

Ocena selektywnej redukcji właściwości filtracyjnych skał porowatych w zabiegach ograniczania produkcji wody w odwiertach

Evaluation of selective reduction of porous rock filtration properties in water shut-off treatments

Marcin Majkrzak

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: Niekontrolowany nadmierny dopływ wód złożowych do ropnych czy gazowych odwiertów eksploatacyjnych jest często występującym i trudnym do rozwiązania problemem mogącym stanowić źródło poważnych i daleko idących negatywnych skutków technologicznych, ekonomicznych czy środowiskowych. Dotyczy on w zdecydowanej większości przypadków złóż węglo-wodorów w okresie ich wieloletniej eksploatacji, chociaż niejednokrotnie pojawia się również już na początkowym etapie procesu wydobywania. W publikacji przedstawiono wyniki laboratoryjnej oceny skuteczności selektywnej modyfikacji właściwości filtracyjnych skał porowatych w aspekcie zabiegów ograniczania dopływu wód złożowych do gazowych odwiertów produkcyjnych z wykorzystaniem cieczy roboczej na bazie mikroemulsji. Badania przeprowadzono w dwóch wariantach – dla strefy gazowej i zawodnionej. W ramach realizacji prac, przy użyciu rozbudowanej aparatury pomiarowej umożliwiającej pomiar pośrednich spadków ciśnień płynów przepływających przez próbkę, podjęto próbę charakterystyki zmienności właściwości filtracyjnych oraz identyfikacji i wiarygodnej ewaluacji skuteczności i miejsca powstawania żelowych barier izolacyjnych ograniczających przepływ płynów złożowych. Pomiaru wykonano na cylindrycznych próbkach skał porowatych, które w pierwszej kolejności scharakteryzowano pod względem podstawowych parametrów petrofizycznych (objętości porowej, porowatości i przepuszczalności absolutnej dla gazu). Wyznaczono również wartości gęstości i lepkości dynamicznej wykorzystanego w badaniach płynu złożowego. W toku prac określono zmienność właściwości filtracyjnych badanych próbek dla przepływu jednofazowego (solanki). Dla trzech z nich określono poziom nasycenia nieredukowalnego wodą złożową oraz wielkość i zasięg determinujących jego zmienność efektów kapilarnych. Końcowym elementem prac badawczych był ponowny pomiar właściwości filtracyjnych (po symulacji procesu zatłoczenia cieczy zabiegowej) z zachowaniem maksymalnie zbliżonych warunków (kierunku i ciśnienia przepływu zatłaczanych płynów) względem pomiarów początkowych. Na tej podstawie określono stopień zmian właściwości filtracyjnych w poszczególnych segmentach próbek oraz lokalizację stref o ograniczonych możliwościach przepływu płynów złożowych. Podjęto również próbę ilościowej oceny skuteczności zabiegu modyfikacji z wykorzystaniem wprowadzonego współczynnika *RWP*.

Słowa kluczowe: zabiegi ograniczania dopływu wód złożowych, modyfikacja właściwości filtracyjnych, testy przepływowe na rdzeniach.

ABSTRACT: Uncontrolled and excessive inflow of reservoir waters to production wells is a frequent and difficult to solve problem that may be a source of serious and negative technological, economic or environmental issues. It concerns, in the vast majority of cases, mature fields, although it often appears at the initial stage of the exploitation. The publication presents the results of a laboratory evaluation of the effectiveness of the selective modification of porous rocks filtration properties in water shut-off treatment in gas wells with use of a microemulsion-based treatment fluid. The research was carried out in two variants – for the gas and water zone. As part of the work, an attempt was made to selectively characterize variability of filtration properties and to identify and credibly evaluate the effectiveness and place of formation of gel insulating barriers limiting the fluids flow with the use of a multitap flow cell. In order to process measurements, cylindrical in shape core samples of porous rocks were used. The analyzed cores were characterized in terms of the basic petrophysical parameters (pore volume, porosity and absolute permeability for the gas). The values of density and dynamic viscosity of the reservoir fluid used in the research were also determined. In course of performed work, variability of filtration parameters of tested cores was determined for a single-phase flow (brine). For three selected samples, the level of irreducible water saturation as well as size and range of capillary effects were determined. The final element of work was re-measurement of the filtration properties (after simulation of treatment fluid injection), while maintaining the conditions (direction and pressure of flow of injected fluids) as similar as possible to the initial measurements. On this basis, the extent of changes in filtration properties

Autor do korespondencji: M. Majkrzak, e-mail: marcin.majkrzak@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 1.02.2022 r. Zatwierdzono do druku: 04.04.2022 r.

in individual sample segments and location of zones with limited fluids flow possibilities were determined. Also an attempt was made to quantify the effectiveness of modification treatment based on introduced RWP coefficient.

Key words: water shut-off treatments, modification of filtration properties, core flow tests.

Wprowadzenie

Modyfikację właściwości filtracyjnych ośrodków porowatych rozumieć należy jako ograniczenie możliwości przepływu danego płynu w wyniku znacznego zmniejszenia początkowej przepuszczalności skał w ściśle określonej strefie złożowej (Cicha-Szot i Falkowicz, 2010). Do potencjalnych obszarów, w których możliwa jest realizacja tego typu zabiegów, należą m.in.:

- otworowa eksploatacja złóż surowców płynnych (intensyfikacja procesu eksploatacji węglowodorów poprzez zabiegi ograniczenia dopływu wód złożowych do odwiertów, optymalizacja efektywności procesów nawadniania złóż ropy naftowej polegająca na likwidacji tzw. preferencyjnych ścieżek przepływu zatłaczanej wody i objęciu procesem nawadniania większych partii złoża);
- poprawa szczelności ziemnych składowisk odpadów niebezpiecznych dla środowiska naturalnego (eliminacja migracji zanieczyszczeń do wód podziemnych i powierzchniowych);
- kontrola dopływu wód kopalnianych do wyrobisk górniczych (ograniczenie zagrożenia wodnego);
- podniesienie ekonomiki eksploatacji wód termalnych (korekta profilu przepuszczalności skał strefy przyodwiertowej);
- obniżenie zagrożenia erupcji i ekshalacji magazynowanych w strukturach geologicznych gazów (metan, dwutlenek węgla, wodór);
- likwidacja wodoprzepuszczalności warstw wodonośnych w szeroko pojętym obszarze prac geoinżynierskich;
- ochrona złóż wód mineralnych i leczniczych.

Jednym z głównych problemów związanych z otworową eksploatacją złóż surowców płynnych (zarówno ropy naftowej, jak i gazu ziemnego) jest nadmierny, często niekontrolowany dopływ wód złożowych. Problem ten dotyczy przede wszystkim złóż dojrzałych (będących u kresu eksploatacji), chociaż niejednokrotnie pojawia się również już na początkowym etapie procesu wydobywania węglowodorów (Grattoni et al., 2001; Falkowicz et al., 2014; Alfarge et al., 2017; Lubaś et al., 2019). Szacuje się, że średnio jednej wydobytej baryłce ropy naftowej na terenie Stanów Zjednoczonych odpowiada osiem baryłek wody złożowej (Aminian, 2005). W ujęciu globalnym firmy naftowe „produkują” średnio trzy baryłki wody na każdą baryłkę ropy. Problem nadmiernego wydobywania wody złożowej prowadzi do drastycznego skrócenia pracy złoża węglowodorów i obniżenia sensowności ekonomicznej całego przedsięwzięcia. Wynika to ze wzrostu kosztów wymaganych

do poniesienia przez operatora, a związanych np. ze zwiększoną korozją, a przez to z częstszą potrzebą wymiany elementów infrastruktury eksploatacyjnej zarówno w otworze wydobywczym, jak i instalacji naziemnej, z wymywaniem cząstek stałych ze strefy przyodwiertowej czy wymogiem utylizacji wydobytej solanki w przypadku np. braku możliwości jej ponownego zatłoczenia do złoża w celu podniesienia ciśnienia złożowego (wtórne metody eksploatacji). Wyliczono, że średnie roczne koszty ponoszone przez światowy przemysł wydobywczy związane z dodatkową produkcją wody złożowej wynoszą około 50 miliardów dolarów (Bailey et al., 2000; Alfarge et al., 2017; Seright i Brattekas, 2021). Dane te jednoznacznie potwierdzają wagę problemu nadmiernej produkcji wody złożowej i w pełni argumentują potrzebę ciągłego poszukiwania możliwie jak najlepszych jego rozwiązań.

W wielu przypadkach niekontrolowanego dopływu wód złożowych do odwiertu produkcyjnego zakładana jest błędna przyczyna zaistniałego problemu. Właściwa identyfikacja jego źródła (oparta na dostępnych danych geologicznych czy eksploatacyjnych) stanowi podstawę sukcesu prowadzonych prac i warunkuje dobór możliwie najlepszego z dostępnych środków zaradczych, które podzielić można na dwa rodzaje: mechaniczne i chemiczne (Seright et al., 2001; Dubiel i Uliasz-Misiak, 2013; Falkowicz et al., 2021). Wśród chemicznych sposobów przeciwdziałania przedstawionemu problemowi wskazać można wykorzystanie cieczy zabiegowych, które po zatłoczeniu do przestrzeni porowej umożliwiają kontrolę przepływu płynów w ośrodku geologicznym. Jako przykład przytoczyć należy cieczy typu RPM (ang. *relative permeability modifiers*), które na skutek adsorpcji przez ośrodek porowaty i fizyczno-chemicznego oddziaływania na skałę redukują jej właściwości filtracyjne dla wody (Sydansk i Seright, 2007; Falkowicz et al., 2012). Innym rodzajem wykorzystywanych środków są cieczy na bazie krzemianu sodu czy mikroemulsji, które po zmieszaniu z wodą złożową i po inwersji faz (czego efektem jest wyraźna zmiana parametrów reologicznych) wytwarzają miejscowo nieprzepuszczalne bariery izolacyjne (Cicha-Szot et al., 2014; Lakatos et al., 2016).

Badania laboratoryjne modyfikacji właściwości filtracyjnych skał porowatych

Realizacja zabiegu modyfikacji właściwości filtracyjnych skał porowatych w przypadku eksploatacji złóż węglowodorów

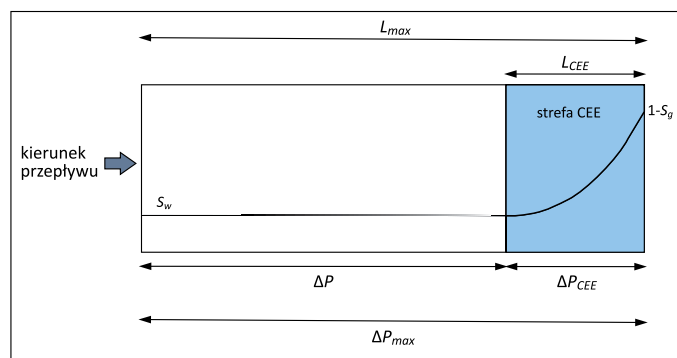
jest najczęściej związana z ograniczeniem dopływu wody złożowej do odwiertu produkcyjnego (Dalrymple et al., 2000). Poprawnie przeprowadzony zabieg powinien:

- ograniczyć dopływ wody złożowej ze strefy zawodnionej w wyniku obniżenia jej przepuszczalności bez „uszkodzenia” lub z jak najmniejszym „uszkodzeniem” strefy produktywnej;
- doprowadzić do możliwie głębokiej penetracji cieczy roboczej w głąb warstwy wodonośnej przy minimalnej iniekcji do przestrzeni porowej warstwy produktywnej.

W celu weryfikacji skuteczności zabiegów modyfikacji właściwości filtracyjnych niezbędna jest wiarygodna procedura oceny zmian zachodzących w przestrzeni porowej. Powszechnie stosowaną metodą w tego typu analizach są tzw. testy przepływowe (ang. *core flood tests*), wykonywane na cylindrycznych próbkach skał. Niestety ze względu na ich niewielkie rozmiary, zwłaszcza w przypadku testów na próbkach pochodzących z rdzeni wiertniczych, przeprowadzone pomiary mogą charakteryzować się znaczną niepewnością uzyskanych wyników. Może to prowadzić do przeszacowania rzeczywistego zakresu zmian właściwości filtracyjnych, a tym samym mieć negatywny wpływ na całościową ocenę efektywności symulowanego zabiegu (Dalrymple et al., 2000; Kasza et al., 2020). Dlatego, w celu zapewnienia jak najwyższej wiarygodności otrzymanych danych, pomiary powinny być przeprowadzane w warunkach maksymalnie zbliżonych do złożowych. Niestety zachowanie rzeczywistych wartości kluczowych parametrów pomiaru w warunkach laboratoryjnych nastęca wielu problemów, wśród których do najczęściej występujących zaliczyć można: znaczne wydłużenie czasu trwania badania, niskie wartości różnicy ciśnienia, przy której dany płyn przepływa przez próbkę, czy oddziaływanie efektów kapilarnych (Huang i Honarpour, 1998).

Spśród wymienionych powyżej – jednym z ważniejszych problemów towarzyszących projektowaniu oraz interpretacji wyników testów przepływowych są tzw. końcowe efekty kapilarne (ang. *capillary end effects*). Związane są one z przerwaniem ciągłości kapilarnej w końcowej części próbki, czemu towarzyszy zwiększony spadek ciśnienia przepływających przez nią płynów oraz wzrost nasycenia fazą zwilżającą (Chen i Wood, 2001). Pierwszym, który zasygnalizował występowanie efektów kapilarnych w przepływach przez ośrodki porowate, był Laverett (1941). Kolejni badacze w celu ograniczenia ich wpływu na otrzymywane wyniki proponowali m.in. prowadzenie badań przy podwyższonych wydatkach przepływających przez próbkę płynów. Nie jest to jednak zawsze możliwe, zwłaszcza przy pomiarach wykonywanych na próbkach o niskich lub ultraniskich parametrach filtracyjnych, ze względu na znaczące wzrosty ciśnień wzdłuż osi próbki i wydłużenie czasu pomiaru (Cheung i Arsdale, 1992; Dalrymple et al.,

2000; Moghaddam i Jamiolahmady, 2019). Następstwem występowania efektów kapilarnych jest wzrost nasycenia fazą zwilżającą przestrzeni porowej końcowej części próbki, a tym samym brak jego jednorodnego rozkładu wzdłuż osi podłużnej. W prezentowanym przypadku (rysunek 1) próbka nasycona jest fazą zwilżającą (wodą), natomiast zatłaczanie fazy niezwilżającej (gazu) następuje od strony lewej i na odcinku około $\frac{3}{4}$ długości próbki stosunek nasycenia obu faz utrzymuje się na jednakowym poziomie. W końcowej partii, oznaczonej jako „strefa CEE” (ang. *capillary end effect*), występuje znaczne zwiększenie nasycenia fazą zwilżającą. Zakres oddziaływania efektów kapilarnych może być zmienny i obejmować większe części próbki – zależne jest to od stosunku oddziałujących sił kapilarnych oraz sił lepkości. W rezultacie wpływa to na wartości ciśnień przepływających płynów, a tym samym na wyznaczone właściwości filtracyjne badanych ośrodków porowatych. Końcowe efekty kapilarne powszechnie występują w przypadku wypierania fazy wodnej z przestrzeni porowej wodozwilżalnych (hydrofilowych) próbek oraz iniekcji gazu do przestrzeni porowej zajętej przez ropę naftową. W innych konfiguracjach przepływających przez próbkę płynów efekty kapilarne nie stanowią tak poważnego problemu i nie wpływają znacząco na dystrybucję poszczególnych faz (Huang i Honarpour, 1998; Andersen et al., 2017; Moghaddam i Jamiolahmady, 2019; Santos et al., 2020).

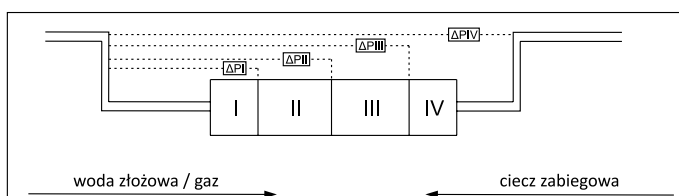


Rysunek 1. Profil zmian nasycenia przestrzeni porowej wodą (faza zwilżająca) i gazem (faza niezwilżająca – wypierająca) w trakcie przepływu dwufazowego (Moghaddam i Jamiolahmady, 2019)

Figure 1. Profile of changes in saturation of the pore space with water (wetting phase) and gas (non-wetting – displacing phase) during two-phase flow (Moghaddam and Jamiolahmady, 2019)

Sposobem na podniesienie wiarygodności wyników testów przepływowych jest ich realizacja z wykorzystaniem rozbudowanej aparatury pomiarowej umożliwiającej pomiar pośrednich spadków ciśnienia płynów przepływających przez próbkę. Prowadzenie badań w takiej formie umożliwia selektywną ocenę zmian właściwości filtracyjnych w poszczególnych sekcjach próbki. Pozwala także na identyfikację, a w konsekwencji eliminację negatywnego oddziaływania (maskującego

otrzymane wyniki) końcowych efektów kapilarnych. W przypadku tym oprawka na próbkę (rysunek 2) wyposażona jest w system dodatkowych czujników umieszczonych wzdłuż pobocznic próbki, co wraz z pełnym systemem sterowania i akwizycji danych zapewnia stały monitoring wszystkich istotnych parametrów prowadzonego eksperymentu (Cheung i Arsdale, 1992; Dalrymple et al., 2000; Chen i Wood, 2001; Sydansk et al., 2005).



Rysunek 2. Schemat budowy oprawki na próbkę dla wielopunktowego pomiaru spadku ciśnienia (Dalrymple et al., 2000)

Figure 2. Schematic of multipressure tap flow cell (Dalrymple et al., 2000)

Opracowanie miarodajnych testów laboratoryjnych i technik interpretacji danych w celu oceny skuteczności modyfikacji właściwości filtracyjnych skał strefy przyodwiertowej objętej zasięgiem oddziaływania zatłaczanych cieczy w procesie realizacji zabiegu oraz technik odtwarzania i stymulacji „uszkodzonych” formacji złożowych ma zasadnicze znaczenie dla efektywnej eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Uzyskane za pomocą zaprojektowanych systemów i procedur pomiarowych dane powinny nadawać się do wykorzystania w powszechnie dostępnych metodach symulacyjnych. Ważne jest, aby w przyszłości na ich podstawie możliwe było opracowanie wiarygodnych korelacji empirycznych, zweryfikowanie (kalibracja) modeli matematycznych czy zidentyfikowanie mechanizmów rządzących zjawiskami zachodzącymi w przestrzeni porowej na skutek realizacji zabiegów modyfikacji właściwości filtracyjnych (Łętkowski, 2011; Civan, 2015).

Metodyka badań

Przeprowadzenie rzetelnej analizy zmienności właściwości filtracyjnych oraz oceny efektywności ich modyfikacji wiąże się z potrzebą wykonania zestawu badań przepływowych przy wykorzystaniu odpowiednio przystosowanej do tego celu aparatury pomiarowej – stanowiska badawczego z wielopunktowym pomiarem pośrednich spadków ciśnień płynów przepływających przez próbkę.

Zrealizowane prace podzielić można na kilka etapów. W pierwszym z nich wykonano pomiary zmienności parametrów filtracyjnych dla przepływu jednofazowego (solanki) i na podstawie otrzymanych wyników (dla 3 wybranych próbek)

przeprowadzono kolejne badania. Określono w nich poziom nasycenia nieredukowalnego wodą złożową (S_{wi}) oraz wielkość i zasięg efektów kapilarnych determinujących zmienność uzyskanego nasycenia wzdłuż osi podłużnej próbki. Badania te realizowano w obecności w przestrzeni porowej dwóch faz – solanki oraz gazu. Kolejnym krokiem była symulacja procesu zatłaczania cieczy zabiegowej do strefy przyodwiertowej w dwóch wariantach:

- strefy gazowej (próbki nr 1, 3 i 5) o zróżnicowanym nasyceniu nieredukowalnym solanką zgodnym z uzyskanymi nasyceniami z poprzedniego etapu prac – jako symulacja warstwy, którą do odwiertu dopływa gaz;
- strefy zawodnionej (próbki nr 2 i 4) – jako symulacja warstwy, którą do odwiertu dopływa woda złożowa.

Iniekcję cieczy zabiegowej wykonano w kierunku odwrotnym do kierunku przepływu płynów złożowych (gazu i solanki) w celu pełnej symulacji zabiegu w warunkach otworowych. Ostatni etap prac obejmował ponowny pomiar właściwości filtracyjnych. Prace prowadzone były z zachowaniem maksymalnie zbliżonych warunków (kierunku i ciśnienia przepływu zatłaczanych płynów) względem pomiarów początkowych. Zmiennym parametrem, na podstawie którego podjęto próbę oszacowania efektywności modyfikacji parametrów filtracyjnych dla całej próbki, jak i poszczególnych segmentów, był wydatek przepływu (Q).

Wykorzystanie w badaniach aparatury umożliwiającej wielopunktowy pomiar pośrednich spadków ciśnień wymagało opracowania metodyki interpretacji otrzymanych danych. Ważna – z punktu widzenia liczby wykonanych analiz – była możliwość porównywania pomiędzy sobą uzyskanych wyników. W tabeli 1 przedstawiono przykładowy zestaw otrzymanych danych. Budowa układu pomiarowego umożliwiła wyznaczenie 4 sekcji wzdłuż osi podłużnej próbki. Sekcje wewnętrzne (II i III) charakteryzowały się taką samą długością ($\Delta L = 5,08$ cm). Wymiary sekcji bocznych (początkowej – I i końcowej – IV) uzależnione były od długości całkowitej próbki – w realizowanych testach odpowiednie jej ustawienie warunkowało uzyskanie zewnętrznych sekcji o identycznych wymiarach. Prawidłowe przeprowadzenie badania umożliwiło wyznaczenie, dla każdej z sekcji oraz całej próbki, wartości spadku ciśnienia zatłaczanego płynu (ΔP). W celu umożliwienia bezpośredniego porównania otrzymanych wyników wprowadzono parametr gradientu ciśnienia (dla każdej z sekcji – $\text{grad}_P(k)$ oraz całej próbki – $\text{grad}_P(K)$), opisanego następującym wzorem:

$$\text{grad}_P(k, K) = \Delta P / \Delta L \text{ [MPa/m]} \quad (1)$$

Ilościowa ocena skuteczności zabiegu modyfikacji właściwości filtracyjnych w ramach testów przepływowych polega najczęściej na określeniu wielkości utraty przepuszczalności

Tabela 1. Przykład zmian wyznaczonych parametrów przy wielopunktowym pomiarze pośrednich spadków ciśnień

Table 1. Example of changes in the determined parameters with the use of multitap flow cells

Próbka 1	Sekcja			
	I	II	III	IV
ΔL [m]	0,012	0,051	0,051	0,012
ΔP [MPa]	0,019	0,027	0,035	0,068
grad_P(k) [MPa/m]	1,61	0,52	0,70	5,85
grad_P(K) [MPa/m]	1,19			

próbki (UP). Definiuje się ją jako procentowy spadek przepuszczalności początkowej po zatłoczeniu cieczy zabiegowej. Wielkość utraty przepuszczalności wyrażana jest wzorem:

$$UP = \left(1 - \frac{k_k}{k_0}\right) \cdot 100 [\%] \quad (2)$$

gdzie:

k_k – przepuszczalność końcowa próbki [mD],

k_0 – przepuszczalność początkowa próbki [mD].

Jeżeli przepuszczalność końcowa próbki $k_k = 0$, to utrata przepuszczalności wynosi 100%. Jeżeli współczynnik UP przyjmuje wartości dodatnie, oznacza to, że nastąpiła utrata przepuszczalności początkowej testowanej próbki. Powyższej procedury nie zastosowano w przypadku realizowanych badań. Powodem tego jest praktyczny brak możliwości wyznaczenia przepuszczalności końcowej (k_k) zgodnie z jej kanoniczną definicją (Bailey et al., 2000; Botermans et al., 2001). Przyczyną tego stanu rzeczy jest:

- zależność funkcyjna wartości przepuszczalności od ciśnienia przepływu przy pomiarach płynem ściśliwym – azotem (efekt Klinkenberga);
- zależność funkcyjna wartości przepuszczalności od masowego natężenia przepływu płynu przez próbkę w przypadku obecności w próbce żelu, hydrożelu, polimeru, RPM czy innych;
- wpływ zjawiska efektów kapilarnych na wyniki w przypadku pomiarów na krótkich rdzeniach.

W badaniach przepływowych, w celu przeprowadzenia oceny skuteczności symulowanego zabiegu, posłużono się wyznaczonym współczynnikiem RWP (resztkowy współczynnik przepływu), wyrażonym wzorem:

$$RWP_{s,g} = (Q_{k(s,g)(\Delta p(const))} / Q_{p(s,g)(\Delta p(const))}) \cdot 100\% \quad (3)$$

gdzie:

$Q_{k(s,g)}$ – końcowe objętościowe natężenie przepływu (solanka, gaz) przez próbkę,

$Q_{p(s,g)}$ – początkowe objętościowe natężenie przepływu (solanka, gaz) przez próbkę,

s – solanka,

g – gaz,

$\Delta p_{(const)}$ – spadek ciśnienia.

Prezentowany współczynnik opiera się na zestawieniu objętościowego natężenia przepływu płynu przez próbkę przed zabiegiem i po zabiegu zatłoczenia do przestrzeni porowej cieczy zabiegowej. W przypadku całkowitego braku wpływu symulowanego zabiegu na właściwości filtracyjne warstwy gazowej współczynnik RWP przyjmuje wartość 100%. W sytuacji oceny efektywności zabiegu realizowanego w warstwie wodnej stan idealny (a więc brak przepływu solanki) charakteryzuje wartość RWP równa 0%. Warunkiem koniecznym do zastosowania przedstawionego współczynnika jest określenie wartości $Q_{p(s,g)}$ i $Q_{k(s,g)}$ w takich samych warunkach barycznych.

Charakterystyka materiału badawczego

W celu uzyskania jak najwyższej wiarygodności wyników otrzymanych z testów przepływowych pomiary te powinny być przeprowadzane na próbkach o jak największych wymiarach. Wykorzystana w badaniach aparatura umożliwia wykonywanie testów na próbkach skalnych o maksymalnej długości 15 cm oraz średnicy 2,54 cm. Ze względu na brak możliwości pozyskania próbek o takich wymiarach z oryginalnych rdzeni wiertniczych zdecydowano się na wykorzystanie dostępnych piaskowców szydłowieckich pochodzących z kamieniołomów z rejonu Chęciny. W ramach wstępnej charakterystyki materiału badawczego określono podstawowe parametry petrofizyczne przygotowanych próbek. Łącznie badaniom poddano 10 próbek, z których 5 zakwalifikowano do dalszych prac. Wyznaczono wartości objętości porowej (metoda wagowa), porowatości oraz przepuszczalności absolutnej dla gazu – wyniki zestawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Parametry petrofizyczne próbek piaskowca szydłowieckiego

Table 2. Petrophysical parameters of Szydłowiec sandstone samples

Nr próbki	Średnica	Długość	Objętość porowa	Porowatość	Przepuszczalność absolutna dla gazu
	[cm]	[cm]	[cm ³]	[%]	[mD]
1	2,54	12,48	64,24	13,38	667
2		12,95	66,66	14,16	849
3		12,19	62,74	13,29	839
4		12,44	64,03	13,21	735
5		12,95	66,66	14,12	898

W badaniach jako solankę złożową wykorzystano 5-proc. roztwór chlorku sodu (NaCl), dla którego określono wartość gęstości oraz lepkości dynamicznej (tabela 3) w temperaturze 25°C.

Tabela 3. Charakterystyka płynu złożowego

Table 3. Characteristics of the reservoir fluid

Płyn złożowy	Temperatura pomiaru	Gęstość	Lepkość dynamiczna
	[°C]		
5% NaCl	25	1,032	0,978

Wykorzystana w badaniach ciecz zabiegowa na bazie mikroemulsji opracowana została w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym na zlecenie Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w ramach realizacji projektu pn. *Procedura: typowania odwiertu, wykonania zabiegu ograniczania produkcji wody w odwiertach gazowych i uzyskania cieczy zabiegowej na bazie mikroemulsji* (Falkowicz et al., 2020).

Wyniki badań

Zgodnie z opisaną metodyką wykonywania pomiarów próbki piaskowca szydłowieckiego, w ramach pierwszego etapu badań, scharakteryzowano pod względem zmienności parametrów filtracyjnych przy przepływie wyłącznie jednej fazy – solanki (tabela 4). Wyniki pomiarów przeprowadzonych na próbce nr 1 wskazują na podwyższoną wartość gradientu ciśnienia w sekcji I, równą 1,61 MPa/m. Segmenty II i III cechują się zbliżonymi wartościami (odpowiednio 0,52 MPa/m i 0,70 MPa/m), natomiast w przypadku segmentu IV wyznaczony parametr osiąga zdecydowanie najwyższą wartość: 5,85 MPa/m. Dla całej długości próbki gradient ciśnienia wynosi 1,19 MPa/m. W przypadku próbki nr 2 w segmencie I mamy do czynienia z podwyższoną wartością gradientu ciśnienia (1,24 MPa/m) względem sekcji środkowych, o zbliżonych wartościach charakteryzowanego parametru (II: 0,53 MPa/m, III: 0,54 MPa/m). W sekcji IV gradient ciśnienia równy jest 1,63 MPa/m. Wynik dla pełnej długości próbki wynosi 0,73 MPa/m. Rezultaty uzyskane dla próbki nr 3 wskazują na wartości gradientu ciśnienia w sekcji I na poziomie 3,56 MPa/m, w sekcji II: 1,20 MPa/m, w sekcji III: 1,31 MPa/m, a w sekcji IV: 2,62 MPa/m. Gradient ciśnienia dla całej długości próbki wynosi 1,56 MPa/m. Próbka nr 4 charakteryzuje się następującymi wartościami parametru w kolejnych sekcjach: I: 2,33 MPa/m, II: 0,57 MPa/m, III: 0,58 MPa/m, IV: 1,89 MPa/m. Całościowy pomiar wskazuje wartość równą 0,91 MPa/m. W przypadku próbki nr 5 dla sekcji I wyznaczono wartość gradientu ciśnienia na poziomie 2,37 MPa/m, dla sekcji II: 1,22 MPa/m, dla sekcji III:

Tabela 4. Wartości parametru gradientu ciśnienia dla poszczególnych sekcji oraz pełnej długości badanych próbek – przepływ jednofazowy

Table 4. The values of the pressure gradient parameter for individual sections and the full length of the tested samples – single-phase flow

Próbka nr/ gradient ciśnienia	Sekcja			
	I	II	III	IV
Próbka 1				
grad_P(k) [MPa/m]	1,61	0,52	0,70	5,85
grad_P(K) [MPa/m]	1,19			
Próbka 2				
grad_P(k) [MPa/m]	1,24	0,53	0,54	1,63
grad_P(K) [MPa/m]	0,73			
Próbka 3				
grad_P(k) [MPa/m]	3,56	1,20	1,31	2,62
grad_P(K) [MPa/m]	1,56			
Próbka 4				
grad_P(k) [MPa/m]	2,33	0,57	0,58	1,89
grad_P(K) [MPa/m]	0,91			
Próbka 5				
grad_P(k) [MPa/m]	2,37	1,22	0,99	2,58
grad_P(K) [MPa/m]	1,41			

0,99 MPa/m, a dla sekcji IV: 2,58 MPa/m. Wynik pomiaru na całej próbce jest równy 1,41 MPa/m.

Efektom realizacji kolejnego etapu badań było wyznaczenie nasycenia nieredukowalnego (S_{wi}) dla solanki oraz określenie wielkości efektów kapilarnych determinujących zmienność uzyskanego nasycenia dla trzech wybranych próbek (nr 1, 3 i 5). Wyniki pomiarów zestawiono w tabeli 5. Zmiany gradientu ciśnienia w poszczególnych segmentach próbki nr 1 przedstawiają się następująco: sekcja I: 0,96 MPa/m, II: 0,45 MPa/m, III: 1,48 MPa/m, IV: 2,44 MPa/m, a dla całej próbki: 1,10 MPa/m. Otrzymane wartości gradientu ciśnienia (oprócz segmentu nr II) utrzymują się na podwyższonym poziomie, co wskazuje na znaczną ilość solanki pozostałą w przestrzeni porowej. W przypadku próbki nr 3 założono osiągnięcie niższego poziomu nasycenia nieredukowalnego względem próbki nr 1. W rezultacie zatłaczania gazu (pomiar 1) uzyskano wartości gradientu ciśnienia mieszczące się w zakresie od 0,45 MPa/m (sekcja II) do 3,90 MPa/m (sekcja IV). Po tym etapie badań nasycenie nieredukowalne dla solanki utrzymywało się na wysokim poziomie. W następnym kroku (pomiar 2) zmieniono kierunek przepływu gazu, co przełożyło się na zmianę wartości wyznaczonego gradientu ciśnienia w poszczególnych sekcjach. Doszło do wzrostu analizowanego parametru w sekcji I (2,00 MPa/m) oraz spadku w sekcji IV (1,69 MPa/m), natomiast sekcje nr II i III charakteryzowały się zbliżonymi względem siebie wartościami. Dane te interpretować należy

Tabela 5. Wartości parametru gradientu ciśnienia dla poszczególnych sekcji oraz pełnej długości badanych próbek – przepływ dwufazowy

Table 5. The values of the pressure gradient parameter for individual sections and the full length of the tested samples – two-phase flow

Próbka nr/ gradient ciśnienia	Sekcja				S_{wj} [%]
	I	II	III	IV	
Próbka 1					
grad_P(k) [MPa/m]	0,96	0,45	1,48	2,44	31,22
grad_P(K) [MPa/m]	1,10				
Próbka 3 (pomiar 1)					
grad_P(k) [MPa/m]	0,59	0,45	0,75	3,90	37,61
grad_P(K) [MPa/m]	0,87				
Próbka 3 (pomiar 2)					
grad_P(k) [MPa/m]	2,00	0,39	0,46	1,69	16,23
grad_P(K) [MPa/m]	0,66				
Próbka 3 (pomiar 3)					
grad_P(k) [MPa/m]	0,68	0,61	0,64	1,16	8,64
grad_P(K) [MPa/m]	0,67				
Próbka 5					
grad_P(k) [MPa/m]	0,60	0,64	0,80	3,99	14,83
grad_P(K) [MPa/m]	1,06				

jako zmianę rozkładu nasyczeń w próbce, co potwierdza wynik uzyskany na podstawie analizy wagowej. W trakcie pomiaru nr 3 fazę niezwilżającą zatłaczano ponownie w kierunku zgodnym z przepływem gazu w warunkach otworowych (pomiar 1). Wyniki tego etapu wskazują na dalsze obniżenie się poziomu nasycenia nieredukowalnego dla solanki. Wartości gradientu ciśnienia w poszczególnych segmentach próbki wskazują na zbliżony rozkład nasyczeń, szczególnie w pierwszych trzech sekcjach (kolejno: 0,68 MPa/m, 0,61 MPa/m, 0,64 MPa/m), z niewielkim wzrostem w sekcji IV (1,16 MPa/m). Wartość gradientu ciśnienia dla całej długości próbki wynosi 0,67 MPa/m. W przypadku ostatniej badanej próbki (nr 5) wypieranie solanki gazem prowadzono ponownie tylko w jednym kierunku (analogicznie do próbki nr 1). Na podstawie otrzymanych wyników wielkości gradientu ciśnienia w I i II segmencie (odpowiednio 0,60 MPa/m i 0,64 MPa/m) wnioskować należy o zbliżonym poziomie nasycenia przestrzeni porowej solanką. W sekcji III odnotowano niewielki przyrost analizowanego parametru (0,80 MPa/m), natomiast w sekcji IV wzrost do wartości 3,99 MPa/m. Wyznaczony gradient ciśnienia dla całej próbki wyniósł 1,06 MPa/m.

Przeprowadzenie symulacji procesu zatłaczania cieczy zabiegowej (mikroemulsji) do strefy przyodwiertowej w dwóch wariantach (do strefy gazowej i zawodnionej) umożliwiło wyznaczenie właściwości filtracyjnych badanych próbek po symulowanym zabiegu i porównanie uzyskanych wyników

Tabela 6. Wartości parametru gradientu ciśnienia dla poszczególnych sekcji oraz pełnej długości badanych próbek – pomiar przed zabiegiem i po zabiegu modyfikacji właściwości filtracyjnych

Table 6. The values of the pressure gradient parameter for individual sections and the full length of the tested samples – measurement before and after the modification of filtration properties

Próbka nr/ gradient ciśnienia	Pomiar nr	Sekcja			
		I	II	III	IV
Próbka 1					
grad_P(k) [MPa/m]	1	0,96	0,45	1,48	2,44
	2	0,12	0,27	1,97	2,41
grad_P(K) [MPa/m]	1	1,10			
	2	1,15			
Próbka 2					
grad_P(k) [MPa/m]	1	1,24	0,53	0,54	1,63
	2	0,17	0,05	0,43	4,71
grad_P(K) [MPa/m]	1	0,73			
	2	0,72			
Próbka 3					
grad_P(k) [MPa/m]	1	0,68	0,61	0,64	1,16
	2	0,51	0,56	0,64	1,34
grad_P(K) [MPa/m]	1	0,67			
	2	0,65			
Próbka 4					
grad_P(k) [MPa/m]	1	2,33	0,57	0,58	1,89
	2	0,22	0,08	0,27	8,59
grad_P(K) [MPa/m]	1	0,91			
	2	0,95			
Próbka 5					
grad_P(k) [MPa/m]	1	0,60	0,64	0,80	3,99
	2	0,55	0,58	0,72	4,66
grad_P(K) [MPa/m]	1	1,06			
	2	1,08			

1 – pomiar początkowy, 2 pomiar końcowy

z pomiarami początkowymi (tabela 6). W przypadku próbki nr 1 analiza wyników pomiaru końcowego wskazuje na znaczne pogorszenie się właściwości filtracyjnych w sekcji III (wzrost gradientu ciśnienia do wartości 1,97 MPa/m) oraz na niewielką zmianę wartości gradientu w sekcji IV (2,41 MPa/m). Interpretacja powyższych danych wskazuje na wytworzenie się (głównie w sekcji III) bariery redukującej właściwości filtracyjne ośrodka porowatego. Polepszenie się parametrów filtracyjnych w sekcjach I i II (gradient ciśnienia odpowiednio 0,12 MPa/m i 0,27 MPa/m) wynikać może z faktu usunięcia (wypchnięcia) przez zatłaczaną ciecz zabiegową wypełniającej pory solanki (bez reakcji wytworzenia bariery). W takiej sytuacji w trakcie wykonywanego pomiaru końcowego mogło dojść do usunięcia przez zatłaczany gaz nieprzereagowanej cieczy zabiegowej, a tym samym do zwiększenia objętości dróg

filtracji dla gazu. Wyniki uzyskane dla próbki nr 2, symulującej warstwę zawodnioną, wskazują jednoznacznie na spadek właściwości filtracyjnych w sekcji IV – niemalże trzykrotny wzrost wartości gradientu ciśnienia, do poziomu 4,71 MPa/m. Na tej podstawie wnioskować można, że efektywna żelowa bariera izolacyjna powstała w obrębie tejże sekcji. Rezultaty pomiarów przeprowadzonych dla próbki nr 3 wskazują, że wartości wyznaczonego gradientu ciśnienia w poszczególnych segmentach są do siebie zbliżone. Wskazuje to na praktyczny brak uszkodzenia (zmniejszenia) właściwości filtracyjnych próbki w efekcie zatłoczenia cieczy zabiegowej – wyłącznie w sekcji IV gradient ciśnienia po symulacji zabiegu wzrósł o 0,18 MPa/m względem wartości wyjściowej (1,16 MPa/m). Dane otrzymane z pomiarów wykonanych dla drugiej warstwy zawodnionej (próbka nr 4) wskazują na znaczny wzrost gradientu ciśnienia, z poziomu 1,89 MPa/m do 8,59 MPa/m, a więc spadek właściwości filtracyjnych, wyłącznie dla sekcji IV. Informuje to o wytworzeniu bariery tylko w początkowej strefie próbki (od strony zatłaczania cieczy), bez istotnych zmian w pozostałych partiach. Ostatnią z symulacji zatłaczania cieczy zabiegowej do warstwy gazowej przeprowadzono na próbce nr 5. Uzyskane wyniki z pomiaru końcowego dla pierwszych trzech sekcji są porównywalne z wynikami pomiaru początkowego. Wzrost wartości gradientu ciśnienia zaobserwowano w sekcji IV – z poziomu 3,99 MPa/m do 4,66 MPa/m. W przypadku tym ograniczająca przepływ gazu bariera powstała (w niewielkim stopniu) wyłącznie w obrębie ostatniej, IV sekcji. Wyniki pomiarów wielkości gradientu ciśnienia w skali całej próbki, we wszystkich analizowanych przypadkach, wskazują na bardzo zbliżone wartości uzyskane z pomiaru początkowego i końcowego. Wynika to z zachowania możliwie zbliżonych warunków barycznych w trakcie testów.

Dyskusja wyników

Przeprowadzone badania, w ramach wstępnej charakterystyki materiału badawczego, były źródłem informacji na temat parametrów przestrzeni porowej i właściwości filtracyjnych analizowanych próbek. Na ich podstawie możliwe było dokonanie selekcji posiadanego materiału oraz zaplanowanie kolejnych etapów badań.

Dane uzyskane z wykonanych pomiarów przy przepływie przez przestrzeń porową wyłącznie jednej fazy (solanki), ich interpretacja i zestawienie z wynikami pomiarów wstępnych wskazują na występowanie pewnych zależności. Informują one o względnej homogeniczności wykorzystanych w badaniach ośrodków porowatych, na co wskazują wartości gradientów ciśnień wyznaczone dla sekcji wewnętrznych. W większości przypadków różnice pomiędzy II a III sekcją są niewielkie,

dotyczy to głównie próbek nr 2 i 4. Nieco większe różnice odnotowano w przypadku próbek nr 1, 3 i 5. „Zaburzenia” wartości gradientu ciśnienia w początkowych i końcowych sekcjach próbek wynikają zarówno z faktu występowania wysokich wartości parametrów petrofizycznych (wielkości porów na powierzchni czołowej), jak też z przerwania ciągłości kapilarnej oraz gwałtownej zmiany ciśnienia przepływającej przez przestrzeń porową solanki. Próbki nr 1 i 2 charakteryzują się zbliżonymi długościami całkowitymi, a wykonane pomiary – taką samą wartością wydatku zatłaczanej cieczy, co umożliwia bezpośrednie porównanie uzyskanych wyników. Uwagę w tym przypadku zwrócić należy na różnicę w wartości gradientu ciśnienia w I oraz IV segmencie. Próbka nr 1 charakteryzuje się zdecydowanie niższymi wynikami w I segmencie w stosunku do sekcji IV. W przypadku próbki nr 2 różnice dla tych odcinków są zdecydowanie mniejsze. Jako wytłumaczenie tego stanu przyjąć należy różnice w parametrach filtracyjnych obu próbek, co wiąże się pośrednio (jak zaznaczono wyżej) z wielkością średnic porów na powierzchni czołowej. W sytuacji obecności dużych porów w sekcji I następuje niższy spadek ciśnienia zatłaczanego płynu, co przekłada się na niższą wartość wyznaczonego gradientu ciśnienia. W próbce nr 1 wartość gradientu ciśnienia w sekcji I jest wyższa ze względu na gorsze właściwości filtracyjne – co potwierdza wynik pomiarów przeprowadzonych dla całej próbki. W przypadku pozostałych próbek (nr 3, 4 i 5) ich bezpośrednie porównanie ze względu na zastosowane w trakcie pomiaru różne wydatki tłoczenia solanki nie było możliwe. Zróżnicowanie wydatków miało na celu podniesienie poziomu ciśnienia tłoczenia i uniknięcie ewentualnego błędu pomiaru ze względu na występowanie wartości spadków ciśnień poniżej dokładności pomiarowej wykorzystywanej aparatury.

Interpretacja wyników z części badań dotyczących wyznaczenia poziomu nasycenia nieredukowalnego dla solanki oraz wielkości efektów kapilarnych wskazuje na występującą pomiędzy nimi silną zależność. W przypadku próbki nr 1 znaczny wzrost analizowanego parametru gradientu ciśnienia w sekcjach III i IV (względem II) wskazuje na oddziaływanie efektów kapilarnych już od około połowy jej długości. Wyniki te pokrywają się z wartością nasycenia nieredukowalnego dla solanki wyznaczonego metodą wagową, które było dość wysokie i wyniosło 31,22%. W celu uzyskania możliwie niskiego nasycenia nieredukowalnego oraz nieznacznych efektów kapilarnych zdecydowano się, w trakcie pomiarów wykonanych dla próbki nr 3, na zmianę kierunku zatłaczania gazu. Zabieg ten osiągnął swój cel w postaci obniżenia poziomu nasycenia solanką do 8,64% oraz zmniejszenia oddziaływania efektów kapilarnych, które objęły, w nieznacznym stopniu, wyłącznie IV sekcję próbki. Wyniki uzyskane dla próbki nr 5 wskazują na wzrost nasycenia przestrzeni porowej wodą złożową tylko w sekcji IV. Świadczy o tym podwyższona wartość gradientu

ciśnienia, a tym samym oddziaływanie efektów kapilarnych, co powiązane jest z poziomem nasycenia nieredukowalnego równym 14,83%.

Końcowe etapy przepływowych testów laboratoryjnych, obejmujących symulację procesu zatłaczania cieczy zabiegowej oraz powtórzną charakterystykę zmienności właściwości filtracyjnych, wskazały kolejne zależności występujące pomiędzy wyznaczonymi parametrami a efektywnością oraz miejscem wytworzenia nieprzepuszczalnej bariery izolacyjnej. W wyniku iniekcji mikroemulsji do przestrzeni porowej próbek symulujących warstwy gazowe potwierdzono wzrost redukcji właściwości filtracyjnych w sekcjach o podwyższonym poziomie nasycenia wodą nieredukowalną (a tym samym podwyższonym stopniu oddziaływania efektów kapilarnych). Najniższy poziom „uszkodzenia” wyznaczono dla próbki nr 3, a więc charakteryzującej się najniższym poziomem nasycenia nieredukowalnego dla solanki. Wzrost parametru nasycenia warunkuje zwiększenie zakresu oddziaływania bariery, co potwierdzają wyniki uzyskane dla pozostałych dwóch próbek, a w szczególności próbki nr 1, dla której wartość gradientu ciśnienia w segmencie III wzrosła względem wyników pomiaru początkowego. W przypadku próbek w pełni nasyconych solanką (warstwy zawodnione) miejsce powstania, jak i efektywność bariery są podobne. W obu badaniach potwierdzono znaczną redukcję właściwości filtracyjnych w ostatniej, IV sekcji.

Jednym z celów realizowanych prac było podjęcie próby ilościowej oceny skuteczności zabiegu modyfikacji właściwości filtracyjnych badanych próbek przy użyciu określonej cieczy zabiegowej. Przeprowadzono ją, opierając się na współczynniku *RWP*. Otrzymane wyniki zestawiono w tabeli 7. Z przedstawionych danych wynika, że w przypadku próbek symulujących warstwy zawodnione uzyskano niskie wartości współczynnika – dla próbki nr 2 równą 10%, natomiast dla próbki nr 4 tylko 4%. Potwierdza to znaczny spadek właściwości filtracyjnych próbek po zatłoczeniu cieczy zabiegowej. Wyniki dla próbek symulujących warstwy gazowe przedstawiają się zgoła inaczej. W przypadku próbki nr 1, o najwyższym poziomie nasycenia nieredukowalnego dla solanki, współczynnik *RWP* osiągnął

również niską wartość, rzędu 20%. Próbka nr 3, o najniższym poziomie nasycenia solanką, uzyskała najwyższy resztkowy współczynnik przepływu: 78,6%. Natomiast próbka nr 5, o nasyceniu równym 14,83%, charakteryzuje się współczynnikiem *RWP* na poziomie 68%.

Wnioski końcowe

Wykorzystana aparatura, umożliwiająca wielopunktowy pomiar pośrednich spadków ciśnień płynów przepływających przez próbkę, jest skutecznym narzędziem w procesie charakterystyki zmienności właściwości filtracyjnych skał porowatych i oceny efektywności oraz miejsca powstawania barier izolacyjnych ograniczających przepływ płynów złożowych.

Wyznaczone wartości właściwości filtracyjnych w poszczególnych sekcjach analizowanych próbek mogą znacząco się od siebie różnić. Zaburzenia te związane są z wartościami parametrów petrofizycznych przestrzeni porowej (wielkością porów na powierzchni czołowej próbki) oraz z nagłym przerwaniem ciągłości kapilarnej w segmencie końcowym (spadkiem ciśnienia przepływających płynów).

Wielkość i rozkład nasycień przy przepływie dwufazowym, a także skala oddziaływania końcowych efektów kapilarnych zależne są w dużej mierze od właściwości filtracyjnych badanego ośrodka porowatego.

Przeprowadzone symulacje zabiegu modyfikacji właściwości filtracyjnych dla warstw gazowych wykazały, że głównymi czynnikami wpływającymi na powodzenie zabiegu (jak najniższy lub całkowity brak „uszkodzenia” właściwości filtracyjnych) są wielkość oraz rozkład nasycenia nieredukowalnego fazą zwilżającą (solanką), determinowany oddziaływaniem końcowych efektów kapilarnych.

W przypadku symulacji wykonanych dla warstw zawodnionych otrzymane wyniki potwierdzają wysoką efektywność zabiegu modyfikacji (zmniejszenia) właściwości filtracyjnych przy użyciu cieczy zabiegowej na bazie mikroemulsji.

Tabela 7. Efektywność zabiegów modyfikacji właściwości filtracyjnych – wartości współczynnika *RWP*

Table 7. Effectiveness of modification of filtration properties – values of the *RWP* coefficient

Nr próbki	Wydatek tłoczenia		<i>RWP</i> [%]	Typ warstwy	S_{wi} [%]
	przed zabiegiem $Q_{p(s,g)(\Delta p(const))}$	po zabiegu $Q_{k(s,g)(\Delta p(const))}$			
1	0,5 [l/min]	0,1 [l/min]	20,0	gazowa	31,22
2	2,0 [cm ³ /min]	0,2 [cm ³ /min]	10,0	zawodniona	100,00
3	0,42 [l/min]	0,33 [l/min]	78,6	gazowa	8,64
4	2,5 [cm ³ /min]	0,1 [cm ³ /min]	4,0	zawodniona	100,00
5	0,5 [l/min]	0,34 [l/min]	68,0	gazowa	14,83

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Opracowanie metodyki badawczej pomiarów ciśnień przy przepływach przez ośrodki porowate*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0078/SI/2021, nr archiwalny: DK-4100-0066/2021.

Literatura

- Alfarge D., Wei M., Bai B., 2017. Numerical simulation study of factors affecting relative permeability modification for water-shutoff treatments. *Fuel*, 207: 226–239. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.06.041.
- Aminian K., 2005. Water Production Problems and Solution – Part 1. *Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University*.
- Andersen P., Standnes D.C., Skjaeveland S.M., 2017. Waterflooding oil-saturated core samples – Analytical solutions for steady-state capillary end effects and correction of residual saturation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157: 364–379. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.07.027.
- Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano Ch., Roodhart L., 2000. The Challenge of Water Control. *Oilfield Review*, 12: 30–51.
- Botermans C., Dalrymple E.D., Dahl J., Smith D., 2001. Chemical System for Water and Gas Control: Terminology, Evaluation Methods, Candidate Selection and Expectations. *Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 2001*. DOI: 10.2118/65415-MS.
- Chen A.L., Wood A.C., 2001. Rate effects on water-oil relative permeability. *Society of Core Analysts, SCA2001-19, Edinburgh, 17-19 September 2001*.
- Cheung S.K., Van Arsdale H., 1992. Matrix Acid Stimulation Studies Yield New Results With a Multitap Long-Core Permeameter. *Journal of Petroleum Technology*, 1: 98–102. DOI: 10.2118/19737-PA.
- Cicha-Szot R., Falkowicz S., 2010. Wpływ modyfikatora na właściwości wiskoelastyczne żeli krzemianowych. *Nafta-Gaz*, 66(12): 1102–1108.
- Cicha-Szot R., Mroczkowska M., Majkrzak M., Falkowicz S., 2014. Laboratoryjna ocena modyfikacji przepuszczalności skały zbiornikowej za pomocą cieczy na bazie krzemianu sodu. *Nafta-Gaz*, 70(9): 599–607.
- Civan F., 2015. Reservoir Formation Damage. 3rd Edition. *Gulf Publishing Company, Houston, Texas*.
- Dalrymple E.D., Eoff L., Reddy B.R., Botermans C.W., Brown D., Brown S., 2000. Studies of a Relative Permeability Modifier Treatment Performed Using Multitap Flow Cells. *Improved Oil-Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma*. DOI: 10.2118/59346-MS.
- Dubiel S., Uliasz-Misiak B., 2013. Typowanie odwiertów wydobywczych do zabiegów ograniczania dopływu wody przy eksploatacji złóż węglowodorów. *Przegląd Górniczy*, 69: 75–80.
- Falkowicz S. (kier. zespołu), 2020. Procedura: typowania odwiertu, wykonania zabiegu ograniczania produkcji wody w odwiertach gazowych i uzyskania cieczy zabiegowej na bazie mikroemulsji. *Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków*.
- Falkowicz S., Dubiel S., Cicha-Szot R., 2012. Problemy ograniczania dopływu wody do odwiertów wydobywczych gazowych i ropnych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 28: 125–136. DOI: 10.2478/v10269-012-0007-1.
- Falkowicz S., Dubiel S., Cicha-Szot R., 2014. Laboratoryjne studium porównawcze środków chemicznych stosowanych w zabiegach ograniczania dopływu wody do odwiertów gazowych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, 30: 111–128. DOI: 10.2478/gospo-2014-0022.
- Falkowicz S., Urbaniec A., Stadtmüller M., Majkrzak M., 2021. A New Strategy for Pre-Selecting Gas Wells for the Water Shut-Off Treatment Based on Geological Integrated Data. *Energies*, 14, 7316. DOI: 10.3390/en14217316.
- Grattoni C.A., Jing X.D., Zimmerman R.W., 2001. Disproportionate Permeability Reduction When a Silicate Gel Is Formed In-Situ to Control Water Production. *Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 2001*. DOI: 10.2118/69534-MS.
- Huang D.D., Honarpour M.M., 1998. Capillary end effects in core-floods calculations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 19: 103–117. DOI: 10.1016/S0920-4105(97)00040-5.
- Kasza P., Czupski M., Wilk K., Masłowski M., Moska R., Leśniak Ł., 2020. Laboratory Testing of Novel Polyfraction Nanoemulsion for EOR Processes in Carbonate Formations. *Energies*, 13(16), 4175. DOI: 10.3390/en13164175.
- Lakatos I., Lakatos-Szabo G., Szentes G., Bodi T., Vago T., Karaffa Zs., 2016. Multifunctional Stimulation of Gas Wells Operating in Gas Cap over a Depleted Oil Reservoir. *SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, USA, February 2016*. DOI: 10.2118/179013-MS.
- Laverett M., 1941. Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the AIME*. DOI: 10.2118/941152-G.
- Lubaś J., Stopa J., Warnecki M., Wojnicki., 2019. Możliwości zastosowania zaawansowanych metod wspomaganie wydobywania ropy naftowej ze złóż dojrzałych. *Nafta-Gaz*, 75(1): 24–28. DOI: 10.18668/NG.2019.01.04.
- Łętkowski P., 2011. Automatyczna kalibracja symulacyjnego modelu złożowego w bliskim otoczeniu odwiertu. *Nafta-Gaz*, 67(3): 163–170.
- Moghaddam R.N., Jamiolahmady M., 2019. Steady-State relative permeability measurements of Tight and Shale Rocks Considering Capillary End Effect. *Transport in Porous Media*, 128: 75–96. DOI: 10.1007/s11242-019-01236-8.
- Santos I.C.A.B.A., Eler F.M., Nunes D.S.S., Couto P., 2020. Evaluation of the capillary end effect in water-oil permeability tests using the technique of multiple flow rates. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 14(4): 259–267. DOI: 10.5419/bjpg2020-0019.
- Seright S.R., Brattakas B., 2021. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Petroleum Science*, 18: 450–478. DOI: 10.1007/s12182-021-00546-1.
- Seright S.R., Lane R.H., Sydansk R.D., 2001. A Strategy for Attacking Excess Water Production. *Paper presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, May 2001*. DOI: 10.2118/70067-MS.
- Sydansk R.D., Seright R.S., 2007. When and Where Relative Permeability Modification Water-Shutoff Treatments Can Be Successfully Applied. *Society of Petroleum Engineers Production and Operations*, 22: 236–247. DOI: 10.2118/99371-PA.
- Sydansk R.D., Xiong Y., Al-Dhafeeri A.M., Schrader R.J., Seright R.S., 2005. Characterization of Partially Formed Polymer Gels for Application to Fractured Production Wells for Water-Shutoff Purposes. *Society of Petroleum Engineers Production and Facilities*, 20: 240–249. DOI: 10.2118/89401-PA.



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