

Marcin Majkrzak

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Metody wyznaczania ciśnienia przebicia w skałach słabo przepuszczalnych

W artykule przedstawiono dwie metody umożliwiające określenie wartości ciśnienia przebicia (*threshold pressure*) dla skał charakteryzujących się możliwie niskimi wartościami parametrów petrofizycznych. Wykonano pomiar wskazanego ciśnienia metodą zatłaczania ciągłego i metodą porozymetrii rtęciowej, a otrzymane wyniki porównano ze sobą. Na podstawie przeprowadzonych badań podjęto próbę wskazania optymalnej metody pomiarowej oraz wpływu petrofizycznych własności ośrodka porowatego na wynik końcowy.

Słowa kluczowe: ciśnienie przebicia, porozymetria rtęciowa, metoda zatłaczania ciągłego, skały niskoprzepuszczalne.

Methods for determining threshold capillary pressure in low permeability rocks

The paper presents two methods for determining the value of threshold pressure for rocks with the lowest possible petrophysical properties. Threshold pressure measurements were carried out for mercury porosimetry and continuous injection approach, and the results were compared. Based on the outcomes, an attempt was made to indicate optimal measurement approach and impact petrophysical properties for the final results.

Key words: threshold pressure, mercury porosimetry, continuous injection method, low permeability rocks.

Wstęp

Kapilarne ciśnienie przebicia (*capillary threshold pressure*) jest wielkością charakteryzującą zdolność ośrodka porowatego nasyconego fazą zwilżającą do blokady przepływu przez niego fazy niezwilżającej [4]. Wartość omawianego parametru ma kluczowe znaczenie w wielu aspektach związanych zarówno z geologią naftową, jak i zadaniami inżynierii złożowej.

Podstawowym elementem systemu naftowego, w którym występuje zjawisko kapilarnego uszczelniania przestrzeni porowej, są drobnoziarniste skały uszczelniające stanowiące dominującą część w przekroju basenów sedymentacyjnych. Zmienne rozmieszczenie utworów słabo przepuszczalnych, zróżnicowanie miąższości, występowanie nieciągłości w ich przebiegu mają znaczący wpływ na lokalne i regionalne procesy przepływu węglowodorów w obrębie basenu w skali czasu geologicznego. Drobnoziarniste, niskoprzepuszczalne skały, które stanowią barierę uniemożliwiającą ucieczkę płynów z pułapek złożowych, są niezbędne w kontekście

możliwości prowadzenia wydobycia węglowodorów [3]. Jednym z najważniejszych zastosowań parametru wielkości kapilarnego ciśnienia przebicia w skałach słabo przepuszczalnych jest projektowanie podziemnych magazynów węglowodorów, składowisk CO₂ czy też odpadów radioaktywnych [6]. Wybór struktury geologicznej o odpowiednim poziomie uszczelnienia umożliwia określenie maksymalnych, a zarazem bezpiecznych wartości ciśnień, pod jakimi zatłoczone węglowodory mogą być w niej magazynowane, oraz zapewnia długoterminową i stabilną pracę magazynu [9]. Dla określenia maksymalnej wartości kolumny ciśnienia zatłoczonego medium, które jest możliwe do „utrzymania” przez warstwy uszczelniające, niezbędne jest określenie wartości ciśnienia przebicia, która bezpośrednio związana jest z charakterystyką przestrzeni porowej (wielkość i kształt porów), zwilżalnością matrycy skalnej oraz napięciami pomiędzy płynami złożowymi wypełniającymi przestrzeń porową a skałą [1, 4, 10].

Mechanizm uszczelnienia kapilarnego

Przepływ węglowodorów (gaz ziemny/ropa naftowa) wraz z wodą złożową, które wypełniają przestrzeń porową, może odbywać się w formie przepływu jedno- lub dwufazowego. W przypadku migracji tylko jednej fazy przez ośrodek porowaty cały mechanizm opisywany jest równaniem Darcy’ego. Przepływ taki występuje rzadko, a powszechnie obserwowane jest przemieszczanie się dwóch niemieszających się ze sobą faz.

Własności uszczelniające skał związane są bezpośrednio z siłami kapilarnymi występującymi na granicy faz (niemieszających się płynów złożowych). Faza zwilżająca, wypełniająca przestrzeń porową skały, blokuje przepływ fazy niezwilżającej. Wielkość ciśnienia kapilarnego, po przekroczeniu którego możliwe jest wejście fazy niezwilżającej do kanału porowego, jest równa stosunkowi iloczynu napięcia powierzchniowego γ i cosinusowi kąta kontaktu θ do promienia danej kapilary r [6]. Zależność ta nosi nazwę równania Washburna:

$$P_c = P_{nw} - P_w = - \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

gdzie:

P_c – ciśnienie kapilarne,

P_{nw} – ciśnienie fazy niezwilżającej,

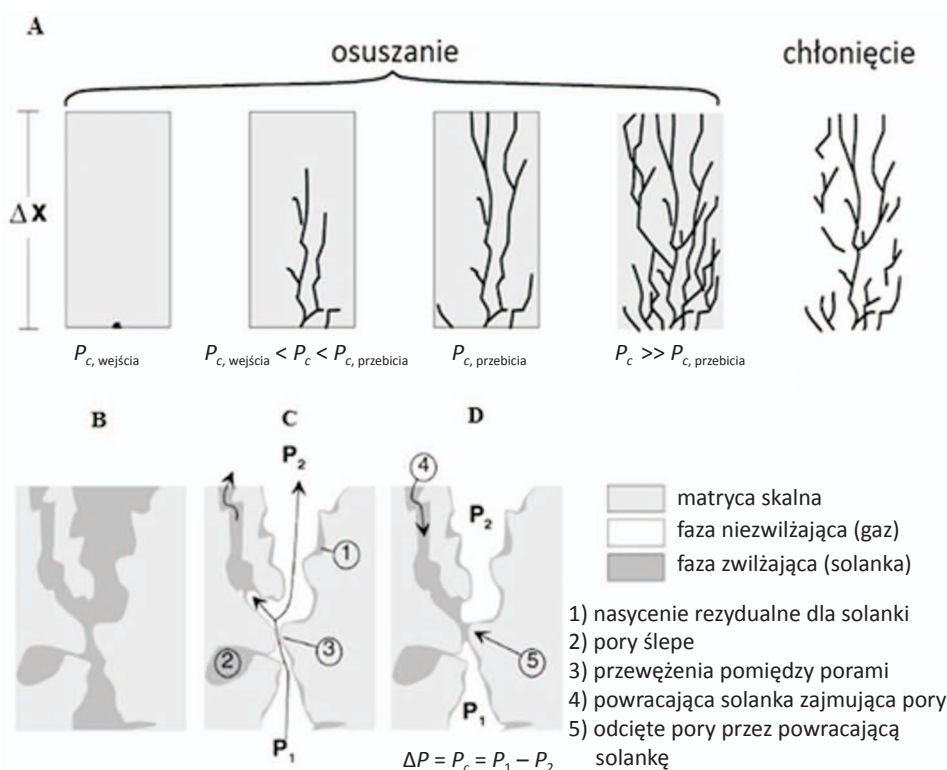
P_w – ciśnienie fazy zwilżającej,

γ – napięcie powierzchniowe na granicy faz,

θ – graniczny kąt zwilżania,

r – promień kanału porowego.

W trakcie przejścia fazy niezwilżającej przez nasycony fazą zwilżającą ośrodek porowaty wyznaczono kilka etapów odróżniających się wielkością ciśnienia zatłaczanego medium (rysunek 1A). Pierwszym z nich jest moment osiągnięcia przez fazę niezwilżającą wartości ciśnienia umożliwiającego jej wyparcie fazy zwilżającej z największych porów znajdujących się na powierzchni próbki. Jest to tzw. ciśnienie kapilarne wejścia $P_{c(\text{wejścia})}$ (*capillary entry pressure*). W miarę wzrostu ciśnienia faza zwilżająca zostaje wyparta z kolejnych porów znajdujących się w głębi próbki. W tym etapie ciśnienie fazy niezwilżającej P_c jest większe od ciśnienia wejścia, ale mniejsze od ciśnienia przebicia $P_{c(\text{przebiecia})}$ (*capillary threshold pressure*): $P_{c(\text{wejścia})} < P_c < P_{c(\text{przebiecia})}$. Kontynuacja wzrostu ciśnienia prowadzi do dalszego przemieszczania się frontu fazy niezwilżającej, aż do momentu osiągnięcia wartości kapilarnego ciśnienia przebicia $P_{c(\text{przebiecia})}$, czyli powstania ścieżki migracji fazy niezwilżającej, składającej się z połączonych ze sobą porów o największej średnicy. Po przekroczeniu tej wielkości ciśnienie fazy niezwilżającej maleje. W sytuacji spadku wydatku (ciśnienia) przepływu fazy niezwilżającej dochodzi do ponownego zajmowania przez fazę zwilżającą przestrzeni porowej, począwszy od porów o najmniejszej średnicy. Skutkiem tego jest spadek przepuszczalności (dla fazy niezwilżającej). Podczas tego procesu może dojść do odizolowania porów zajętych przez fazę niezwilżającą i zmniejszenia nasycenia rezydualnego (fazy zwilżającej) ośrodka porowatego [6].



Rys. 1. Etapy procesu przebicia fazy niezwilżającej i procesu ponownego zajmowania przestrzeni porowej przez fazę zwilżającą (A), wstępne nasycenie próbki fazą zwilżającą (B), przebicie fazy niezwilżającej (C), ponowne zajęcie przez fazę zwilżającą przestrzeni porowej próbki (D) [6]

Charakterystyka wybranych metod pomiarowych

Porozymetria rtęciowa

Jedną z najbardziej użytecznych i powszechnie stosowanych metod charakterystyki materiałów porowatych jest porozymetria rtęciowa [5]. Wykorzystana jest w niej zależność objętości rtęci wtłoczonej w przestrzeń porową próbki względem wartości ciśnienia, które zostało przyłożone, aby tę operację wykonać [2]. Na tej podstawie wyznaczany jest wykres dwóch krzywych kumulacyjnych – dla rosnącego ciśnienia odpowiadającego wzrostowi objętości zatłaczanej rtęci (krzywa nasiąkania) oraz dla spadku (krzywa osuszania).

Wyliczenie wielkości ciśnienia przebiccia możliwe jest przy zastosowaniu równania Washburna (1), w którym oprócz wielkości promienia r niezbędne jest przyjęcie stałej wartości kąta kontaktu na granicy rtęć/powietrze ($\gamma_{\text{rtęć/powietrze}}$), a także wartości napięcia powierzchniowego ($\theta_{\text{rtęć/powietrze}}$). W celu wyznaczenia realnych wielkości kapilarnego ciśnienia przebiccia ($(Pc)_{\text{res}}$) niezbędne jest przeliczenie wartości otrzymanych z pomiarów laboratoryjnych ($(Pc)_{\text{lab}}$) na wielkości odpowiadające ciśnieniu przebiccia dla skały o przestrzeni porowej wypełnionej płynami złożowymi (2). Wymaga to przeprowadzenia pomiaru wielkości kąta kontaktu na granicy skała/gaz ($\theta_{\text{skała/gaz}}$) oraz napięcia powierzchniowego dla solanka ($\gamma_{\text{solanka/powietrze}}$) [8].

$$(Pc)_{\text{res}} = \frac{\gamma_{\text{solanka/powietrze}} \cdot \cos \theta_{\text{skała/gaz}}}{\gamma_{\text{rtęć/powietrze(lab)}} \cdot \cos \theta_{\text{skała/rtęć(lab)}}} \cdot (Pc)_{\text{lab}} \quad (2)$$

gdzie:

$\gamma_{\text{solanka/powietrze}}$ – napięcie powierzchniowe dla solanka,

$\cos \theta_{\text{skała/gaz}}$ – cosinus kąta kontaktu na granicy skała/gaz (azot techniczny),

$\gamma_{\text{rtęć/powietrze(lab)}}$ – napięcie powierzchniowe dla rtęci w warunkach laboratoryjnych (pomiar porozymetryczny),

$\cos \theta_{\text{skała/rtęć(lab)}}$ – cosinus kąta kontaktu na granicy skała/rtęć w warunkach laboratoryjnych (pomiar porozymetryczny),

$(Pc)_{\text{lab}}$ – wartość ciśnienia kapilarnego wyliczonego na podstawie laboratoryjnych pomiarów porozymetrycznych,

$(Pc)_{\text{res}}$ – wartość ciśnienia kapilarnego dla płynów złożowych.

Metoda zatłaczania ciągłego

Pomiar ciśnienia przebiccia metodą zatłaczania ciągłego polega na wprowadzaniu z jak najmniejszym wydatkiem fazy niezwilżającej (gaz) do próbki nasyconej fazą zwilżającą (solanka) [7]. Przed rozpoczęciem pomiaru zalecane jest wypełnienie fazą zwilżającą wlotowej i wylotowej części układu (tzw. martwa solanka), w celu umożliwienia rejestracji objętości wypartej fazy zwilżającej z próbki. Początkowy etap wejścia fazy niezwilżającej charakteryzuje się wzrostem ciśnienia gazu do poziomu niezbędnego do wyparcia solanki z części wlotowej skały (czoło próbki). W miarę wzrostu ciśnienia front fazy niezwilżającej przemieszcza się wzdłuż osi podłużnej rdzenia, wypierając fazę zwilżającą w pierwszej kolejności z największych porów. W przypadku heterogenicznych próbek ciśnienie przebiccia w funkcji czasu wykazuje wzrosty i spadki wartości, co odpowiada jego zmienności wzdłuż osi podłużnej.

Wyniki pomiarów

Pomiar kapilarnego ciśnienia przebiccia wykonano na 14 próbkach piaskowców kambryjskich oraz 4 próbkach utworów czerwonego spągowca. Wybór rdzeni dokonany został na podstawie pomiarów przepuszczalności absolutnej (K_{abs}) dla gazu (azot techniczny). Na potrzeby oceny omawianego parametru pożądane wielkości filtracyjne badanych skał powinny być jak najniższe. Otrzymane wartości przepuszczalności dla piaskowców kambryjskich mieszczą się w zakresie od 0,016 mD do 0,60 mD, a dla próbek pochodzących z czerwonego spągowca od 0,383 mD do 0,848 mD (tablica 1).

Niepewność wyznaczenia parametrów związanych z ciśnieniem przebiccia przedstawionych w tablicy 1 oszacowano na podstawie klasy dokładności użytych narzędzi pomiarowych. Oszacowana niepewność nie przekracza w przypadku: przepuszczalności absolutnej (K_{abs}) – 3,5%, średnicy przebiccia (d_{th}) – 0,1%, ciśnienia przebiccia ($(Pc)_{\text{lab}}$) – 0,2%, P_{th} – 3,8%.

Badania metodą porozymetrii rtęciowej wykonano na próbkach pochodzących z odciętych „czołowych” części

rdzenników wykorzystanych w pomiarach metodą przepływową. Na potrzeby przeliczenia kapilarnego ciśnienia przebiccia dla płynów złożowych ($(Pc)_{\text{lab}}$) na ($(Pc)_{\text{res}}$) wykonano następujące pomiary:

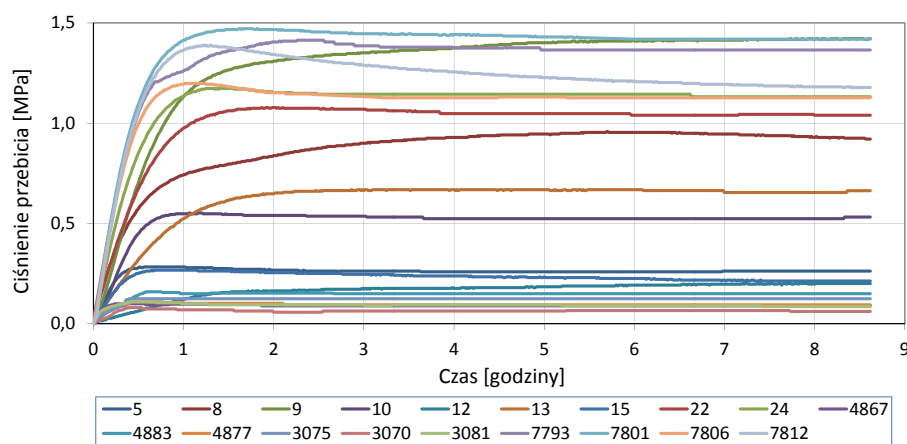
- napięcia powierzchniowe:
 - piaskowce kambryjskie $\gamma_{\text{solanka/powietrze}} = 66,4 \text{ mN/m}$,
 - czerwony spągowiec $\gamma_{\text{solanka/powietrze}} = 62,1 \text{ mN/m}$,
- kąta kontaktu:
 - piaskowce kambryjskie $\theta_{\text{skała/gaz}} = 53^\circ$ ($\cos \theta_{\text{skała/gaz}} = 0,602$),
 - czerwony spągowiec $\theta_{\text{skała/gaz}} = 40^\circ$ ($\cos \theta_{\text{skała/gaz}} = 0,766$).

Jako medium gazowe zastosowano azot techniczny.

Na rysunku 2 przedstawiono przebieg zmian ciśnienia zatłaczania fazy niezwilżającej przez próbkę w trakcie pomiarów ciśnienia przebiccia metodą przepływową. Za wynik uznaje się maksymalną wartość zarejestrowaną w trakcie pomiaru. Otrzymane wyniki dla piaskowców kambryjskich mieszczą się w zakresie od 0,08 MPa dla próbki nr 3070 do 1,42 MPa dla próbki nr 9. Utwory czerwonego spągowca

Tablica 1. Wartości ciśnienia przebicia badanych próbek metodą porozymetrii ręciovowej i metodą przepływową

Lp.	Nr próbki	Głębokość zalegania [m]	Przepuszczalność absolutna, K_{abs} [mD]	Ciśnienie przebicia [MPa]			
				Porozymetria ręciovowa			metoda przepływowa, P_{th}
				średnica przebicia, d_{th} [μm]	$(Pc)_{lab}$	$(Pc)_{res}$	
Piaskowce kambryjskie							
1.	5	2324,60	0,630	12,0	0,10	0,01	0,29
2.	8	2327,20	0,080	1,2	1,04	0,13	0,96
3.	9	2327,80	0,030	1,0	1,25	0,16	1,42
4.	10	2328,70	0,110	4,5	0,28	0,04	0,55
5.	12	2330,40	0,320	4,5	0,28	0,04	0,21
6.	13	2331,20	0,020	0,9	1,39	0,18	0,67
7.	15	2333,20	0,240	4,5	0,28	0,04	0,27
8.	22	2339,70	0,060	1,2	1,04	0,13	1,08
9.	24	2340,90	0,020	0,9	1,39	0,18	1,42
10.	4867	2282,40	0,016	0,9	1,39	0,18	0,10
11.	4883	2293,00	0,160	2,0	0,62	0,08	0,16
12.	4877	2289,50	0,240	3,8	0,33	0,04	0,11
13.	3075	2292,20	0,400	0,4	3,12	0,40	0,13
14.	3070	2290,10	0,070	0,9	1,39	0,18	0,08
15.	3081	2299,00	0,140	6,0	0,21	0,03	0,11
Czerwony spągowiec							
16.	7793	4245,15	0,494	1,0	1,25	0,19	1,41
17.	7801	4351,25	0,383	2,0	0,62	0,10	1,47
18.	7806	4460,60	0,848	5,0	0,25	0,04	1,20
19.	7812	4656,40	0,848	3,0	0,42	0,06	1,39



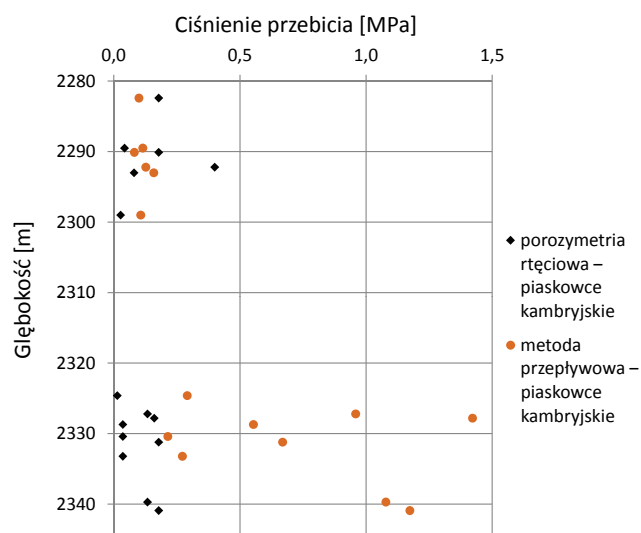
Rys. 2. Wykres zbiorczy wartości ciśnienia zatłaczania fazy niezwilżającej dla badanych próbek piaskowców w metodzie zatłaczania ciągłego

charakteryzują się wyższymi wartościami ciśnienia przebicia: od 1,20 MPa dla próbki nr 7806 do 1,47 dla próbki nr 7801.

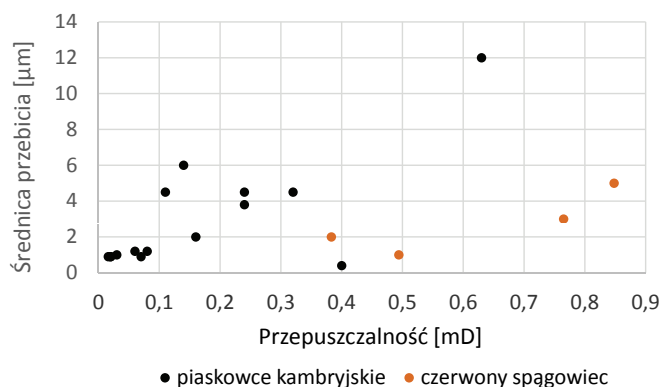
Zależność wielkości ciśnienia przebicia względem głębokości wskazuje (dla większości próbek) na wzrost jego wartości zgodnie ze wzrostem głębokości zalegania. Na rysunku 3 przedstawiono wyniki dla piaskowców kambryjskich.

Dla pierwszej grupy próbek z głębokości od 2282,40 m do 2299,0 m wyniki porozymetrii ręciovowej są zbliżone z wynikami metody przepływowej. Grupa druga z głębokości od 2324,60 m do 2340,90 m charakteryzuje się większymi różnicami pomiędzy uzyskanymi wynikami.

Wyniki pomiarów ciśnienia przebicia uzyskane z metod porozymetrii ręciovowej i zatłaczania ciągłego różnią się od siebie. Zarówno dla pierwszej, jak i drugiej metody możliwe jest określenie głównego parametru mającego największy wpływ na otrzymywane wyniki. W przypadku badań porozymetrycznych jest to średnica przebicia (d_{th}), w metodzie przepływowej wielkość przepuszczalności absolutnej (K_{abs}) dla gazu (azot techniczny). Zestawienie obydwu parametrów wskazuje na spadek przepuszczalności wraz ze zmniejszaniem się średnicy przebicia (rysunek 4). Dla rozpatrywanych próbek piaskowców kam-



Rys 3. Wykres zmian wartości ciśnienia przebicia względem głębokości zalegania próbki



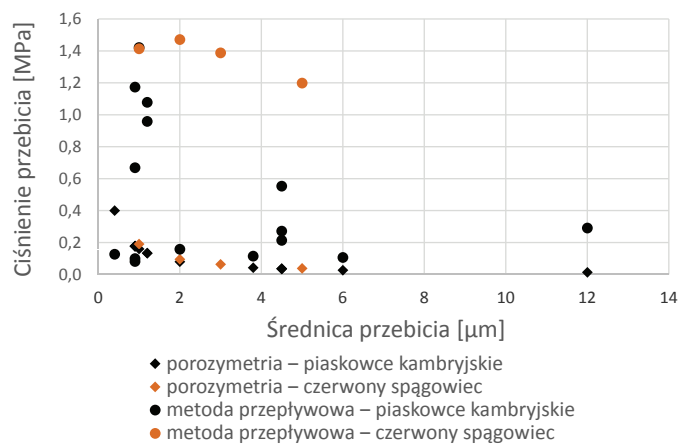
Rys. 4. Wykres zależności przepuszczalności od wielkości średnicy przebicia

bryjskich trend ten jest dobrze widoczny, występują jednak od niego pewne odstępstwa – głównie próbki nr: 3075 ($d_{th} = 0,4 \mu\text{m}$, $K_{abs} = 0,4 \text{ mD}$), 10 ($d_{th} = 4,5 \mu\text{m}$, $K_{abs} = 0,11 \text{ mD}$) i 3081 ($d_{th} = 6,0 \mu\text{m}$, $K_{abs} = 0,14 \text{ mD}$). Wyniki dla piaskowców czerwonego spągowca także wpisują się w zależność: im mniejsza przepuszczalność, tym mniejsza średnica przebicia, wyjątkiem jest próbka nr 7801 ($d_{th} = 2,0 \mu\text{m}$, $K_{abs} = 0,38 \text{ mD}$).

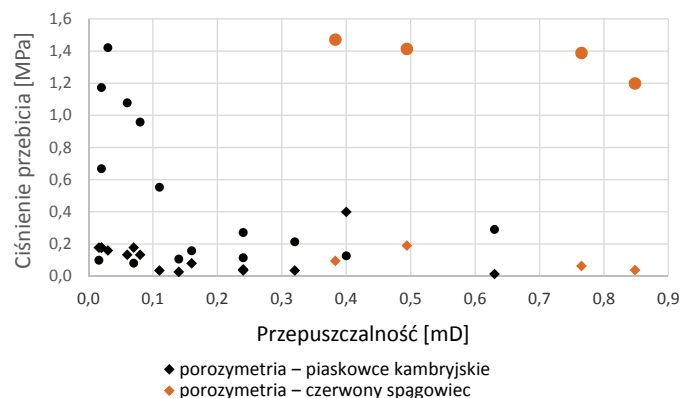
Charakterystyka przestrzeni porowej metodą porozymetrii rtęciowej umożliwia określenie kapilarnego ciśnienia przebicia dzięki wyznaczeniu średnicy przebicia (średnicy progowej). W pomiarach tych relacja wzrostu ciśnienia względem zmniejszających się wymiarów kapilary przebiega bez zaburzeń dla obydwu rodzajów badanych skał (rysunek 5). Związane jest to z matematyczną zależnością zawartą w równaniu Washburna (2). Nie jest ona tożsama w przypadku metody przepływowej. Dla wyników pomiarów piaskowców kambryjskich opisywana zależność została zaburzona, wartości ciśnień rozkładają się w sposób chaotyczny, średnica kapilary nie ma decydującego wpływu na wielkość ciśnienia

przebicia. Z kolei próbki utworów czerwonego spągowca wykazują zgodnie (oprócz próbki nr 7793) wzrost ciśnienia przebicia wraz ze spadkiem rozmiarów średnicy przebicia.

Zestawienie wartości ciśnień przebicia uzyskanych dla obu metod z wielkością przepuszczalności absolutnej (rysunek 6) wskazuje na trend wzrostu otrzymywanych ciśnień wraz z jej spadkiem. W przypadku wyników z porozymetrii rtęciowej rozrzut wielkości ciśnienia przebicia jest niewielki. Wartością najniższą charakteryzuje się próbka nr 5 = 0,01 MPa. Wyniki pozostałych (z wyjątkiem próbki nr 3075 = 0,4 MPa) mieszczą się poniżej 0,2 MPa. Rezultaty pomiarów metodą przepływową przedstawiają się inaczej – zmiany wielkości ciśnienia przebicia są zdecydowanie większe. Dla piaskowców kambryjskich mieszczą się w zakresie od 0,08 MPa dla próbki nr 3070 do 1,42 MPa dla próbki nr 9. Wyniki dla utworów czerwonego spągowca są mniej zróżnicowane: od 1,20 MPa dla próbki nr 7806 do 1,47 MPa dla próbki nr 7801.



Rys. 5. Wykres zależności ciśnienia przebicia od wielkości średnicy przebicia



Rys. 6. Wykres zależności ciśnienia przebicia względem przepuszczalności absolutnej

Wielkość średnicy przebicia (przy niezmiennych wartościach kąta kontaktu i napięcia powierzchniowego) determinuje w pomiarach porozymetrycznych wartość ciśnienia przebicia, niezależnie od innych czynników (przepuszczalności, składu

mineralnego czy głębokości zalegania próbki). Wyniki uzyskane z pomiarów metodą przepływową mogą być zupełnie inne – tym samym wartościom średnicy przebiccia odpowiadają różne wielkości ciśnienia przebiccia.

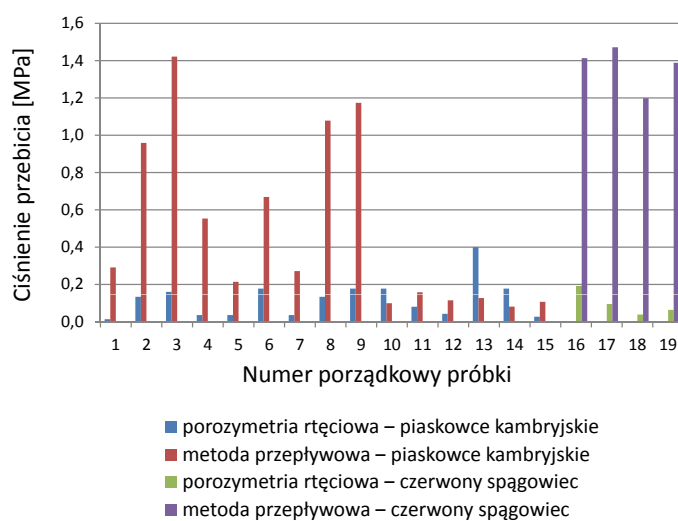
Sytuacja taka ma miejsce w przypadku trzech grup próbek:

- 13, 24, 4867, 3070 ($d_{th} = 0,9 \mu\text{m}$, $(Pc)_{res} = 0,18 \text{ MPa}$),
- 8 i 22 ($d_{th} = 1,2 \mu\text{m}$, $(Pc)_{res} = 0,13 \text{ MPa}$),
- 10 i 12 ($d_{th} = 4,5 \mu\text{m}$, $(Pc)_{res} = 0,04 \text{ MPa}$).

Zmienność otrzymanych ciśnień spowodowana jest różnymi wartościami przepuszczalności próbek. Analiza obydwu parametrów potwierdza w przypadku 2 i 3 grupy wzrost wartości ciśnienia przebiccia wraz ze spadkiem przepuszczalności. W grupie 1 zależność ta nie występuje. Dodatkowo w przypadku próbek nr 13 i 24 ($d_{th} = 0,9 \mu\text{m}$, $K_{abs} = 0,02 \text{ mD}$) wartości ciśnienia przebiccia różnią się niemal dwukrotnie. Analiza krzywych porozymetrycznych wskazuje na różnice w procentowym udziale danej wielkości porów w objętości porowej próbek.

Zestawienie wielkości ciśnień przebiccia uzyskanych dla obu metod pomiarowych (rysunek 7) wskazuje na znacznie wyższe wartości omawianego parametru otrzymanego

z badań metodą przepływową. Tylko w przypadku 3 próbek piaskowców kambryjskich uzyskano większy wynik końcowy z badań porozymetrii rtęciowej.



Rys. 7. Wykres porównawczy wartości ciśnień przebiccia dla badanych próbek wyznaczonych metodą porozymetrii rtęciowej i metodą przepływową

Wnioski

1. Wartość kapilarnego ciśnienia przebiccia jest bardzo ważnym parametrem petrofizycznym charakteryzującym właściwości filtracyjne skalnego ośrodka porowatego.
2. Wyniki pomiaru ciśnienia przebiccia dla obydwu metod różnią się od siebie. Głównymi czynnikami wpływającymi na końcową wartość ciśnienia w przypadku porozymetrii rtęciowej jest średnica przebiccia (d_{th}), natomiast w metodzie zatłaczania ciągłego – przepuszczalność absolutna (K_{abs}).
3. Zestawienie pomierzonych ciśnień ze średnicą przebiccia oraz przepuszczalnością absolutną badanych próbek wskazuje w obu przypadkach na wzrost charakteryzowanego parametru wraz ze spadkiem ich wartości.
4. Rezultaty pomiarów wskazują na zdecydowanie wyższą wartość ciśnienia przebiccia uzyskaną metodą przepływową. Tylko w trzech przypadkach wyniki z porozymetrii rtęciowej dały wartość wyższą. Wydaje się być to związane z niejednorodnością przestrzeni porowej wyciętej próbki (metoda przepływowa) w stosunku do próbki poddanej badaniom porozymetrycznym.
5. W sytuacji takich samych wartości średnicy przebiccia

i przepuszczalności absolutnej dla dwóch próbek, wartości kapilarnego ciśnienia przebiccia uzyskane dla metody przepływowej mogą różnić się od siebie. Spowodowane jest to odmiennym wykształceniem przestrzeni porowej obydwu próbek.

6. Badanie ciśnienia przebiccia metodą przepływową wydaje się dokładniej wyznaczać wartość ciśnienia fazy niezwilżającej, niezbędnego do usunięcia fazy zwilżającej z przestrzeni porowej skały. Pomimo zdecydowanie dłuższego czasu pomiaru w stosunku do metody porozymetrii rtęciowej uwzględniony w niej może być zróżnicowany charakter wykształcenia przestrzeni porowej skały, zmienność litologiczna próbki – co w znacznie większym stopniu pokrywa się z rzeczywistymi zmiennymi warunkami złożowymi (bez uwzględnienia ciśnienia i temperatury złożowej). Dodatkowym atutem tej metody jest brak wymogu pomiarów kąta kontaktu i napięcia powierzchniowego oraz przeliczania uzyskanych wyników dla użytych w badaniu płynów złożowych, które mogą oddziaływać na zwiększenie błędów końcowej wielkości ciśnienia przebiccia.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2015, nr 8, s. 549–555

Artykuł nadesłano do Redakcji 21.11.2014 r. Zatwierdzono do druku 19.02.2015 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Metody wyznaczania ciśnienia przebiccia w skałach słabo przepuszczalnych* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr archiwalny: DK-4100-38/14, nr zlecenia: 38/SI/14.

Literatura

- [1] Busch A., Muller N.: *Determining CO₂/brine relative permeability and capillary threshold pressure for reservoir rocks and caprocks: Recommendations for development of standard laboratory protocol*. Energy Procedia 2011, vol. 4, pp. 6053–6060.
- [2] Darlak B., Kowalska-Wlodarczyk M., Such P.: *Methodological aspects of porosity and pore space measurements in shale rocks*. Nafta-Gaz 2011, nr 5, s. 326–330.
- [3] Djaouti K., Egerman P., Hennebelle P.: *An integrated approach to estimate threshold capillary pressure from core and log data*. International Symposium of the Society of Core Analysts, Napa Valley, California, USA, 16–19 September, 2013.
- [4] Egermann P., Lombard J. M., Bretonnier P.: *A fast and accurate method to measure threshold capillary pressure of caprocks under representative conditions*. International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, 12–16 September, 2006.
- [5] Giesche H.: *Mercury porosimetry: a general (practical) overview*. Particle & Particle Systems Characterization 2006, vol. 23, pp. 9–19.
- [6] Hildenbrand A., Schlomer S., Krooss B. M.: *Gas breakthrough experiments on fine-grained sedimentary rocks*. Geofluids 2002, vol. 2, pp. 3–23.
- [7] Krooss B. M., Leythaeuser D., Schaefer R. G.: *The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs – a reevaluation*. AAPG Bulletin 1992, vol. 76, pp. 403–406.
- [8] Monicard R. P.: *Properties of reservoir rocks: Core analysis. Translation from the French*. Editions Technip, Paris 1980.
- [9] Piesik-Bus W.: *Analiza modelu geologicznego wytypowanego złoza gazu ziemnego do konwersji na PMG, z wykorzystaniem CO₂ jako gazu buforowego*. Nafta-Gaz 2010, nr 11, s. 1000–1007.
- [10] Thomas L. K., Katz D. L., Tek M. R.: *Threshold Pressure Phenomena in Porous Media*. Society of Petroleum Engineers Journal 1968, vol. 8, pp. 174–184.



Mgr inż. Marcin MAJKRZAK
Asystent w Zakładzie Inżynierii Naftowej.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: majkrzak@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD INŻYNIERII NAFTOWEJ

Zakres działania:

- analiza przyczyn oraz badania stopnia uszkodzenia skał zbiornikowych w strefie przyotworowej;
- ocena głębokości infiltracji fazy ciekłej do skał zbiornikowych;
- pomiary parametrów reologicznych cieczy i niektórych ciał stałych w zakresie temperatur od –40 do 200°C oraz ciśnień do 150 bar;
- badania oraz dobór cieczy roboczych i solanek do prac związanych z opróbowaniem i rekonstrukcją odwiertów;
- monitorowanie, prognozowanie i wykrywanie stref anomalnie wysokich ciśnień porowych i złożowych w profilach wierconych oraz projektowanych otworów wiertniczych;
- ocena stateczności ścian otworów wiertniczych;
- określanie zdolności produkcyjnej odwiertów;
- symulacja eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu w wysadach solnych, z uwzględnieniem konwergencji komór;
- zastosowanie technologii mikrobiologicznych do stymulacji odwiertów oraz usuwania osadów parafinowych w odwiertach i instalacjach napowierzchniowych;
- cyfrowe dokumentowanie rdzeni wiertniczych wraz z wynikami badań laboratoryjnych;
- określanie właściwości mechanicznych oraz sejsmoakustycznych skał w próbach okruskowych;
- analiza zjawisk migracji i ekshalacji gazu ziemnego oraz występowania ciśnień w przestrzeniach międzyrurowych;
- modelowanie obiektów złożowych i opracowywanie specjalistycznego oprogramowania z zakresu inżynierii naftowej.



Kierownik: mgr inż. Paweł Budak
Adres: ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków
Telefon: 12 617-76-65
Faks: 12 430-38-85
E-mail: pawel.budak@inig.pl

