współczynnik kształtu, który przyjmuje wartość 2 dla porów cylindrycznych o okrągłym przekroju poprzecznym. Wyrażenie $F_s \tau^2$ oznacza się jako stałą Kozeny'ego. Dla jednorodnej, nieskonsolidowanej skały stała ta wynosi ok. 5. Dla rzeczywistego ośrodka może wahać się pomiędzy wartościami 5 a 100. Na bazie równania Kozeny–Carmana powstało wiele wzorów typu (4), które mogą dać poprawne wartości przepuszczalności, ponieważ bardzo trudno jest wyznaczyć dokładnie parametry F_s , τ i S_{gv} :

$$k = f(\phi_e, \phi_e^3, \tau, F_s, (1 - \phi_e)^2) \quad (4)$$

Zdecydowany postęp w pracach nad efektywnym połączeniem przepuszczalności i porowatości osiągnął zespół Amaefule (1993), który przekształcił równanie (3) dzięki wprowadzeniu znormalizowanej porowatości ϕ_z (5) oraz współczynnika jakości skały zbiornikowej, *Reservoir Quality Index*, RQI (6).

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (5)$$

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (6)$$

Nową postać równania łączącego przepuszczalność i porowatość z wykorzystaniem współczynnika określającego zdolność ruchu mediów w przestrzeni porowej skał, *Flow Zone Index*, FZI , prezentuje wzór (7). Wzór ten

¹Wydział Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; jarzyna@uci.agh.edu.pl

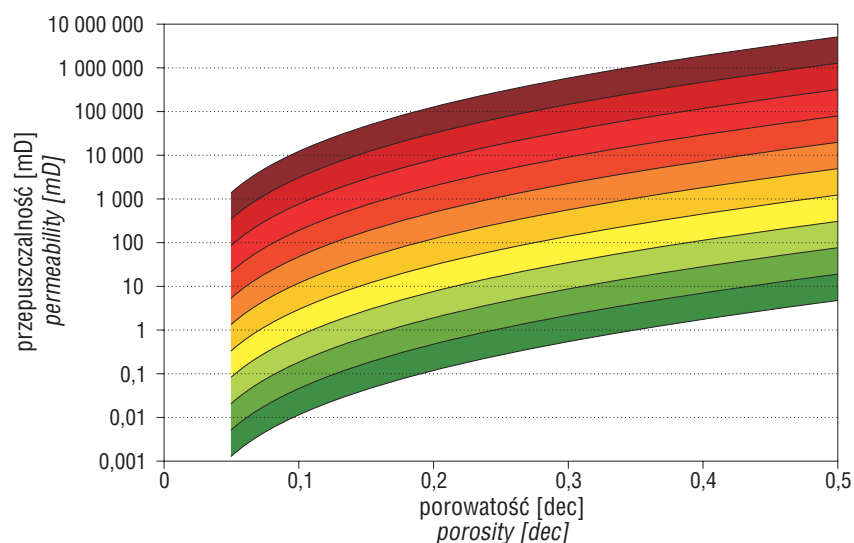
²Hanoi University of Mining and Geology, Dongngac, Tuliem, Hanoi, Vietnam; haquangman@gmail.com

opisuje relację pomiędzy pustymi przestrzeniami, porami, a resztą skały — ϕ_z i rozmieszczeniem porów w skałe *RQI*.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gv}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (7)$$

Współczynnik *FZI* oraz jednostka hydrauliczna, *Hydraulic Unit, HU*, są przez wielu badaczy uznane za wielkości definiujące możliwości ruchu mediów w skałach porowatych i przepuszczalnych. Jednostka hydrauliczna, *HU*, jest określona jako część skały zbiornikowej, w której parametry petrofizyczne decydujące o ruchu mediów są stałe i różnią się od otoczenia. Przyjmuje się, że parametry zbiornikowe w jednostce *HU*, która charakteryzuje się także stałym *FZI*, podlegają jedynie niewielkim wahaniom (Corbett i in., 2003; Bała & Jarzyna, 2004; Corbett & Potter, 2004; Svirsky i in., 2004; Jarzyna & Bała, 2005). Odpowiedni dobór wartości *FZI*, na podstawie których zostaną zbudowane jednostki hydrauliczne, odgrywa bardzo dużą rolę. Dobrze zbudowane jednostki pozwalają uzyskać lepszą korelację pomiędzy wartościami porowatości i przepuszczalności w danych strefach, co wiąże się z lepszym opisem parametrów zbiornikowych w ośrodku skalnym. Jednostki hydrauliczne, *HU*, mogą być zdefiniowane na podstawie porowatości i przepuszczalności wyznaczonych w próbkach skał i wykorzystanych do obliczenia *FZI* na podstawie równania (7). Badania wykonane w jednym otworze na dostępnym zbiorze danych mogą dać inny wynik niż badania w innym otworze w tym samym złożu. Można zatem postawić pytanie: jaka jest optymalna liczba jednostek hydraulicznych o jednakowych zdolnościach do przepływu w badanym złożu? Korzystając z równania (8), będącego przekształconym wzorem (7) (Corbett & Potter, 2004), można obliczyć linie o stałych, arbitralnie przyjętych wartościach *FZI* i zdefiniować tzw. globalne jednostki hydrauliczne, *Global Hydraulic Elements, GHE* (ryc. 1):

$$k = \phi_e \left(\frac{FZI \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}}{0,0314} \right)^2 \quad (8)$$



FZI	GHE
0,0938	1
0,1875	2
0,375	3
0,75	4
1,5	5
3	6
6	7
12	8
24	9
48	10

Ryc. 1. Wzorec *GHE* opracowany przez Pottera i Corbetta (2004) w celu zunifikowania podejścia wykorzystującego *FZI*, przepuszczalność i porowatość efektywną do wyznaczenia jednostek o stałych zdolnościach do przepływu mediów w skałach porowatych; *GHE_1* w podstawie wzorca, a *GHE_10* w stopie

Fig. 1. Global hydraulic element “basemap” template showing *GHE_1* at the base and *GHE_10* at the top (Corbett & Potter, 2004)

Budowa geologiczna złoża wybranego do testowania opracowanej metodyki

Złoże gazu ziemnego Ż zostało wybrane jako testowe ze względu na dużą liczbę danych geologicznych i geofizycznych i dobre rozpoznanie budowy strukturalnej, środowiska sedimentacyjnego oraz właściwości petrologicznych i petrofizycznych (Bosak, 2007). W badaniach skupiono się na utworach sarmatu. Zidentyfikowane horyzonty gazonośne (18 we wschodniej części złoża, 10 w centralnej i 3 w obrębie elementu zachodniego) występują w utworach strefy przybrzeżnej (płytkiego szelfu), utworach deltowych oraz w turbidytowych osadach podmorskich stożków radialnych (Myśliwiec, 2004, 2006a, b). Osady najpłytsze nie wykazują pionowego uporządkowania i charakteryzują się dużymi zmianami facjalnymi. W horyzontach I–III, występujących w tych utworach w elemencie wschodnim, pułapki mają charakter strukturalno-stratygraficzny i są związane z litosomami piaszczystymi. Niekiedy gaz jest także obecny w seriach mułowcowo-ila-stych (horyzont IV). Większość horyzontów gazonośnych występuje w utworach deltowych różnego pochodzenia deponowanych jako nasypy akumulacyjne, charakteryzujących się pionowym uporządkowaniem. Skały zbiornikowe zwykle skupiają się w częściach stropowych nasypów deltowych uszczelnionych przez osady estuariów. Gaz jest obserwowany w seriach piaszczystych oraz w heterolitach. Najgłębsze horyzonty gazonośne występują w utworach turbidytowych stożków podmorskich w elemencie wschodnim (Myśliwiec, 2006a, b).

Generalnie osady miocenne zapadliska przedkarpacciego reprezentują trzy typy litologiczne: piaszkowce, mułowce i iłowce. Piaszkowce z płytszych horyzontów reprezentują waki lityczne i waki subarkozowe, a w głębszych osadach deltowych i turbidytach najczęściej występują lepiej wysortowane i przemyte arenity (Śmist, 2003). W badanych utworach najczęstszym składnikiem mineralnym jest kwarc, nawet do 80% szkieletu mineralnego, drugim składnikiem są okrzuchy skał węglanowych, skał krzemionkowych i łupków krystalicznych (łyśczykowych). Ważnymi składnikami są plagioklasy i skalenie

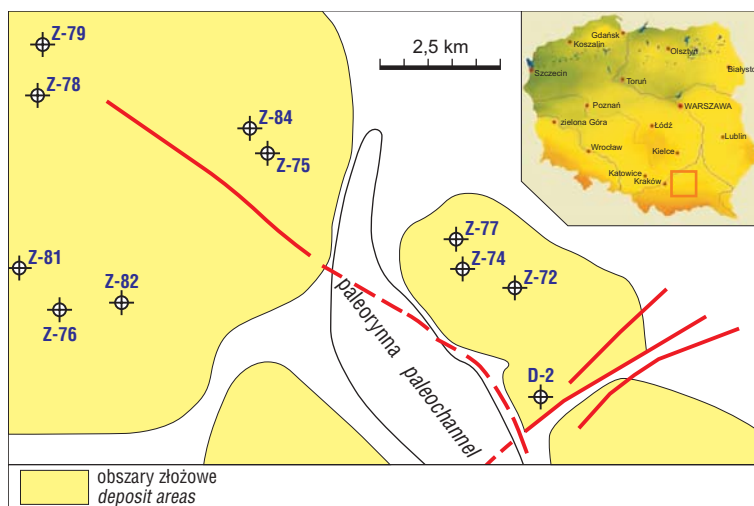
potasowe, chloryty i glaukonit oraz związki żelaza. Najczęstsze jest spoiwo ilasto-wapienne typu matriks. Występuje także spoiwo węglanowe, którego obecność na poziomie kilkunastu procent wyraźnie redukuje porowatość. W badanych skałach spoiwa węglanowe występują najczęściej w osadach głębszych, związanych z litofacją stożków podmorskich (Śmist, 2003).

Utwory sarmatu podlegały kompaktacji, ale jej wpływ, w postaci większej konsolidacji osadów, jest widoczny dopiero na głębokości 900–1000 m. W osadach sarmatu dominuje porowatość pierwotna, jedynie kilka procent mogą stanowić pory pochodzące z rozpuszczania plagioklazów, bioklastów i innych składników. Obserwuje się także zastępowanie kwarcu przez kalcyt oraz powstawanie nowych faz mineralnych w procesie cementacji. Procesy te zwykle prowadzą do redukcji porowatości. W badanych osadach stwierdzono również występowanie nagromadzeń gniazdowych kaolinitu prowadzące do blokowania przepływu mediów (Śmist, 2003).

Wymienione czynniki geologiczne wskazują na dużą różnorodność procesów wpływających na cechy zbiornikowe skał, a ich występowanie we wszystkich środowiskach sedimentacyjnych powoduje zasadniczą trudność w uporządkowaniu ich wpływu na relację przepuszczalność-porowatość.

Wykorzystane dane

W pracy wykorzystano wyniki dostępnych badań laboratoryjnych na próbkach skał (porowatość efektywną, przepuszczalność absolutną — fizyczną, gęstość objętościową i zawartość spoiwa węglanowego) w otworach występujących w centralnym elemencie złoża, w częściach północnej — Ż-75 i Ż-84 i południowej — Ż-76, Ż-81 i Ż-82, w zachodnim elemencie złoża — Ż-78 i Ż-79 oraz we wschodnim elemencie złoża — Ż-72, 74 i 77 (ryc. 2). Dane obejmowały utwory sarmatu, w interwale głębokościowym 1155,85–2353,10 m, wykształcone w facji utworów strefy przybrzeżnej (3 próbki w najwyższym interwale



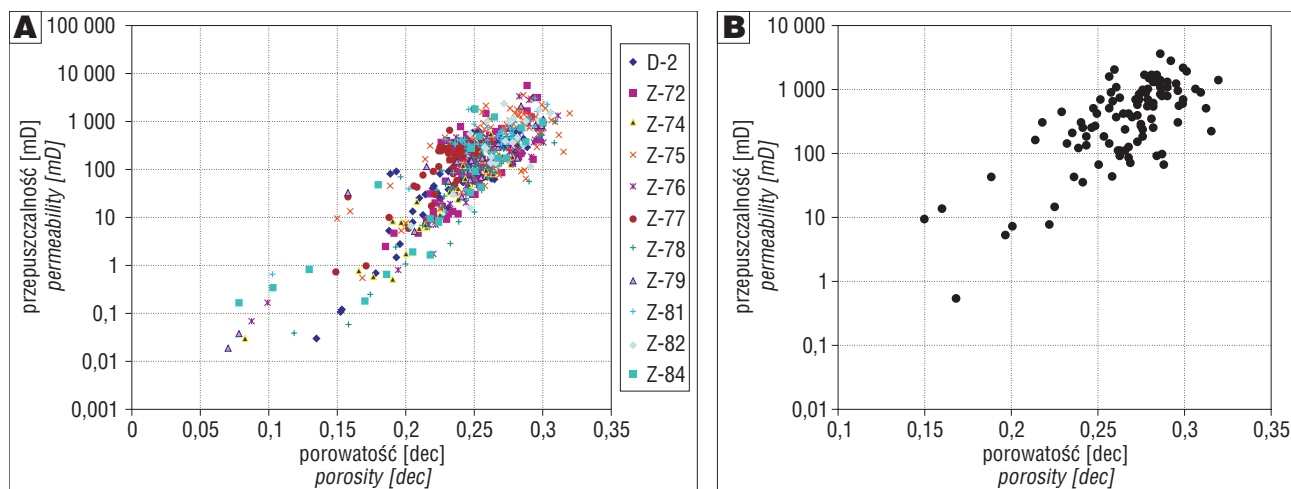
Ryc. 2. Szkic położenia otworów, z których pochodziły rdzenie wykorzystane do badań laboratoryjnych, z zaznaczeniem kolorem czerwonym elementów tektonicznych; rysunek wykonano na podstawie ilustracji w pracy (Myśliwiec, 2006a)

Fig. 2. Location of wells from which core material was covered by laboratory analyses; tectonic elements marked in red (sketch map after Myśliwiec, 2006a)

w otworze Ż-72), utworów deltowych (wszystkie otwory) i utworów turbidytowych (próbki z interwałów ok. 1000 m; 4 próbki w najniższym interwale w otworze Ż-76 nie należą do sarmatu). Łączna liczba zbadanych próbek wynosiła 570. Opróbowany interwał wynosił łącznie 280,5 m. Najwięcej danych (102 próbki) występowało w otworze Ż-75 w trzech odcinkach głębokościowych. Dane z otworu Ż-75 potraktowano jako reprezentatywne dla utworów deltowych sarmatu. Rozproszenie punktów, obserwowane na wykresach rozrzutu, jest skutkiem zmiennych czynników wpływających na badane parametry.

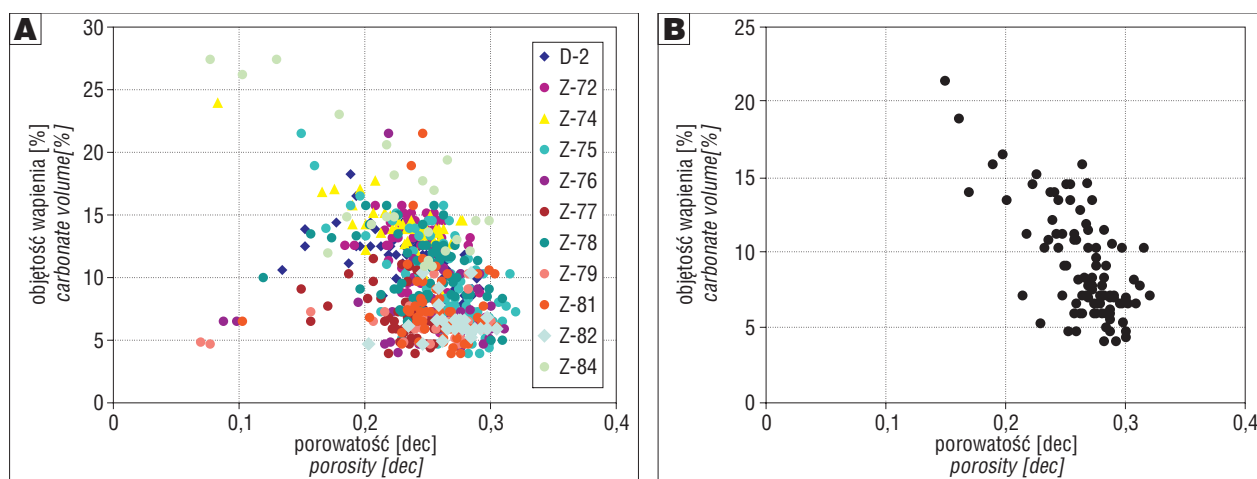
Wyniki

Wykresy zależności między badanymi parametrami w otworze Ż-75 są podobne do wykresów ilustrujących zmienność parametrów w całym zbiorze danych (ryc. 3). W obu zbiorach danych najmniejsza przepuszczalność odpowiada najmniejszej porowatości i równocześnie naj-



Ryc. 3. Przepuszczalność vs. porowatość: A — w całym zbiorze danych; B — w zbiorze danych w otworze Ż-75

Fig. 3. Dispersion plot of permeability vs. porosity for: A — the whole data set; B — Ż-75 well



Ryc. 4. Zawartość spoiwa węglanowego vs. porowatość: **A** — w badanym zbiorze danych; **B** — w otworze Ż-75
Fig. 4. Dispersion plot of content of carbonate cement vs. porosity for: **A** — the whole data set; **B** — Ż-75 well

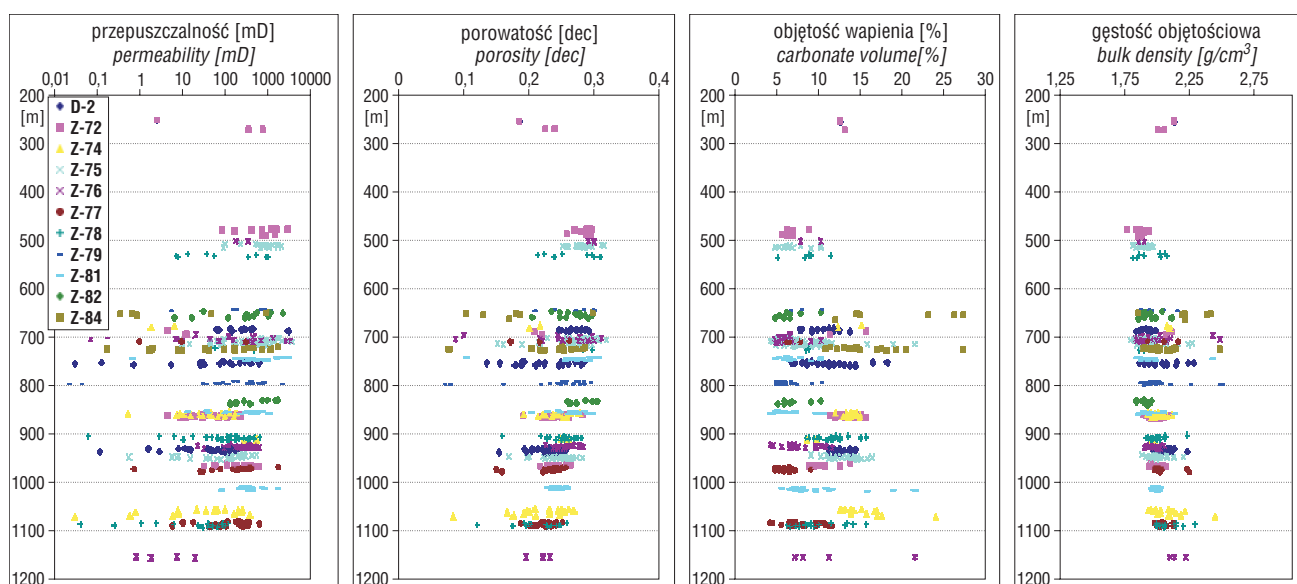
większej zawartości spoiwa węglanowego (ryc. 4). Przepuszczalność i porowatość nieznacznie maleją ze wzrostem głębokości, ale zmienność obu parametrów jest bardzo duża (ryc. 5). Praktycznie w każdym otworze wartości porowatości należą do przedziału 5–35%, a przepuszczalności do przedziału 0,01–10 000 mD. Zawartość węglanów w próbkach jest najwyższa w spągowych odcinkach utworów sarmatu (Śmist, 2003) (ryc. 5). Ze wzrostem zawartości węglanów porowatość maleje, ale niemożliwe jest wyznaczenie jednoznacznej wiarogodnej zależności między tymi parametrami ze względu na duży rozrzut punktów. Ze wzrostem głębokości gęstość objętościowa nieznacznie wzrasta (ryc. 5).

Ze względu na dużą zmienność utworów, zilustrowaną dużym rozrzutem punktów na przedstawionych wykresach, na podstawie prostych zależności nie jest możliwe jednoznaczne scharakteryzowanie elementów formacji zbiornikowej o podobnych zdolnościach do przepływu. Niskie współczynniki korelacji pomiędzy omawianymi parametrami, towarzyszące dużemu rozrzutowi, dyskwalifi-

kują równania regresji liniowej jako wzory umożliwiające obliczenie przepuszczalności na podstawie innych parametrów.

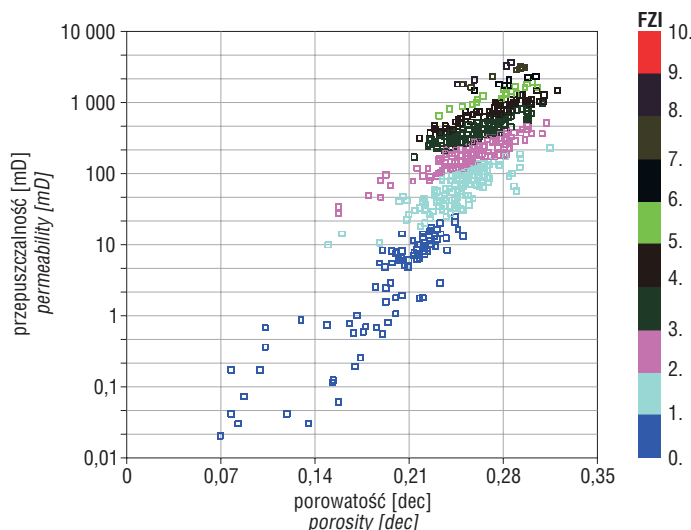
Obliczenie parametru *Flow Zone Index*, *FZI*, charakteryzującego zdolność do ruchu mediów w jednostce o zadanych wartościach porowatości i przepuszczalności (7) oraz wykonanie podziału na globalne jednostki przepływu, *GHE*, (8) pozwalają na uporządkowanie informacji i podzielenie zgrupowanie danych w jednostki o podobnych cechach, decydujących o właściwościach zbiornikowych (ryc. 6). Znaczna liczba danych mieści się w grupie o najmniejszym *FZI* (0–1). Ten zbiór charakteryzuje się dużym rozrzutem. Najwięcej danych mieści się w przedziale *FZI* 2–5. Dla każdej grupy określonej przez *FZI* wyznaczono średnie wartości tego parametru i dla nich wyznaczono 6 jednostek hydraulicznych, *HU* (ryc. 7). Punkty z przedziałów *FZI* i średnie *FZI* zaznaczono tymi samymi kolorami.

Analizowane dane przedstawiono także na tle zgenerowanych elementów *GHE*, obliczonych przez Corbetta i Pottera (2004). Na tle wzorca, obejmującego 10



Ryc. 5. Zmienność parametrów z głębokością, kolorami i szrafurą oznaczono dane w różnych otworach

Fig. 5. Changes of parameters along with depth; data from individual wells marked with different colors and symbols



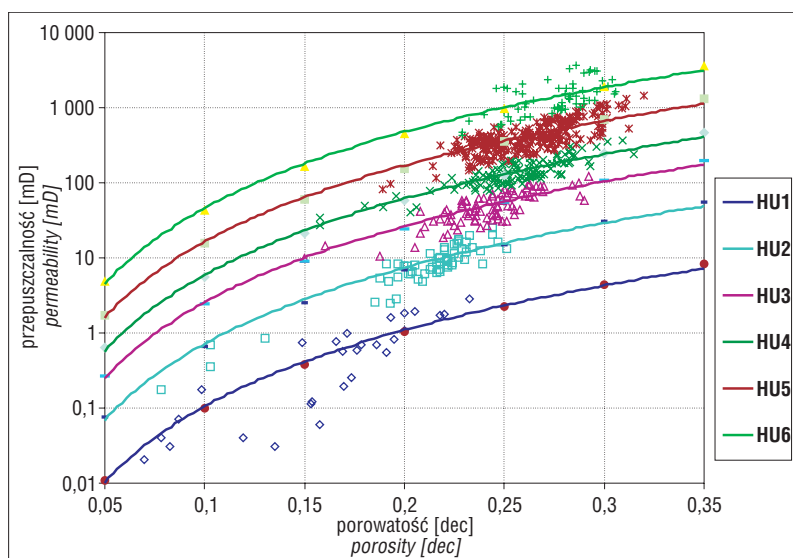
Ryc. 6. Przepuszczalność i porowatość dla stałych wartości *FZI*; skala od 1 do 10 oznaczona kolorami
 Fig. 6. Permeability and porosity for constant *FZI*; scale from 1 to 10 marked with different colors

GHE, dane skupiają się w 7 globalnych elementach (ryc. 8). Rozbieżność między dwoma podziałami (wg *FZI* i wg *GHE*) jest niewielka. Podział na 6 jednostek o podobnych zdolnościach do przepływu został potwierdzony przez wynik grupowania metodą Warda oraz podział na 6 sekcji funkcji gęstości prawdopodobieństwa występowania wyznaczonych jednostek hydraulicznych, *HU* (Ha Quang & Jarzyna, 2008).

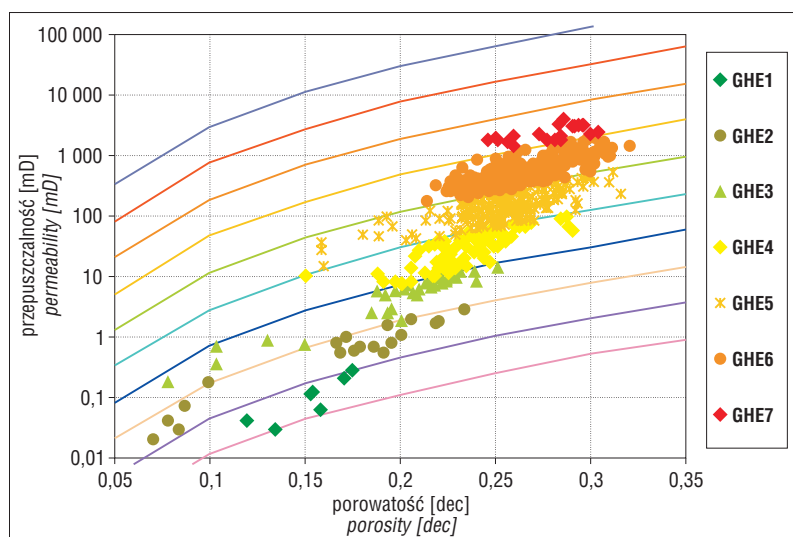
Podział zbioru danych na jednostki *HU* oraz *GHE* o podobnych zdolnościach do przepływu umożliwił wyznaczenie zależności korelacyjnych łączących przepuszczalność i porowatość, które mogą być podstawą do obliczenia przepuszczalności na podstawie porowatości.

W tabeli 1 przedstawiono równania $\log RQI$ vs. $\log \phi_z$, które były podstawą obliczenia przepuszczalności K_{HU} (ryc. 9). Zależności między wartościami przepuszczalności obliczonymi na podstawie podziału na 6 *HU* (ryc. 9) i 7 *GHE* (ryc. 10) wskazują na lepsze odtworzenie przepuszczalności na podstawie podziału na 6 jednostek w porównaniu do wyników uzyskanych na podstawie jednej formuły, obliczonej dla całego zbioru danych laboratoryjnych.

Oba przedstawione sposoby podziału zbioru danych przepuszczalność vs. porowatość na jednostki o podobnych zdolnościach do przepływu (*HU* i *GHE*) pozwalają na dokładniejsze odtworzenie przepuszczalności na podstawie porowatości. Nieznacznie wyższy współczynnik determinacji w przypadku wykorzystania tylko *FZI* może wskazywać tę metodę jako preferowaną. Zatem wykorzystanie *HU* lub *GHE* umożliwia dokładne scharakteryzowanie zdolności do przepływu mediów w przestrzeni porowej w zróżnicowanych litologicznie, facjalnie i pod względem wykształcenia przestrzeni porowej w utworach sarmatu. Liczba jednostek o podobnych cechach



Ryc. 7. Podział obszaru występowania przepuszczalności i porowatości na jednostki hydrauliczne, *HU*, zgodnie z obliczonymi wartościami *FZI*
 Fig. 7. Division of area on the basis of permeability and porosity values in accordance to the calculated *FZI* values



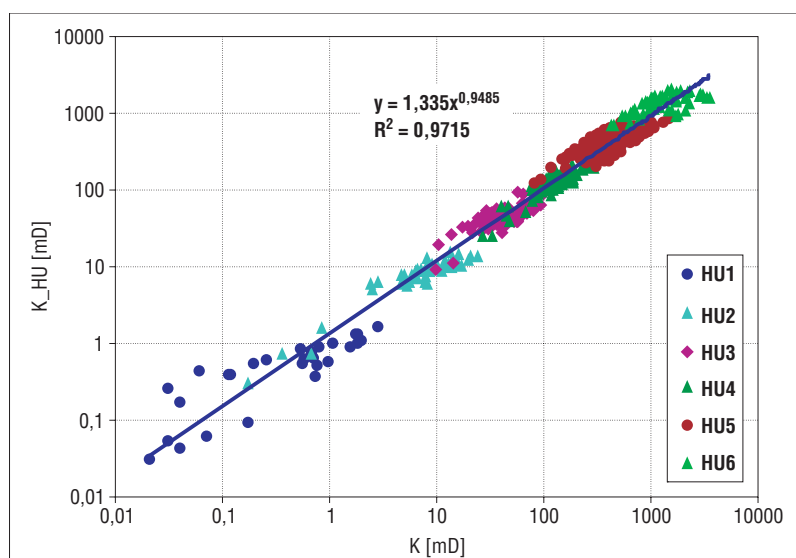
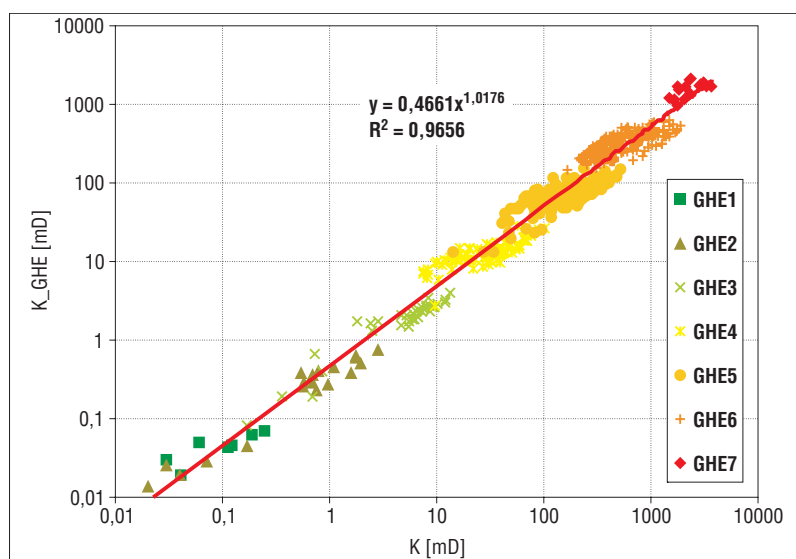
Ryc. 8. Położenie zbioru analizowanych danych na tle globalnych elementów hydraulicznych, *GHE* (Corbett & Potter, 2004)

Fig. 8. Position of data at the background of Global Hydraulic Element, *GHE*, (Corbett & Potter, 2004)

Tab. 1. Parametry charakteryzujące wydzielone jednostki hydrauliczne (HU)

Table 1. Parameters describing distinguished Hydraulic Units

HU	Równanie Equation	FZI	Średnie FZI Mean FZI	Współczynnik determinacji Determination coefficient, R^2	Liczba danych Number of data
HU1	$\log RQI = -0,607924316 + 0,999391467 \times \log \phi_z$	0,095–0,400	0,28	0,58	28
HU2	$\log RQI = -0,150699946 + 0,999849149 \times \log \phi_z$	0,466–0,971	0,73	0,77	57
HU3	$\log RQI = 0,133405756 + 1,000133539 \times \log \phi_z$	0,997–1,687	1,38	0,49	88
HU4	$\log RQI = 0,319871266 + 1,000320191 \times \log \phi_z$	1,733–2,563	2,1	0,59	119
HU5	$\log RQI = 0,537486737 + 1,000538025 \times \log \phi_z$	2,587–4,512	3,51	0,46	214
HU6	$\log RQI = 0,757498103 + 1,000758256 \times \log \phi_z$	4,555–8,833	5,85	0,28	64

**Ryc. 9.** Zależność między przepuszczalnością, K_{HU} , obliczoną na podstawie zależności $\log RQI$ vs. $\log \phi_z$ dla 6 HU (tab. 1) i przepuszczalnością wyznaczoną w laboratorium, K **Fig. 9.** Relation between permeability, K_{HU} , calculated on the basis of relation $\log RQI$ vs. $\log \phi_z$ for 6 HU (Table 1) and permeability as established in laboratory studies, K **Ryc. 10.** Zależność między przepuszczalnością, K_{GHE} , obliczoną na podstawie zależności $\log RQI$ vs. $\log \phi_z$ dla 7 GHE i przepuszczalnością wyznaczoną w laboratorium, K **Fig. 10.** Relation between permeability, K_{GHE} , calculated on the basis of relation $\log RQI$ vs. $\log \phi_z$ for 7 GHE and permeability as established in laboratory studies, K

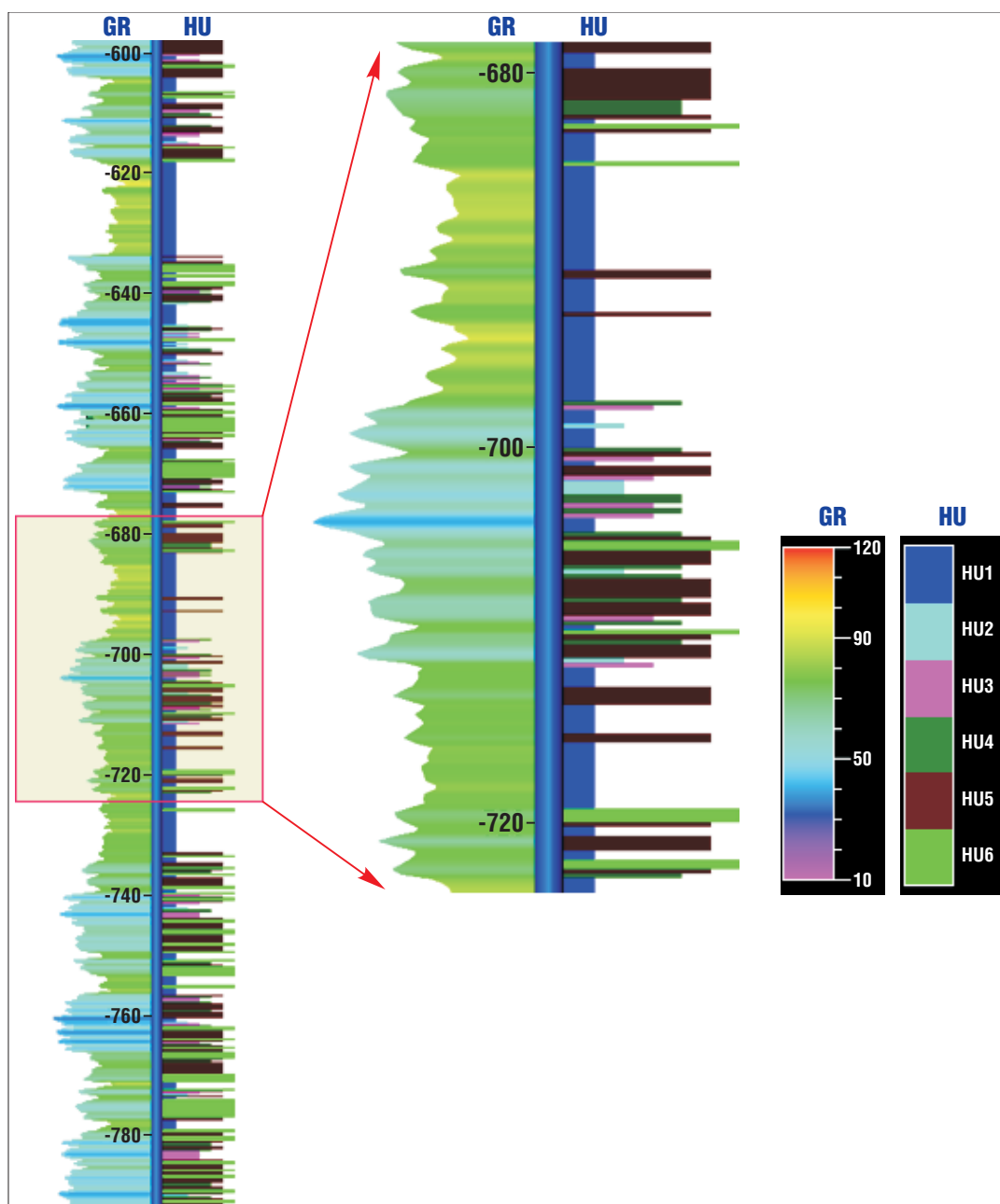
hydraulicznych była zweryfikowana przez wynik grupowania wykonanego metodą Warda i obliczonej funkcji gęstości prawdopodobieństwa dla zbioru wydzielonych FZI (Ha Quang & Jarzyna, 2008).

Podział na jednostki HU (podobnie jak podział na jednostki GHE) koreluje z profilowaniem naturalnego promieniowania gamma (ryc. 11). Wynik profilowania gamma (GR), oraz jednostki HU zostały pokolorowane. Skalę kolorów dla GR przypisano jednostkom API z przedziału 10–120. W fragmentach piaskowcowych (niebieskich) wydzielili się jednostki o wyższych HU. W partiach ilastych widać najniższe wartości. Pionowa rozdzielczość podziału na HU jest porównywalna z pionową rozdzielczością profilowania gamma.

Zestawienie profilowania gamma oraz wyniku podziału na jednostki hydrauliczne w odcinkach otworów Ż-82, Ż-76 i Ż-81 wskazują na możliwość wykorzystania prezentowanego wyniku do budowy modelu litologiczno-hydraulicznego w dwuwymiarowym układzie (ryc. 12). W płaszczyźnie przekroju korelacyjnego, w układzie osi x i z , widać jednostki o zróżnicowanych zdolnościach do przepływu. Połączenie takiego obrazu z sekcją sejsmiczną 2D wraz z wynikiem interpretacji sejsmo-stratygraficznej pozwoli skonstruować statyczny model ośrodka skalnego w obszarze złoża niezbędny do modelowania z wykorzystaniem programu *Eclipse*.

Podsumowanie

Wykorzystanie wskaźnika przepływu, FZI, ułatwia uporządkowanie relacji między przepuszczalnością i porowatością bez konieczności liczbowego wyznaczania parametrów określających krętość kanałów porowych, powierzchnię właściwą i innych. Wyznaczenie jednostek hydraulicznych, HU, o podobnej zdolności do ruchu mediów w przestrzeni porowej ułatwia dokładne określenie dla nich zależności przepuszczal-



Ryc. 11. Zestawienie profilowania gamma, GR, i jednostek hydraulicznych, HU, we fragmencie otworu Ż-76
Fig. 11. Results of gamma log, GR, and hydraulic units, HU, in section of Ż-76 well

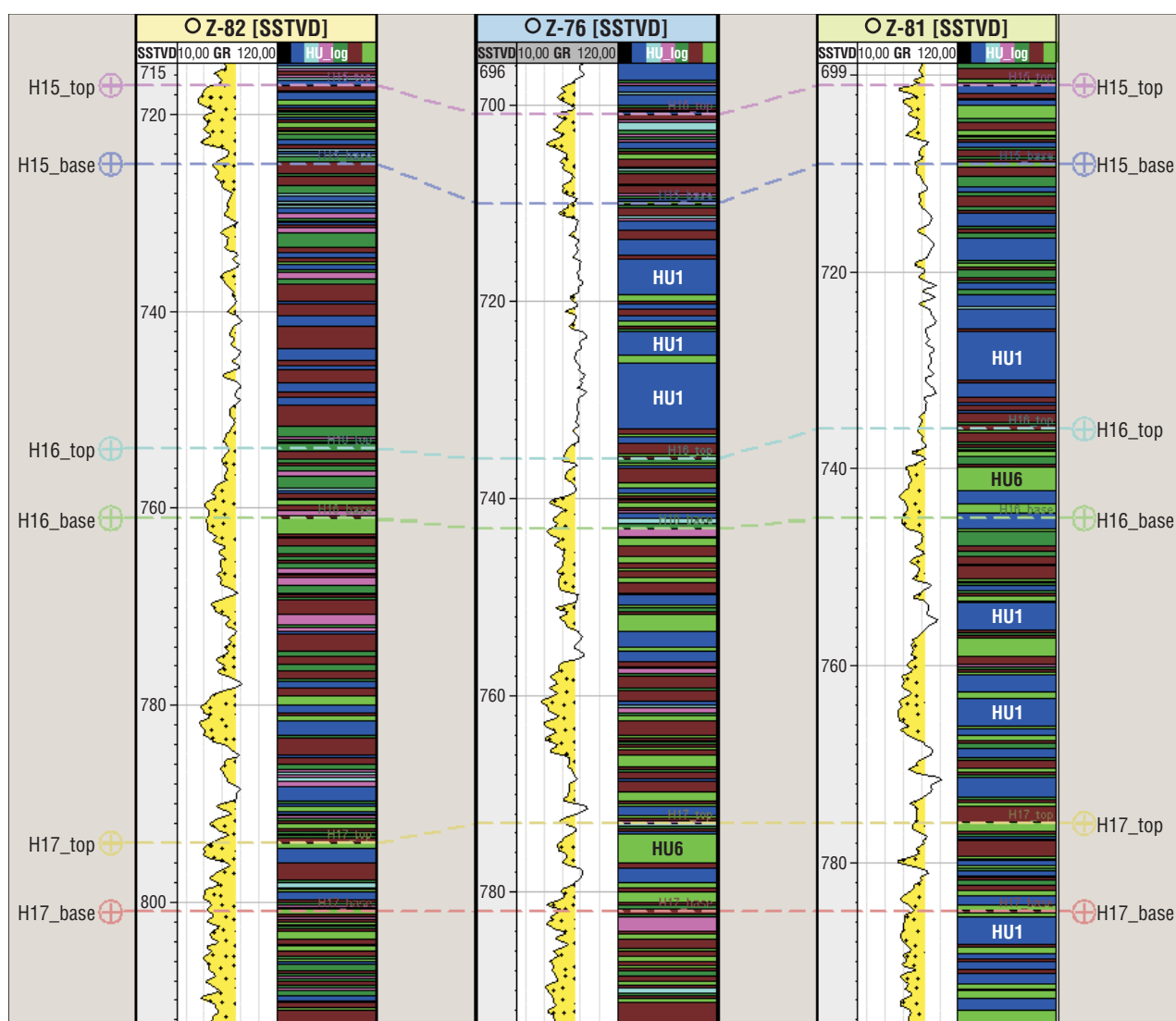
ność-porowatość. Podział skały zbiornikowej na jednostki o stałych *FZI* oraz *HU*, wykonany na podstawie danych laboratoryjnych w rdzeniowanych odcinkach profilu, można przenieść na pozostałe części profilu i dokładnie wyznaczyć w nich przepuszczalność oraz określić ich zdolność do ruchu mediów w przestrzeni porowej.

We wzorach łączących przepuszczalność z porowatością w wydzielonych jednostkach hydraulicznych można zastąpić porowatość z badań laboratoryjnych jej odpowiednikiem z interpretacji profilowań geofizyki otworowej. Zyskujemy w ten sposób narzędzie do ciągłego wyznaczania przepuszczalności w profilu otworu.

Przedstawiona metodyka, udokładniająca wyznaczenie przepuszczalności skał, może być wykorzystana w ocenie zdolności do ruchu mediów w skałach zbiornikowych wypełnionych węglowodorami, wodami pitnymi, mineral-

nymi i geotermalnymi oraz dwutlenkiem węgla magazynowanym pod ziemią w naturalnych zbiornikach.

Autorzy dziękują za udostępnienie danych geologiczno-geofizycznych PGNiG SA w Warszawie, Oddział w Sanoku, siedziba w Jaśle. Składają również podziękowanie Pani Krystynie Zychowicz i Panu Kazimierzowi Madejowi (PGNiG SA w Warszawie, Oddział w Sanoku, siedziba w Jaśle) za pomoc w wyborze danych i merytoryczną dyskusję. Praca jest częścią rozprawy doktorskiej, przygotowywanej przez Ha Quang Mana w Akademii Górniczo-Hutniczej na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska, pt. *Integrated reservoir characterization from wireline logs and other geological and geophysical data for reservoir modeling*. Praca została przygotowana w ramach realizacji badań własnych doktoranta, umowa 10.10.140.600 na WGGiOŚ AGH w 2008 r. Wyniki były prezentowane podczas I Polskiego Kongresu Geologicznego w Krakowie, 26–28.06.2008 r.



Ryc. 12. Korelacja profilowania gamma, GR, i jednostek hydraulicznych, HU, we fragmentach otworów: Ż-82, Ż-76 i Ż-81; kolorem żółtym zaznaczono anomalie na krzywej GR < 75 API odpowiadające skałom o przewadze składnika piaskowcowego; H15, H16 i H17 — wybrane horyzonty zbiornikowe

Fig. 12. Correlation of gamma logs, GR, and hydraulic units, HU, in sections of wells: Ż-82, Ż-76 and Ż-81; yellow color marks GR < 75 API anomalies related to rock series with predominance of sandstones; H15, H16 and H17 — selected reservoir horizons

Literatura

- AMAEFULE J. O., ALTUNBAY M., TIAB D., KERSEY D.G. & KEELAN D.K. 1993 — Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. [In:] 68th Annual Technical Conference, Society of Petroleum Engineers, Houston. SPE, 26436: 205–220.
- BAŁA M. & JARZYNA J. 2004 — Zależność między porowatością i przepuszczalnością w skałach zbiornikowych z uwzględnieniem współczynnika charakteryzującego przestrzeń porową. [W:] Efektywne technologie poszukiwania i eksploatacji złóż węglowodorów. Konf. Nauk.-tech. GEOPETROL 2004. Zakopane, 20–23.09.2004. Pr. Inst. Nafty i Gazu, 130: 4.
- BOSAK B. 2007 — Części Dokumentacji geologicznej złoża gazu ziemnego Żołyńia-Leżajsk. Dodatek 5. 2007. Arch. PGNiG SA, Jasło.
- CARMAN P.C. 1937 — Fluid flow through granular beds. Trans. Inst. Chem. Engin., 15: 150–166.
- CORBETT P.W.M., ELLABAD Y., MOHAMMED K. & POSYSOEYEV A. 2003 — Global Hydraulic Elements — elementary petrophysics for reduced reservoir modelling. [In:] EAGE 65th Conference and Exhibition, vol. 1. Stavanger: F-26.
- CORBETT P.W.M. & POTTER D.K. 2004 — Petrotyping: A basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction. [In:] International Symposium of the Society of Core Analysts, Abu Dhabi, UAE, 5–9.10.2004. SCA, 2004-30: 385–396.
- HA QUANG M. & JARZYNA J. 2008 — Preliminary analysis of petro-physical parameters of the Miocene sandy-shaly formation in the

- Carpathian Foredeep as an introduction to Eclipse® (Schlumberger) modeling. [W:] GEOPETROL 2008: Nauka, technika i technologia w rozwoju poszukiwań i wydobywania węglowodorów w warunkach lądowych i morskich. Międzynarodowa Konf. Nauk.-tech. Zakopane, 15–18.09.2008. Pr. Inst. Nafty i Gazu, 150.
- JARZYNA J. & BAŁA M. 2005 — Zależności między parametrami petrofizycznymi klastycznych skał karbońskich w Basenie Lubelskim na przykładzie obszaru Stężyca. Geol. AGH, 31: 337–355.
- KOZENY J. 1927 — Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzb. Akad. Wiss., Wien, Math.-naturw. Kl., 136: 271–306.
- MYŚLIWIEC M. 2004 — Miocenne skały zbiornikowe zapadliska przedkarpacciego. Prz. Geol., 52, 7: 581–592.
- MYŚLIWIEC M. 2006a — Typy miocennych skał zbiornikowych złoża gazu ziemnego Żołyńia-Leżajsk, a objętościowe metody szacowania zasobów. Nafta-Gaz, 62, 4: 139–150.
- MYŚLIWIEC M. 2006b — Żołyńia-Leżajsk — stare złoża, nowe zasoby. Nafta-Gaz, 62, 3: 97–105.
- SVIRSKY D., RYAZANOV A., PANKOV M., CORBETT P.W.M. & POSYSOEYEV A. 2004 — Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in the Siberian Oil Fields. [In:] Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Kuala Lumpur, March 2004. Society of Petroleum Engineers. SPE, 87056: 1–15.
- ŚMIST P. 2003 — Zmiany w litologiczno-facjalnym wykształceniu osadów miocenu w rejonie Żołyńia-Chałupki Dębniańskie-Grodzisko Dolne. Arch. PGNiG SA, Jasło.

Praca wpłynęła do redakcji 30.10.2008 r.
Po recenzji akceptowano do druku 18.06.2009 r.