

Stanisław Dubiel*, Adam Zubrzycki*

**ZMIANY WSPÓŁCZYNNIKA
PRZEWODNOŚCI HYDRODYNAMICZNEJ
W UTWORACH MIOCENU AUTOCHTONICZNEGO
ZAPADLIKA PRZEDKARPACKIEGO
NA PODSTAWIE WYNIKÓW TESTÓW ZŁOŻOWYCH
I POMIARÓW GEOFIZYKI WIERTNICZEJ****

1. WSTĘP

W publikacji wykorzystano wytypowane wyniki testów złożowych wykonanych w niezarurowanych interwałach profilu utworów miocenu autochtonicznego południowej części zapadliska przedkarpackiego, w strefie między Tarnowem i Rzeszowem. Testy złożowe wykonano w latach 1993–1998 za pomocą rurowych próbników złoża (RPZ) produkcji amerykańskiej firmy Halliburton typu Standard i typu Ful-Flo oraz firmy Baker typu Inflatable, a także próbnikami produkcji rosyjskiej – typu KII-GrozUfNII [3, 6, 10].

Interpretację wyników testów złożowych w wytypowanych interwałach wykonano metodą Hornera, wykorzystując program komputerowy „Próbnik” (opracowany w PNiG Kraków), w przypadkach gdy test odbudowy ciśnienia dennego trwał około 1 do 1,5 godziny. Natomiast w przypadkach gdy test odbudowy ciśnienia dennego trwał ponad 1,5 godziny interpretację wyników przeprowadzono metodą log-log, wykorzystując program komputerowy „Saphir” francuskiej firmy Kappa [6].

Współczynnik przewodności hydrodynamicznej warstwy skał zbiornikowych charakteryzuje właściwości filtracyjne badanej warstwy wodonośnej, gazonośnej lub roponośnej. Wartość tego współczynnika określana jest w poszukiwaniach naftowych na podstawie wyników badań hydrodynamicznych (testy złożowe lub odwiertowe).

Zmiany wartości współczynnika przewodności hydrodynamicznej w strefie przyodwiertowej i złożowej, zwłaszcza określone na podstawie wyników badań rurowymi

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Praca wykonana w ramach badań statutowych Katedry Inżynierii Naftowej

próbnikami złoża (RPZ), w nieorurowanych odcinkach otworów wiertniczych, wskazują na zmiany warunków hydraulicznych w tych strefach. Może to stanowić podstawę do podejmowania decyzji o wykonaniu zabiegu intensyfikacji przepływu płynu złożowego [3].

Wzrost wartości współczynnika przewodności hydrodynamicznej przy wzroście porowatości udostępnionych skał może wskazywać na istnienie dobrej międzyporowej łączności hydraulicznej w skale zbiornikowej typu klastycznego. Zjawisko to świadczyłoby o korzystnym udziale porowatości efektywnej w ogólnej porowatości skał wyznaczonej metodami geofizycznymi. Tak więc współczynnik przewodności hydrodynamicznej lepiej charakteryzuje warunki hydrauliczne warstwy skał zbiornikowych w porównaniu z przepuszczalnością, w przypadku której brana jest pod uwagę miąższość efektywna jako suma miąższości przewarstwień porowatych w badanym interwale otworu wiertniczego [7].

Metodami analizy statystycznej, zbadano zależność: $\log \varepsilon = f(\Phi)$ w 32 wyselekcjonowanych niezarurowanych interwałach, potencjalnie gazonośnych, profilu miocenu autochtonicznego, w których w wyniku testów złożowych otrzymano przepływ wody złożowej.

2. METODYKA OKREŚLANIA WSPÓŁCZYNNIKA PRZEWODNOŚCI HYDRODYNAMICZNEJ W UTWORACH MIOCENU AUTOCHTONICZNEGO ZAPADLIKA PRZEDKARPACKIEGO NA PODSTAWIE WYNIKÓW TESTÓW RUROWYMI PRÓBNIKAMI ZŁOŻA

W przypadku interpretacji wyników testów złożowych metodą Hornera, przy użyciu programu „Próbnik”, współczynnik przewodności hydrodynamicznej badanej warstwy wodonośnej określano wzorem [3, 6]:

$$E = \frac{0,183 \cdot Q \cdot \beta}{m} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{Pa} \cdot \text{s}} \right] \quad (1)$$

gdzie:

- ε – współczynnik przewodności hydrodynamicznej badanej warstwy (oznaczany jest najczęściej w polskiej i rosyjskiej literaturze fachowej wyrażeniem $k \cdot h / \mu$ lub grecką literą ε [$\text{m}^3 / (\text{Pa} \cdot \text{s})$] [8, 10];
- Q – przepływ wody złożowej, określany w warunkach powierzchniowych jako pojemność wypełnionej wodą części przewodu wiertniczego podczas wyciągania próbnika [m^3 / godz];
- β – współczynnik zmiany objętości wody złożowej, uwzględniający przejście z warunków powierzchniowych do złożowych, $\beta = 1,00 \div 1,06$ [m^3 / m^3];
- m – nachylenie prostoliniowego odcinka wykresu krzywej odbudowy ciśnienia dennego w układzie półlogarytmicznym, wg metodyki Hornera [$\text{Pa} / \text{cykl log}$] [3].

Określona wzorem (1) wartość współczynnika przewodności hydrodynamicznej stanowi podstawę do obliczenia współczynnika efektywnej przepuszczalności skał wodonośnych. W tym celu konieczna jest znajomość współczynnika lepkości dynamicznej wody w warunkach złożowych oraz wielkości miąższości efektywnej opróbowanego interwału odwiertu [7].

W przypadkach interpretacji wyników testów złożowych metodą log-log, przy użyciu programu „Saphir” [3, 6], określano iloczyn miąższości efektywnej badanej warstwy i przepuszczalności skały zbiornikowej ($k \cdot h$) oraz mobilność wody, jako iloraz przepuszczalności skały zbiornikowej i lepkości dynamicznej wody w warunkach złożowych (k/μ). Na tej podstawie, dla potrzeb tej publikacji, przeliczono wartości ($k \cdot h$) oraz (k/μ) na wielkość współczynnika przewodności hydrodynamicznej wyrażoną wzorem:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} \left[\frac{\text{m}^2 \cdot \text{m}}{\text{Pa} \cdot \text{s}} \right] \quad (2)$$

Wyniki obliczeń współczynnika przewodności hydrodynamicznej uzyskane za pomocą programów komputerowych „Próbnik” oraz „Saphir”, po przeliczeniu wzorem (2), zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Zestawienie średniej wartości współczynników porowatości geofizycznej Φ oraz współczynników przewodności hydrodynamicznej ε dla skał miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, w strefie Tarnów–Rzeszów określonych odpowiednio na podstawie geofizyki wiertniczej oraz testów złożowych RPZ

Lp.	Nazwa odwiertu, nr oraz rok wyk. testu	Głębokość interwału [m]	Φ geof. [%]	$\varepsilon \cdot 10^{-12}$ [m ³ /Pa·s]	Log ε
1	Żukowice-43; 48/97	795–823	10,0	510,30	2,708
2	Stasiówka-3; 5/98	1983–2014	12,0	1753,90	3,244
3	Stasiówka-3; 7/98	1771–1794	8,0	164,55	2,216
4	Tarnów-70k; 94/93	878–912	8,5	115,00	2,061
5	Waryś-4k; 95/93	528–576	9,0	295,00	2,470
6	Łazy-8; 137/93	757–789	5,0	13,00	1,114
7	Łazy-8; 138/93	659–679	6,0	250,00	2,398
8	Brzeziny-4; 165/93	820–860	7,0	105,00	2,398
9	Schabowiec-2; 176/93	812–884	12,0	4350,00	3,638
10	Brzeziny-6; 8/94	920–952	6,0	28,00	1,447

Tabela 1 cd.

Lp.	Nazwa odwiertu, nr oraz rok wyk. testu	Głębokość interwału [m]	Φ geof. [%]	$\varepsilon \cdot 10^{-12}$ [m ³ /Pa·s]	Log ε
11	Zaczarnie-7; 158/94	1140–1145	15,0	1187,00	3,074
12	Zdrochec-2; 167/94	532–569	9,0	268,00	2,428
13	Żegocina-1; 198/94	2810 – 2940	10,0	378,00	2,577
14	Dwojanów-1; 200/94	943–1047	8,0	660,00	2,820
15	Brzeziny-9; 45/95	1148–1166	7,0	6,31	0,800
16	Brzeziny-9; 48/95	933–972	12,0	133,00	2,124
17	Radłów-3; 88/95	804–855	8,0	2258,00	3,354
18	Radłów-3; 89/95	813–831	8,0	623,00	2,794
19	Zasów-5; 9/96	928–970	7,0	506,00	2,704
20	Zaczarnie-8; 51/96	1010–1058	7,0	139,00	2,143
21	Zaczarnie-8; 53/96	513–618	7,0	522,00	2,718
22	Szczepanów-19; 84/96	690–741	6,0	11,80	1,719
23	Pilzno-47; 92/96	1170–1211	6,0	15,00	1,176
24	Pilzno-3; 97/96	605–656	6,0	3,23	0,509
25	Róża-3; 123/96	1048–1059	5,0	5,10	0,708
26	Brzeziny-6; 8/94	920–952	7,0	28,00	1,447
27	Pojawie-7; 129/94	440 – 456	5,0	24,00	1,380
28	Pojawie-7; 132/94	380–411	8,0	118,00	2,072
29	Tarnów-70k; 94/93	878–912	6,0	115,00	2,061
30	Pilzno-42; 13/93	2366–2395	10,0	1934,00	3,286
31	Pilzno-3; 96/96	722–764	8,0	1451,00	3,162
32	Brzeziny-2; 6/93	1304–1260	10,0	54,00	1,732

3. CHARAKTERYSTYKA GEOLOGICZNA OBSZARU BADAŃ ORAZ UZYSKANYCH WYNIKÓW TESTÓW ZŁOŻOWYCH

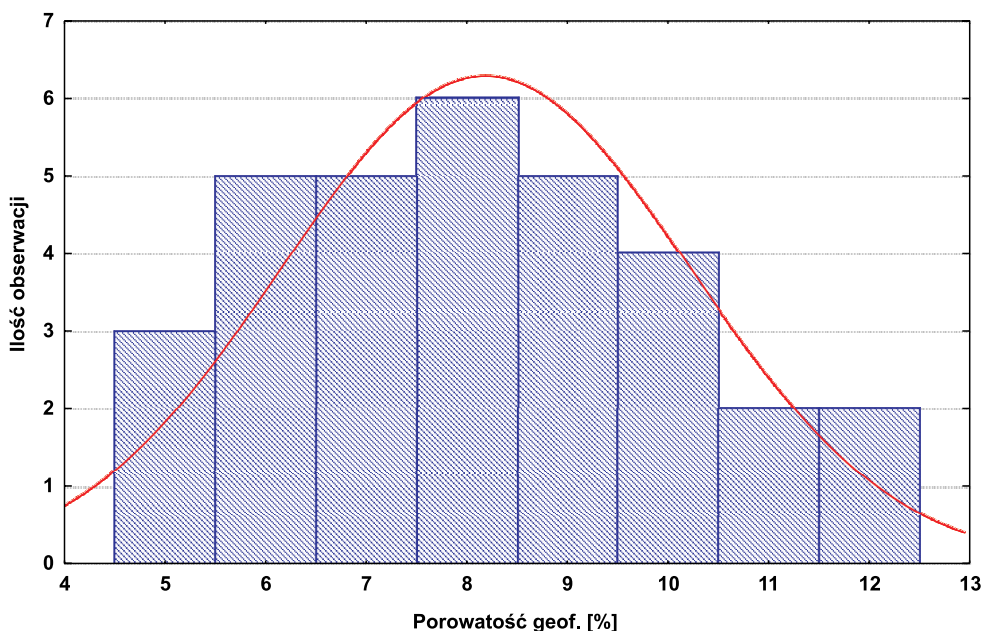
Obszar poszukiwań naftowych, z którego wyselekcjonowano dane do badań, obejmuje południową część zapadliska przedkarpackiego, w strefie między Tarnowem a Rzeszowem. Strefa ta, znajdująca się przed i częściowo pod nasunięciem karpackim, jest bardzo zasobna

w akumulacje węglowodorów występujące w mezo-paleozoicznym podłożu zapadliska przedkarpackiego: złoża gazu ziemnego w wapieniach jury rejonu Tarnowa, złoża ropy naftowej w górnio-jurajskich skałach węglanowych rejonu Dębica - Ropczyce oraz złoża ropy naftowej w dolno-karbońskich skałach węglanowych rejonu Rzeszowa. Bardzo liczne akumulacje wysokometanowego gazu ziemnego znajdują się w utworach piaszczysto-mułcowych miocenu autochtonicznego wypełniającego zapadlisko. Utwory te tworzą kompleks o dużej, ale zróżnicowanej miąższości: od 1700 m w strefie Tarnowa do prawie 2900 m strefie Rzeszowa, występując zarówno przed czołem nasunięcia karpackiego, jak i pod krawędziowymi płaszczowinami nasuniętych kompleksów fliszu jednostki śląskiej i skolskiej. Pozycja strukturalna warstw miocenu autochtonicznego – regionalne zamknięcie typu tektonicznego przez nasunięty flisz karpacki – sprzyjała powstaniu pułapek złożowych, szczególnie dla gazu ziemnego. Pułapki strukturalno-litologiczne występują również na północ od nasunięcia karpackiego, czemu sprzyja zmienność facjalna, zarówno w profilu poziomym, jak i pionowym osadów miocenu autochtonicznego. Tworzą je utwory badenu górnego i dolnego sarmatu w postaci sekwencji ławic drobno-rytmicznych piaszczowców, drobno- i średnioziarnistych mułowców oraz łupków. W niektórych strefach (na W od Rzeszowa) na mezozoicznym podłożu zapadliska występują osady badenu dolnego w postaci łupków i mułowców warstw baranowskich oraz ewaporatów, głównie jako anhydryty środkowego badenu. Seria ta posiada zmienną miąższość, od kilku do pojedynczych dziesiątków metrów.

Dane przemysłowe uwzględnione w analizie dotyczą wyników testów złożowych wykonanych w niezarurowanych odcinkach odwiertów udostępniających utwory miocenu autochtonicznego wieku baden górny-sarmat dolny, z których otrzymano przypiły wody złożowej o różnym stopniu zgazowania, a niekiedy także zanieczyszczonej filtratem płuczki wiertniczej. Do analizy wyselekcjonowano 32 interwały wytypowane uprzednio metodami geofizyki wiertniczej, jako strefy potencjalnie gazonośne.

W tabeli 1 przedstawiono krótką charakterystykę wyselekcjonowanych interwałów opróbowania w poszczególnych odwiertach, podając numer i datę testu, głębokość badanego interwału, średnią wartość współczynnika porowatości skał (Φ), określonego metodami geofizyki wiertniczej oraz wartości współczynnika przewodności hydrodynamicznej (ϵ), określone metodą Hornera na podstawie testów złożowych RPZ lub metodą log-log, po przeliczeniu wzorem (2).

Wstępną ocenę rozkładu wartości współczynnika porowatości skał, określonego metodami geofizyki wiertniczej, dokonano na podstawie histogramu (rys. 1). Wskazuje on, że rozkład analizowanych wartości współczynnika porowatości jest w znacznym stopniu zbliżony do rozkładu normalnego (średnia arytmetyczna szeregu rozdzielczego: 8,187%, a mediana: 8.0%). Histogram obejmuje wyniki 32 pomiarów geofizycznych, na podstawie których określono średnie wartości porowatości dla poszczególnych, wyznaczonych do testów złożowych interwałów, mieszczące się w zakresie od 5% do 12%. Cztery najbardziej liczne klasy, obejmujące łącznie 21 pomiarów, odnoszą się do średnich porowatości w przedziale od 6 do 9%.



Rys. 1. Histogram średnich wartości współczynnika porowatości skał określonego metodami geofizyki wiertniczej. $N = 32$, średnia arytmetyczna: 8,187%, mediana: 8,0%, odchylenie standardowe: 2,027%, wielkości: min. = 5,0%, maks. = 12,0%

4. ANALIZA STATYSTYCZNA ZALEŻNOŚCI WSPÓŁCZYNNIKA PRZEWODNOŚCI HYDRODYNAMICZNEJ OD WSPÓŁCZYNNIKA POROWATOŚCI DLA SKAŁ ZBIORNIKOWYCH MIOCENU AUTOCHTONICZNEGO

Wykorzystując dane przemysłowe zestawione w tabeli 1, metodami analizy statystycznej, określono równanie regresji dla zależności współczynnika przewodności hydrodynamicznej od średniej wartości porowatości, w postaci:

$$\log \varepsilon = a \cdot \Phi + B,$$

gdzie:

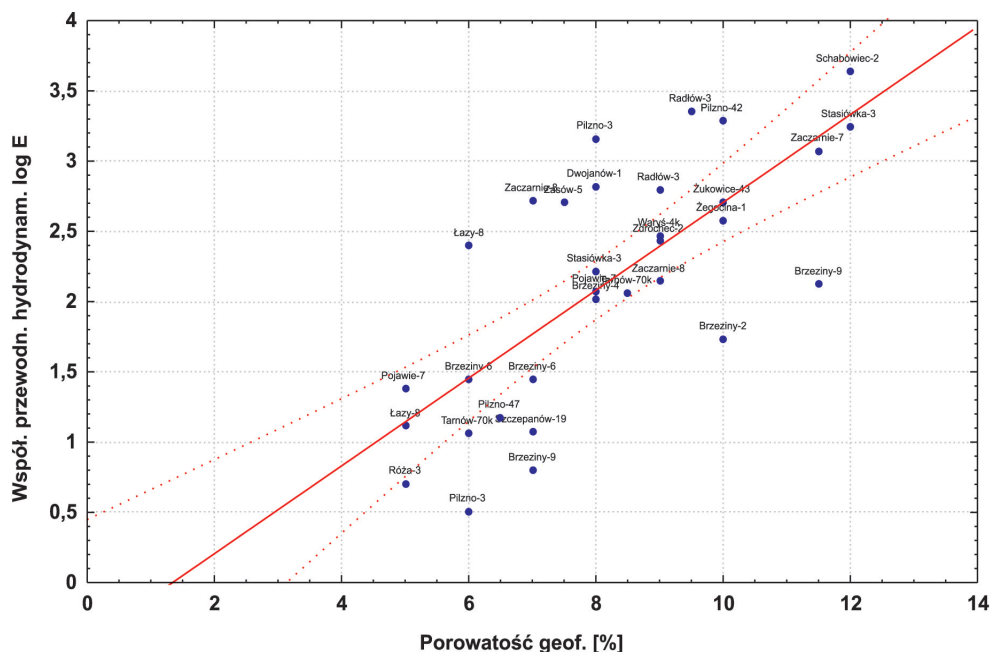
ε – wielkość współczynnika przewodności hydrodynamicznej skał [$\text{m}^3/\text{Pa} \cdot \text{s}$],

Φ – średnia wartość współczynnika porowatości skał [%] w analizowanym interwale.

Przedstawioną na rysunku 2 zależność logarytmu współczynnika przewodności hydrodynamicznej (ε) od średniej porowatości (Φ) opisuje równanie regresji:

$$\log \varepsilon = 0,313 \cdot \Phi + 0,420 \quad (3)$$

w zakresie głębokości od 380 do 2940 m zalegania utworów miocenu autochtonicznego w analizowanym obszarze, z określeniem 95-procentowych przedziałów ufności. Obliczona wartość współczynnika korelacji wynosi: $r = 0,7353$, a odczytana z tablic [11] wartość krytyczna dla $N-2 = 30$ stopni swobody i poziomu istotności 0,05, wynosi: $r_k = 0,3494$.



Rys. 2. Zależność współczynnika przewodności hydrodynamicznej (określonej na podstawie testów złożowych RPZ) jako $\log \epsilon$, od porowatości Φ (wyznaczonej metodami geofizyki wiertniczej) w utworach piaskowcowych miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego, w strefie Tarnów–Rzeszów. Linie przerywane – przedziały ufności 95%

5. WNIOSKI KOŃCOWE

1. W latach 90. XX wieku na obszarze zapadliska przedkarpackiego wykonano dużą liczbę odwiertów geologiczno-poszukiwawczych celem odkrycia złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Wyniki wykonanych w nich pomiarów geofizycznych oraz testów złożowych rurowymi próbnikami (RPZ) charakteryzują się różnym stopniem wiarygodności, w zależności od stosowanych parametrów dowiercania i opróbowania. Praktyka przemysłowa wykazała, że wyniki te są bardziej wiarygodne w przypadkach testów wykonanych w niezarurowanych odcinkach odwiertów [6].
2. Dane przemysłowe uwzględnione w analizie (tab. 1) dotyczą wyników pomiarów geofizycznych współczynnika porowatości skał oraz testów złożowych wykonanych

w niezarurowanych interwałach profilu miocenu autochtonicznego, z których otrzymano przypiły wody złożowej o różnym stopniu nagazowania gazem ziemnym, a niekiedy także zanieczyszczonej filtratem płuczki wiertniczej. Takie wyniki mogą być często obciążone znaczną niepewnością standardową oraz niepewnością rozszerzoną [1].

3. Rozkład średnich wartości współczynnika porowatości, określonego badaniami geofizyki wiertniczej, jest w znacznym stopniu zbliżony do rozkładu normalnego (średnia arytmetyczna szeregu: 8,187%, a mediana: 8,0%).
4. Wzrost wartości współczynnika przewodności hydrodynamicznej wraz ze wzrostem porowatości skał piaszczystych może wskazywać na istnienie dobrej międzyporowej łączności hydraulicznej w skale zbiornikowej typu klastycznego. Zdaniem autorów, zjawisko to potwierdzałoby w sposób istotny udział porowatości efektywnej w ogólnej porowatości skał wyznaczonej metodami geofizycznymi, przynajmniej w analizowanym obszarze poszukiwań naftowych.
5. Wyznaczone równanie regresji może być wykorzystywane do prognozowania współczynnika przewodności hydrodynamicznej piaszczystych utworów miocenu autochtonicznego w badanym obszarze poszukiwań naftowych zapadliska przedkarpackiego, w zakresie głębokości od 380 do 2950 m, przy projektowaniu warunków technologicznych ich dowiercania i opróbowania w planowanych odwiertach poszukiwawczych.

LITERATURA

- [1] Bednarz S., Rzychniak M., Twardowski K.: *Podstawy metrologii w górnictwie nafty i gazu*. Wyd. AGH, Kraków 2009
- [2] Dubiel S.: *Ocena wyników z opróbowania rurowymi próbnikami złoża warstw miocenu na Przedgórzu Karpat*. Wiertnictwo Nafta Gaz (półrocznik AGH), t. 20, z. 1, 2003
- [3] Dubiel S., Chrzęszcz W., Rzychniak M.: *Problemy opróbowania warstw perspektywicznych rurowymi próbnikami złoża*. UWND AGH, Kraków 2003
- [4] Dubiel S., Rzychniak M.: *Analiza wyników opróbowania rurowymi próbnikami złoża poziomów perspektywicznych miocenu i jury w obszarze Przedgórza Karpat*. Górnictwo (kwartalnik AGH), t. 19, z. 3, 1995
- [5] Dubiel S., Rzychniak M.: *Analiza opróbowania warstw perspektywicznych próbnikami złoża w obszarze Przedgórza Karpat*. Wiertnictwo Nafta Gaz (rocznik AGH), t. 14, 1997
- [6] Dubiel S., Rzychniak M., Wójtowicz T., Kułaga T. i in.: *Analiza i interpretacja wyników opróbowania rurowymi próbnikami złoża warstw perspektywicznych w obszarze przedgórza Karpat i w Karpatach*. Wydział WNiG AGH, Kraków lata 1993–1998 (niepublikowane)

- [7] Dubiel S., Zubrzycki A.: *Analiza właściwości zbiornikowych utworów miocenu autochtonicznego Zapadliska Przedkarpackiego na podstawie wyników opróbowień złożowych i geofizyki wiertniczej*. Wiertnictwo Nafta Gaz (kwartalnik AGH), t. 27, z. 1–2, 2010
- [8] Szostak L.: *Technologia opróbowania poziomów w głębokich otworach*. Wyd. Śląsk, 1977
- [9] Twardowski K., Traple J.: *Wpływ kompaktacji na właściwości zbiornikowo-filtracyjne skał miocenu Przedgórze Karpat*. Wiertnictwo Nafta Gaz (półrocznik AGH), t. 25, z. 2, 2008
- [10] Wasiljewskij W.N., Petrow A.I.: *Issledowanie nieftjanych płastow i skważyn*. Nedra, Moskwa 1973
- [11] Zieliński R.: *Tablice statystyczne*. PWN, Warszawa 1972