

Efektywność procesu intensyfikacji wydobywania ropy naftowej z zastosowaniem metody nawadniania oryginalną wodą złożową oraz wodami o niskim stopniu zasolenia

Efficiency of enhanced oil recovery by original and low salinity waterflooding treatment

Marcin Majkrzak

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

STRESZCZENIE: W artykule przedstawiono wyniki badań dotyczących możliwości zwiększenia współczynnika szczypania zasobów złóż ropy naftowej poprzez wdrożenie procesu nawadniania jako jednej z głównych metod wspomaganie wydobywania. Na podstawie interpretacji danych z przeprowadzonych testów przepływowych podjęto próbę dokonania charakterystyki przebiegu procesu wypierania ropy naftowej z wykorzystaniem zarówno oryginalnej wody złożowej, jak też wód o odmiennym (niższym w stosunku do solanki złożowej) stopniu zasolenia. Podjęto również próbę powiązania wyznaczonego typu zwilżalności matrycy skalnej ze wzrostem współczynnika szczypania w następstwie procesu nawadniania. W celu realizacji pracy w badaniach wykorzystano oryginalne płyny złożowe, które scharakteryzowano pod względem podstawowych parametrów reologicznych. Materiał rdzeniowy stanowiło 16 próbek piaskowców kambryjskich. Wstępny zakres prac dotyczył charakterystyki petrofizycznej rdzeni, która objęła określenie ich podstawowych parametrów, takich jak przepuszczalność absolutna dla gazu, porowatość i objętość porowa. Na podstawie wyznaczonych wartości przepuszczalności dostępne próbki pogrupowano, co dało możliwość przeprowadzenia w kolejnych etapach projektu dwóch odmiennych zestawów badań dla par o maksymalnie zbliżonych parametrach filtracyjnych. Dalsze prace obejmowały wykonanie analiz przepuszczalności względnych oraz wyznaczenie wartości współczynnika mobilności dla układu ropa naftowa–woda złożowa w celu określenia typu zwilżalności matrycy skalnej i potencjalnej efektywności procesu wypierania ropy naftowej. Głównym elementem przeprowadzonych badań była symulacja procesu nawadniania, realizowana w dwóch częściach: pierwszej – z wykorzystaniem oryginalnej wody złożowej (odpowiadającej wtórnym metodom eksploatacji) oraz drugiej – przy użyciu wód o niskim stopniu zasolenia (trzęcie metody eksploatacji) w dwóch wariantach poziomu mineralizacji. Na podstawie uzyskanych danych objętości wypartej ropy naftowej w następstwie procesu nawadniania, dla każdego medium wypierającego skonstruowano krzywe zmian współczynnika szczypania, które zestawiono z wyznaczonym typem zwilżalności matrycy skalnej.

Słowa kluczowe: złożo ropy naftowej, współczynnik szczypania, nawadnianie, różne zasolenie wody.

ABSTRACT: The article presents the results of research on the possibility of increasing the recovery factor of oil fields by implementing the waterflooding treatment as one of the most common enhanced oil recovery method. Based on the interpretation of data from the core flow tests, an attempt was made to characterize the displacement process using original reservoir brine and waters with lower salinity level. Additionally, the relation between the type of wettability of the rock and recovery factor was investigated. Original reservoir fluids that were characterized in terms of their basic rheological parameters were used for research purposes. The rock material consisted of 16 samples of Cambrian sandstones. The initial scope of work concerned the petrophysical characteristics of the cores, including the determination of their basic parameters, such as absolute gas permeability, porosity and pore volume. Based on the determined values of permeability, the available samples were grouped which made it possible to perform test sets for pairs with the most similar filtration parameters in the next stages of the research. Further work included the performance of relative permeability analyses and the determination of the value of the mobility factor for the oil – reservoir water system in order to determine the type of wettability of the rock and the potential efficiency of the oil displacement process. The main element of the research was the simulation of the waterflooding process carried out in two parts – the first with the use of the original reservoir water (corresponding to the secondary recovery methods) and the second with the use of low-salinity waters (the third recovery methods) in two variants of the mineralization level. Based on the obtained data of the displaced oil, for each of the displacement medium recovery factor curve were constructed and compared with the determined type of wettability of the rock.

Key words: oil field, recovery factor, waterflooding, various water salinity.

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

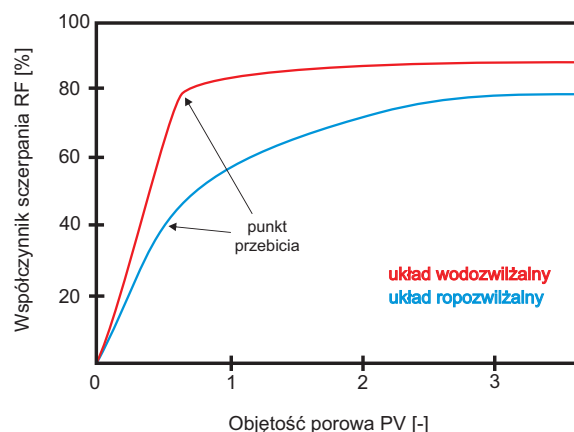
Artykuł nadesłano do Redakcji: 27.04.2021 r. Zatwierdzono do druku: 23.07.2021 r.

Wprowadzenie

Jednym z najlepiej poznanych i najczęściej wykorzystywanych narzędzi służących do zwiększenia współczynnika szcerpania stosowanych w chwili zakończenia opłacalnej eksploatacji złoża metodami pierwotnymi jest nawadnianie (Green i Willhite, 1988). Niewątpliwie przyczynia się do tego względnie łatwy dostęp do źródła wody, prostota procesu zatłaczania do złoża przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury naziemnej, zdolność przepływu przez formacje roponośne oraz skuteczność wyporu ropy naftowej. Klasyczne zabiegi nawadniania realizowane są w ramach tzw. metod wtórnych i związane są najczęściej z zatłoczeniem do złoża wydobytej wcześniej oryginalnej wody złożowej (Craig, 1993; Shaddel et al., 2014; Zhao et al., 2010). Spośród polskich przykładów przytoczyć można m.in. złoża: Osobnica, Kamień Pomorski czy B-3 Petrobaltic (Lubaś et al., 2012). Odminnym typem analizowanej metody jest wykorzystanie w zabiegach intensyfikacji wydobywania wód o niskim stopniu zasolenia LSW (ang. *low-salinity waterflooding*). Jest to obiecująca technologia wspomagania eksploatacji ropy naftowej zarówno z piaskowcowych, jak i węglanowych skał zbiornikowych, którą zalicza się najczęściej do tzw. metod trzecich, choć z powodzeniem może być stosowana w ramach metod wtórnych (Katende i Sagala, 2019; Mahmud et al., 2019). Potencjał zabiegów LSW zwrócił uwagę przemysłu naftowego około trzech dekad temu. Okres ten obfitował w liczne badania nad wskazaniem dominującego czynnika czy określeniem głównego mechanizmu odpowiadającego za wzrost współczynnika odropienia. Uzyskane wyniki laboratoryjne, jak również rezultaty zrealizowanych zabiegów w skali przemysłowej nie dały jednoznacznej odpowiedzi na postawione pytania. Ich poznanie niewątpliwie zwiększy i tak duży potencjał drzemący w zabiegach LSW (Romero et al., 2013; Sheng, 2014; Lubaś et al., 2019).

Warunkiem koniecznym prawidłowego zrozumienia zasad planowania oraz przeprowadzenia procesu nawadniania jest wiedza na temat podstawowych właściwości zbiornikowych analizowanego złoża. Zawierają się w tym dwie grupy danych: związanych z parametrami petrofizycznymi samego ośrodka porowatego, tj. porowatość czy przepuszczalność, oraz właściwości układu skała–płynny złożowe: ciśnienie kapilarne, przepuszczalność względna (Craig, 1993). Wielkość współczynnika szcerpania uzyskana w wyniku przeprowadzonych zabiegów nawadniania jest funkcją zwilżalności matrycy skalnej, geometrii wykształcenia przestrzeni porowej, rozkładu jej nasycenia płynami złożowymi. Decydujący wpływ na efektywność prowadzonych zabiegów spośród nich wykazuje zwilżalność – poprzez kontrolowanie przepływu i nasycenia przestrzeni porowej płynami złożowymi (Anderson, 1987;

Tiab i Donaldson, 2015). Potwierdzeniem tej zależności jest analiza przebiegu krzywej współczynnika szcerpania RF, co schematycznie przedstawiono na rysunku 1. Zaprezentowana zależność jasno wskazuje, że w układach silnie wodozwilżalnych przeważającą objętość ropy naftowej w trakcie procesu wypierania uzyskuje się przed tzw. punktem przebicia, przy jednocześnie niewielkiej objętości dodatkowo wypartej ropy w dalszej części procesu. W przypadku układu silnie ropozwilżalnego punkt przebicia występuje stosunkowo wcześniej, co przekłada się na mniejsze objętości uzyskanej ropy naftowej – większość ropy zostaje wyparta w kolejnych etapach procesu wypierania. Analizowany kształt krzywych informuje nas także o różnicy w objętości zatłaczanej wody potrzebnej do osiągnięcia określonego poziomu szcerpania. W przypadku układu wodozwilżalnego już po około jednej objętości porowej zatłoczonej wody uzyskać można niemal końcowy poziom współczynnika szcerpania. W układzie ropozwilżalnym dla uzyskania współczynnika RF na zbliżonym poziomie wymagana jest znacznie większa objętość zatłoczonej wody. Wynika z tego jednoznacznie, że zabiegi nawadniania złóż ropy naftowej są zdecydowanie bardziej efektywne w przypadku układów wodozwilżalnych (Anderson, 1987).



Rys. 1. Charakterystyka przebiegu krzywej współczynnika szcerpania RF dla różnych typów zwilżalności (Anderson, 1987)

Fig. 1. Characteristic of the recovery factor RF curve for various type of wettability (Anderson, 1987)

Metoda nawadniania złóż ropy naftowej wodami o niskim stopniu zasolenia stała się jednym z najważniejszych i najbardziej rozwijanych obszarów badań przemysłu naftowego ze względu na możliwość zwiększenia współczynnika szcerpania węglowodorów w porównaniu do konwencjonalnych zabiegów nawadniania z użyciem oryginalnych wód złożowych (Bassir et al., 2016; Katende i Sagala, 2019). Powszechnie realizowane klasyczne projekty nawadniania polegają na zatłoczeniu do przestrzeni porowej złoża cieczy wypierającej (wody) z uwzględnieniem zarówno czynników ekonomicznych, jak też jej kompatybilności z wodą złożową w celu

uniknięcia uszkodzenia (zmniejszenia) parametrów filtracyjnych formacji produktywnej. Na początku lat 90. XX wieku w wyniku prowadzonych badań zwrócono uwagę na silną zależność wielkości współczynnika szczypania od składu zatłaczanej wody. Pionierami w tym obszarze byli Morrow (Jadhunandan i Morrow, 1991) i jego zespół, którzy w trakcie badań nad wpływem zwilżalności skały na stopień odropienia w następstwie zabiegów nawadniania zauważyli, że zmiana składu zatłaczanej solanki ma wpływ na ilość dodatkowo uzyskanej ropy naftowej (Romero et al., 2013; Al-Saedi i Flori, 2018). Pomimo dużego zainteresowania wspomaganie wydobywania ropy naftowej z zastosowaniem metody nawadniania wodami o niskim stopniu zasolenia nie zdefiniowano do tej pory jednoznacznie mechanizmu odpowiadającego za badany proces. Złożoność problemu i wpływająca na niego duża liczba zmiennych parametrów układu ropa–woda–skała stanowią jeden z głównych powodów braku porozumienia co do mechanizmów leżących u jego podstaw. Wśród głównych czynników należy wymienić m.in. (Bartels et al., 2019; Katende i Sagala, 2019; Snosy et al., 2020):

- skład mineralny skały zbiornikowej;
- poziom mineralizacji wody złożowej względem wody zatłaczanej w procesie nawadniania;
- pierwotne (początkowe) nasycenie wodą złożową;
- temperatura złożowa;
- typ zwilżalności matrycy skalnej.

Tabela 1. Parametry petrofizyczne próbek piaskowca kambryjskiego

Table 1. Petrophysical parameters of the Cambrian sandstone samples

Nr rdzenia	Objętość porowa	Porowatość	Przepuszczalność absolutna dla gazu	Nr rdzenia	Objętość porowa	Porowatość	Przepuszczalność absolutna dla gazu
	[cm ³]		[mD]		[cm ³]		[mD]
1A	3,13	8,57	4,53	5A	2,49	10,07	128,2
1B	3,56	8,53	11,22	5B	4,14	14,70	134,0
2A	3,33	10,05	41,21	6A	3,77	14,81	156,4
2B	2,68	10,90	57,65	6B	4,70	11,48	167,6
3A	3,63	11,72	86,15	7A	3,86	14,88	170,5
3B	3,90	12,05	86,21	7B	3,88	14,65	174,3
4A	4,35	10,19	95,94	8A	2,15	11,99	181,2
4B	3,75	13,34	111,00	8B	2,69	13,93	224,7

Dotychczasowe badania i często wykluczające się wzajemnie wnioski wskazywać mogą, że więcej niż jeden mechanizm decyduje o efektywności procesu wypierania. Większość z nich jest ze sobą powiązana, a do najczęściej wymienianych zaliczyć należy (Fattahi, 2014; Katende i Sagala, 2019):

- migrację cząstek stałych;
- ograniczenie uwalniania cząsteczek o zwilżalności mieszanej;

- wzrost pH i redukcję napięcia międzyfazowego IFT;
- wieloskładnikową wymianę jonową;
- efekt zasolenia;
- ciśnienie osmotyczne;
- zmianę zwilżalności.

Charakterystyka materiału badawczego

W ramach wstępnej charakterystyki materiału rdzeniowego (piaskowiec kambryjski) określono podstawowe parametry petrofizyczne przygotowanych do badań próbek (tab. 1). Łącznie badaniom poddano 16 rdzeni, dla których wyznaczono wartości objętości porowej i porowatości (na podstawie zmierzonej za pomocą suwmiarki elektronicznej długości i średnicy próbki oraz bilansu masy rdzenia suchego i nasączonego solanką złożową w warunkach próżni), a także przepuszczalności absolutnej dla gazu (testy przepływowe z uwzględnieniem efektu Klinkenberga). Próbki na podstawie wyników pomiarów przepuszczalności absolutnych zestawiono w pary. Umożliwiło to wykonanie w kolejnych etapach dwóch odmiennych zestawów badań dla par o możliwie zbliżonych parametrach filtracyjnych.

Użyte w badaniach oryginalne płyny złożowe (ropa naftowa, solanka) scharakteryzowano pod względem gęstości oraz lepkości dynamicznej (tab. 2). Wszystkie pomiary wykonane

Tabela 2. Parametry reologiczne płynów złożowych

Table 2. Rheological parameters of reservoir fluids

	Temperatura pomiaru	Gęstość	Lepkość dynamiczna
	[°C]	[g/cm ³]	[cP]
Ropa naftowa	60	0,8122	3,55
Solanka złożowa	60	1,1281	1,04

zostały w stałej temperaturze 60°C. Określono również stopień mineralizacji wody złożowej, równy 182,2 g/l.

Metodyka badań

Pierwszy etap badań stanowiły pomiary przepuszczalności względnych (uznawane za najbardziej kompleksową analizę petrofizyczną) dla układu woda złożowa–ropa naftowa. Umożliwiły one przeprowadzenie oceny zdolności systemu porowego do transportu określonego płynu złożowego w obecności drugiego, niemieszającego się z nim medium w warunkach stanów ustalonych (ang. *steady-state methods*) – przepływu płynów złożowych charakteryzującego się stałymi gradientami ciśnienia, wydatkami i nasyceniami w funkcji czasu. Na podstawie wyznaczonych przepuszczalności określono typ zwilżalności badanych próbek. Zgodnie z przyjętym kryterium próbkę, dla której wartość przepuszczalności względnej dla wody jest wyższa niż dla ropy, klasyfikujemy jako ropozwilżalną, a w przypadku wyższej wartości przepuszczalności względnej dla ropy – jako wodozwilżalną.

Kolejnym elementem ważnym z punktu widzenia analizy mechanizmu przepływu płynów przez ośrodek porowaty było określenie wartości współczynnika mobilności dla rozpatrywanego układu dwufazowego (1). W pierwszej kolejności wyliczona została mobilność wody złożowej i ropy naftowej (na podstawie wyznaczonych wartości przepuszczalności względnych i lepkości dynamicznej danej fazy) dla każdej próbki. Współczynnik mobilności M , stanowiący stosunek fazy wypierającej do wypieranej, informuje o typie przepływu ($M < 1$ – przepływ tłokowy, $M > 1$ – przepływ palczasty), a tym samym o efektywności zabiegów wypierania ropy naftowej:

$$M = \frac{\text{mobilność fazy wypierającej}}{\text{mobilność fazy wypieranej}} = \frac{K_{w(w)}/\mu_w}{K_{w(r)}/\mu_r} \quad (1)$$

gdzie:

M – współczynnik mobilności,

$K_{w(w)}$ – przepuszczalność względna fazy wypierającej (woda złożowa),

$K_{w(r)}$ – przepuszczalność względna fazy wypieranej (ropa naftowa),

μ_w – lepkość fazy wypierającej (woda złożowa),

μ_r – lepkość fazy wypieranej (ropa naftowa).

Główną część badań stanowiły symulacje nawadniania, które rozpoczęto poprzez zatłoczenie do rdzeni jako fazy wypierającej oryginalnej wody złożowej (FW). Proces zatłaczania wykonywano z wydatkiem 0,1 cm³/min do momentu zaniku wpływu ropy naftowej, nie krócej niż 120 minut. Kolejnym

etapem była symulacja zabiegu nawadniania przy użyciu wód o niższym stopniu zasolenia w stosunku do oryginalnej wody złożowej. Etap ten odpowiada symulacji wykorzystania metod trzecich (ang. *enhanced oil recovery*, EOR) wspomagania wydobywania ropy naftowej poprzez wprowadzenie do złoża mediów niewystępujących w nim w sposób naturalny, które uzupełniają lub zastępują naturalne lub fizyczne mechanizmy wypierania stosowane w metodach pierwotnych i wtórnych. Na potrzeby realizacji zadania zdecydowano się na zatłaczanie wody w dwóch wariantach:

- 0,1 FW – woda o mineralizacji odpowiadającej około 1,8% mineralizacji oryginalnej wody złożowej (próbki oznaczone literą A);
- 0,04 FW – woda o mineralizacji odpowiadającej około 0,7% mineralizacji oryginalnej wody złożowej (próbki oznaczone literą B).

W celu pełniejszej analizy przebiegu procesu wypierania ropy naftowej wyznaczono krzywe zmian współczynnika szczypania w stosunku do objętości zatłoczonej wody złożowej. Jako punkty pomiarowe przyjęto czas od momentu pojawienia się pierwszej kropli cieczy (ropy naftowej / wody złożowej) „za rdzeniem”. Analizę objętości wypartej ropy w przypadku symulacji nawadniania oryginalną wodą złożową FW wykonano po: 10 min, 20 min, 30 min, 60 min, 90 min i 120 min trwania testu. W przypadku wypierania ropy naftowej wodami o niskim stopniu zasolenia symulację przeprowadzono analogicznie, według tego samego schematu. Elementem dodatkowym było zastosowanie wyższego wydatku ($Q = 6 \text{ cm}^3/\text{min}$), dla którego pomiar objętości wypartej ropy wykonano po: 10 min, 20 min i 30 min trwania testu. Ze względu na różnice w objętościach porowych próbek (tab. 1) położenie kolejnych punktów na wykresach różni się między sobą.

Wyniki badań

Zgodnie z opisaną powyżej metodyką wykonywania pomiarów analizowane próbki piaskowca kambryjskiego scharakteryzowano pod względem typu zwilżalności oraz współczynnika mobilności dla układu woda złożowa–ropa naftowa. Wyniki zestawiono w tabeli 3.

Z analizy danych przepuszczalności względnych wynika, że tylko dwie z badanych próbek (8A i 8B) można zakwalifikować jako ropozwilżalne. Pozostałe 14 próbek zaliczono do grupy wodozwilżalnej. Jako silnie wodozwilżalne (wartości $K_{w(w)} < 0,2$) należy uznać próbki 2A i 1B oraz 5A, $K_{w(w)}$ odpowiednio: 0,15 i 0,18 oraz 0,19. Zdecydowana większość analizowanych próbek charakteryzuje się przepuszczalnością względną dla wody w przedziale 0,2–0,3 lub nieznacznie powyżej niego i przyjmuje wartości od 0,21 do 0,37.

Tabela 3. Zestawienie wyznaczonych parametrów analizowanych próbek
Table 3. Summary of the determined parameters of the analyzed samples

Nr	Przepuszczalność względna wody złożowej $K_w(w)$ [-]	Przepuszczalność względna ropy naftowej $K_w(r)$ [-]	Typ zwilżalności*	Mobilność danej fazy		Współczynnik mobilności M
				solanka złożowa	ropa naftowa	
1A	0,33	0,80	W	0,32	0,23	1,41
1B	0,18	0,73	W	0,17	0,21	0,84
2A	0,15	0,67	W	0,14	0,19	0,76
2B	0,31	0,47	W	0,30	0,13	2,25
3A	0,28	0,62	W	0,27	0,17	1,54
3B	0,22	0,53	W	0,21	0,15	1,42
4A	0,34	0,67	W	0,33	0,19	1,73
4B	0,37	0,72	W	0,36	0,20	1,75
5A	0,19	0,58	W	0,18	0,16	1,12
5B	0,28	0,56	W	0,27	0,16	1,71
6A	0,21	0,66	W	0,20	0,19	1,09
6B	0,31	0,60	W	0,30	0,17	1,76
7A	0,29	0,65	W	0,28	0,18	1,52
7B	0,26	0,57	W	0,25	0,16	1,56
8A	0,52	0,50	R	0,50	0,14	3,55
8B	0,71	0,41	R	0,68	0,12	5,91

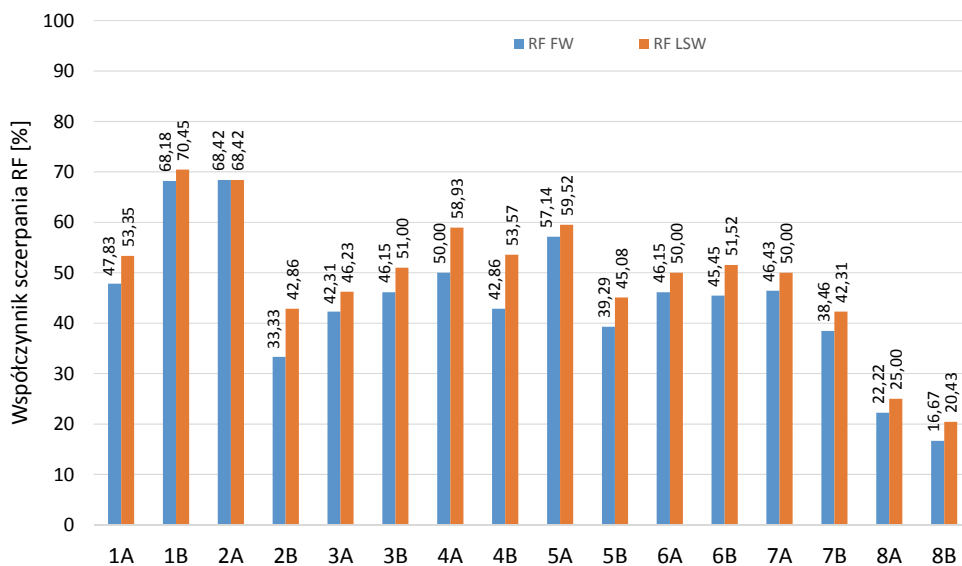
* W – wodozwilżalna; R – ropozwilżalna

Interpretacja wyznaczonych współczynników mobilności wskazuje, że w przypadku 14 spośród 16 analizowanych próbek wyższą mobilnością charakteryzuje się solanka złożowa. Tylko dla dwóch rdzeni (1B i 2A) wyższą mobilnością charakteryzuje się faza wypierana – ropa naftowa. Z analizy wynika, że wyznaczony współczynnik w przeważającej większości przypadków mieści się w przedziale od 1 do 2. Dla próbki 2B przekracza podany zakres, osiągając wartość 2,25, z kolei dla próbek 8A i 8B (scharakteryzowanych na podstawie wartości przepuszczalności względnej dla wody jako ropozwilżalne) przyjmuje zdecydowanie najwyższe wartości – odpowiednio 3,55 i 5,91.

Wyniki symulacji nawadniania oryginalną wodą złożową FW (rys. 2) wskazują na mocno zróżnicowane objętości „wypartej” ropy naftowej. Najwyższe współczynniki szczypania uzyskano dla próbek 1B oraz 2A, odpowiednio 68,18% i 68,42%. Najniższe objętości ropy naftowej otrzymano w przypadku rdzeni oznaczonych jako 8A (22,22%) i 8B (16,67%). Pozostałe próbki odznaczają się zbliżonym współczynnikiem RF mieszczącym się w zakresie od 33,33% dla próbki 2B do 57,14% dla próbki 5A. Analiza danych po symulacji nawadniania wodami o niskim stopniu zasolenia LSW wskazuje, że najwyższy sumaryczny współczynnik szczypania otrzymano dla próbek 1B (70,45%) i 2A (68,42%), natomiast najniższymi współczynnikami RF charakteryzuje się zestaw nr 8 (8A – 25,00% i 8B – 20,43%). W przypadku rozważania wyłącznie wzrostu procentowego współczynnika szczypania

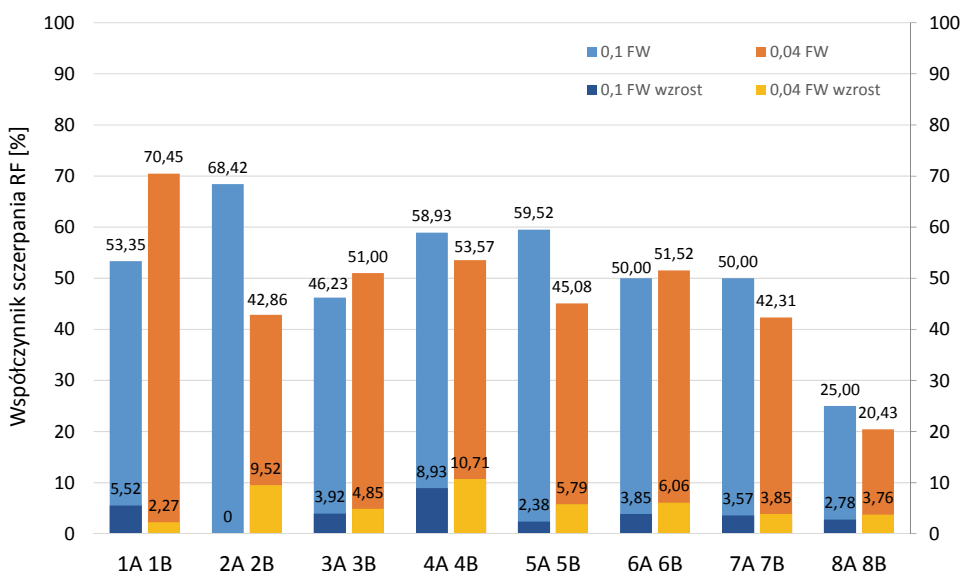
(rys. 3) wyniki przedstawiają się zgoła inaczej. Najniższym, zerowym wzrostem RF cechuje się próbka 2A, najwyższym – próbka 4B (10,71%). Ze względu na wykorzystanie w tym etapie wód o zróżnicowanym stopniu zasolenia możliwe jest również rozdzielenie otrzymanych wyników na dwie grupy: A i B. W przypadku próbek z grupy A (woda 0,1 FW) najniższy sumaryczny współczynnik szczypania uzyskano dla próbki 8A (25,0%), najwyższy – dla próbki 2A (68,42%). Wzrost współczynnika szczypania dla tej grupy mieścił się w zakresie od 0% (próbka 2A) do 8,93% (próbka 4A). W przypadku próbek z grupy B (woda 0,04 FW) najniższy sumaryczny RF uzyskano dla próbki 8B (20,43%), najwyższy – dla próbki 1B (70,45%). Wzrost RF osiągnięto w zakresie od 2,27% (próbka 1B) do 10,71% (próbka 4B).

Zgodnie z opisaną zależnością kształtu krzywej współczynnika szczypania od typu zwilżalności analizowanej próbki (rys. 1) podjęto próbę weryfikacji zgodności otrzymanych wyników z wyznaczonymi na podstawie pomiarów przepuszczalności względnych typem zwilżalności i wartościami współczynnika mobilności badanych rdzeni (tab. 3). Na rysunku 4 zestawiono rezultaty dla zestawu nr 1. W przypadku próbki 1A uzyskano współczynnik szczypania równy 47,83%. Przebieg krzywej wskazuje na umiarkowany wzrost objętości wypieranej ropy, którego koniec nastąpił po zatłoczeniu około 2 objętości porowych wody złożowej. Po tym etapie nie odnotowano dalszego wzrostu współczynnika RF. W przypadku próbki 1B



Rys. 2. Zmiany współczynnika szcerpania po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (RF FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia RF LSW (0,1 FW – próbki A i 0,04 FW – próbki B)

Fig. 2. Recovery factor changes after simulations by original (RF FW) and low salinity RF LSW (0.1 FW – samples A and 0.04 FW – samples B) waterflooding treatment



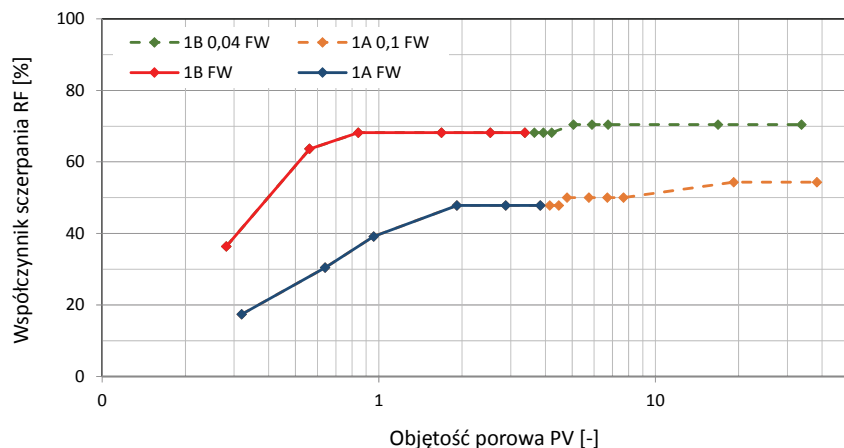
Rys. 3. Współczynniki szcerpania oraz wielkość wzrostu współczynnika po symulacji zabiegu nawadniania wodami o niskim stopniu zasolenia RF LSW (0,1 FW – próbki A i 0,04 FW – próbki B)

Fig. 3. The values of recovery factor and its increase after simulations by low salinity RF LSW (0.1 FW – samples A and 0.04 FW – samples B) waterflooding treatment

uzyskano wyższy współczynnik szcerpania, równy 68,18%, a przebieg krzywej wskazuje na znacznie szybsze osiągnięcie wskazanego poziomu – po zatłoczeniu niespełna 1 PV solanki. Z przedstawionych danych wynika, że już po około 0,5 objętości PV z rdzenia wyparto ponad 90% objętości uzyskanej ropy naftowej. Na rysunku 5 przedstawiono krzywe dla zestawu nr 2 próbek. Analiza danych wskazuje na sytuację odwrotną w stosunku do zestawu nr 1. W tym przypadku próbka 2A charakteryzuje się zbliżoną do próbki 1B krzywą wzrostu współczynnika szcerpania i osiąga również zbliżony wynik końcowy współczynnika RF – 68,42%. Próbka 2B odznacza się zdecydowanie niższym uzyskanym współczynnikiem szcerpania (33,33%), a kształt krzywej informuje o znacznie większej objętości zatłoczonej wody złożowej potrzebnej do jego uzyskania – blisko 3,5 PV. Kolejne zestawy, tj. nr 3 (rys. 6), nr 4 (rys. 7), nr 5 (rys. 8), nr 6 (rys. 9) i nr 7 (rys. 10), cechują się zbliżonym przebiegiem krzywych, jak i wartością końcową współczynnika szcerpania. Odstępstwem od tej reguły

jest próbka 5A, dla której osiągnięto wyższy współczynnik RF, równy 57,14%, co może wskazywać na bardziej efektywny proces wypierania ropy naftowej wodą złożową. Ostatni zestaw, nr 8, analizowanych rdzeni (rys. 11) charakteryzuje się diametralnie innym przebiegiem wyznaczonych krzywych. Osiągnięte współczynniki szcerpania są zdecydowanie niższe (próbka 8A – 22,22%, próbka 8B – 16,67%), a objętości zatłoczonej wody złożowej potrzebnej do ich osiągnięcia są wyższe w porównaniu do innych zestawów, kolejno 8A – około 3,5 PV, 8B – ponad 4 PV.

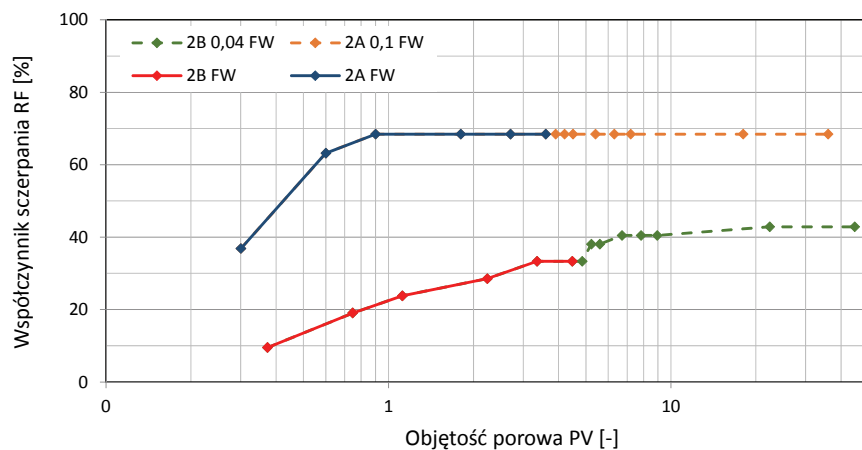
Interpretacja danych z symulacji procesu nawadniania z wykorzystaniem wód o niskim stopniu zasolenia (rys. 3–11) wskazuje, że w przypadku 7 z 8 zestawionych par rdzeni wyższy wzrost współczynnika szcerpania uzyskano dla próbek po nawadnianiu wodą 0,04 FW, czyli o mineralizacji około 0,7% względem zasolenia oryginalnej wody złożowej. W przypadku zestawu nr 1 dla obydwu rdzeni uzyskano dodatkowe objętości ropy naftowej. Wzrost RF dla próbki 1A wyniósł 5,52%, a dla



Współczynnik szcerpania [%]	
1A FW	47,83
1B FW	68,18
1A 0,1 FW	53,35
1B 0,04 FW	70,45

Rys. 4. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 1A i 1B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

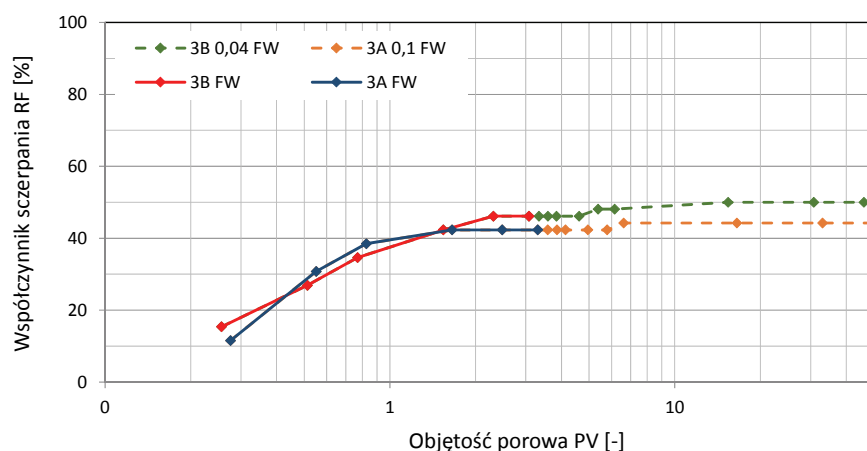
Fig. 4. The curve of recovery factor changes for sample 1A and 1B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
2A FW	68,42
2B FW	33,33
2A 0,1 FW	68,42
2B 0,04 FW	42,86

Rys. 5. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 2A i 2B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

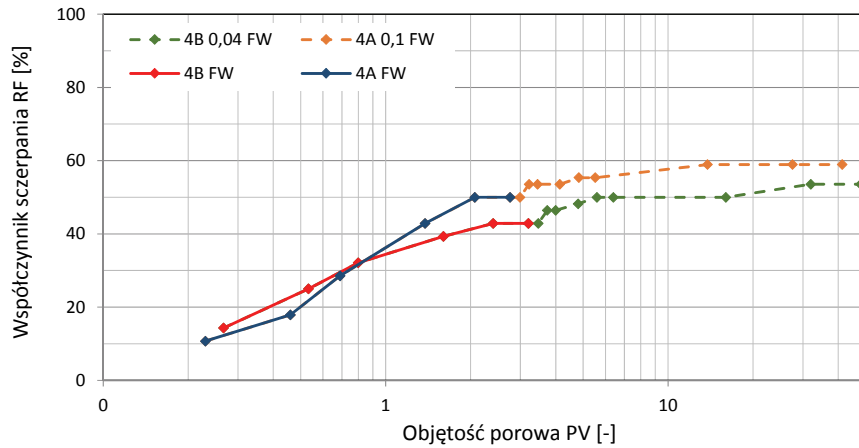
Fig. 5. The curve of recovery factor changes for sample 2A and 2B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
3A FW	42,31
3B FW	46,15
3A 0,1 FW	46,23
3B 0,04 FW	51,00

Rys. 6. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 3A i 3B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

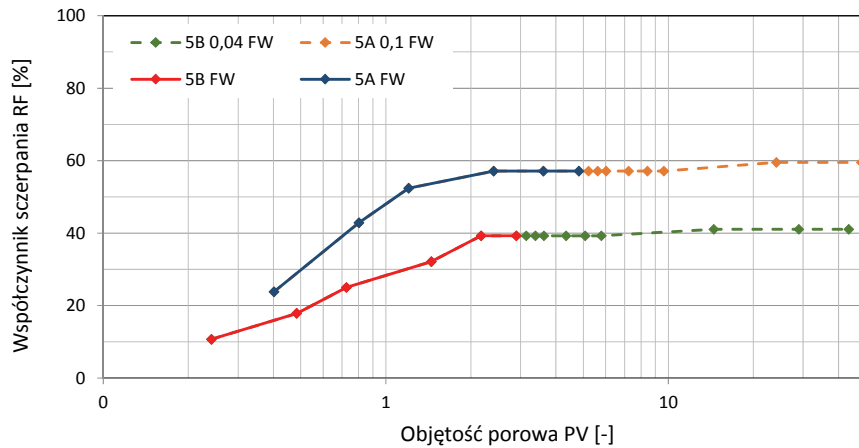
Fig. 6. The curve of recovery factor changes for sample 3A and 3B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
4A FW	50,00
4B FW	42,86
4A 0,1 FW	58,93
4B 0,04 FW	53,57

Rys. 7. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 4A i 4B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

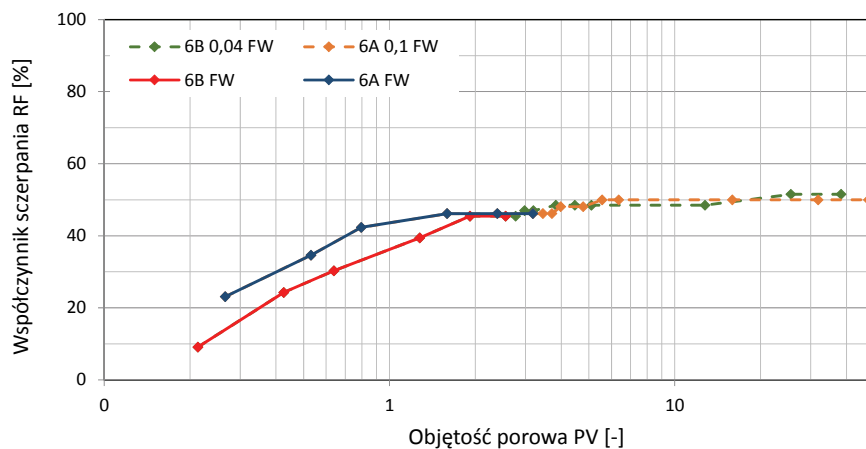
Fig. 7. The curve of recovery factor changes for sample 4A and 4B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
5A FW	57,14
5B FW	39,29
5A 0,1 FW	59,52
5B 0,04 FW	45,08

Rys. 8. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 5A i 5B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

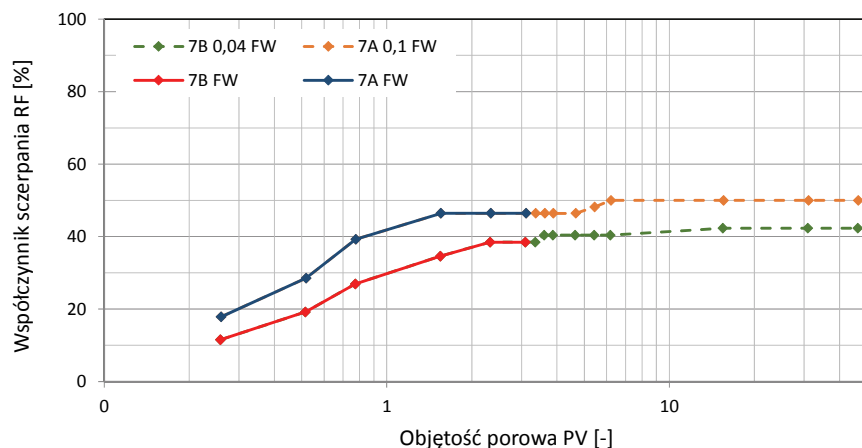
Fig. 8. The curve of recovery factor changes for sample 5A and 5B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
6A FW	46,15
6B FW	45,45
6A 0,1 FW	50,00
6B 0,04 FW	51,52

Rys. 9. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 6A i 6B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

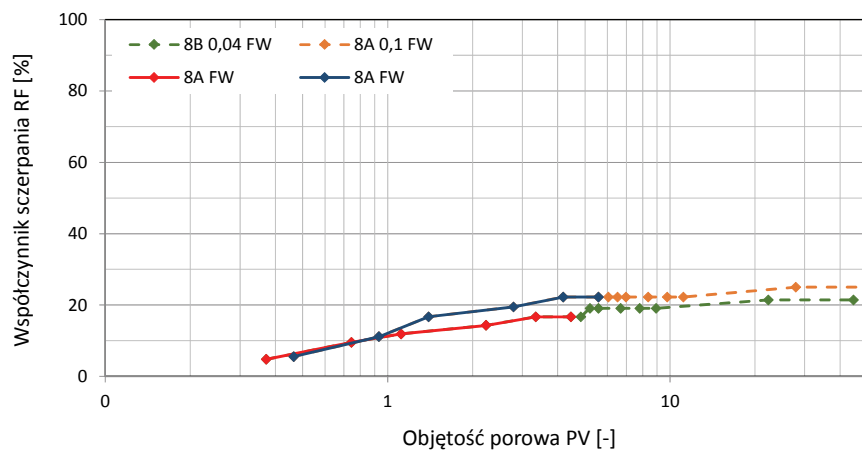
Fig. 9. The curve of recovery factor changes for sample 6A and 6B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
7A FW	46,43
7B FW	38,46
7A 0,1 FW	50,00
7B 0,04 FW	42,31

Rys. 10. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 7A i 7B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

Fig. 10. The curve of recovery factor changes for sample 7A and 7B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment



Współczynnik szcerpania [%]	
8A FW	22,22
8B FW	16,67
8A 0,1 FW	25,00
8B 0,04 FW	20,43

Rys. 11. Krzywe zmian współczynnika szcerpania próbek 8A i 8B po symulacji zabiegu nawadniania wodą złożową (FW) oraz wodami o niskim stopniu zasolenia (0,1 FW i 0,04 FW)

Fig. 11. The curve of recovery factor changes for sample 8A and 8B after simulations by original (RF FW) and low salinity (0.1 FW and 0.04 FW) waterflooding treatment

próbki 1B okazał się dwukrotnie niższy – 2,27%, co przełożyło się na sumaryczny współczynnik szcerpania wynoszący odpowiednio 53,35% i 70,45%. Analiza przebiegu krzywych RF (rys. 4) wskazuje na odmienny przebieg procesu wypierania. Wartość procentowa współczynnika dla próbki 1A (po zatłoczeniu cieczy wypierającej z wydatkiem $Q = 0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$) osiągnęła 50%, podniesienie wydatku umożliwiło wyparcie dodatkowych 3,35% ropy naftowej. W przypadku próbki 1B maksymalną wartość RF uzyskano już przy pierwszym zastosowanym wydatku tłoczenia cieczy (wzrost Q nie wpłynął na zwiększenie uzysku ropy). Zestawione na rysunku 5 krzywe wskazują na brak dodatkowo wypartej ropy dla próbki 2A oraz na jeden z najwyższych wzrostów współczynnika RF w przypadku próbki 2B, równy 9,52% (zdecydowana większość ropy naftowej wyparta została przy $Q = 0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$ – 7,15%). Zestawy próbek od nr 3 do nr 7 (rys. 6–10) przedstawiają

przebiegi krzywych współczynników szcerpania o zbliżonym przebiegu. Analiza wykresów pozwala stwierdzić, że w większości przypadków wzrost RF miał miejsce przy obydwu wydatkach tłoczenia cieczy wypierającej – z wyjątkiem próbek 6A i 7A, dla których maksimum RF osiągnięto już przy przepływie równym $0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$. Wartości sumarycznego współczynnika szcerpania (rys. 2), jak i wzrost RF (rys. 3) dla tej grupy próbek są dla większości par zbliżone, z wyjątkiem zestawu nr 5. W tym przypadku sumaryczna wartość współczynnika RF (próbka 5A) jest o blisko 15% wyższa niż dla próbki 5B pomimo niemalże dwukrotnie wyższego procentowego wzrostu RF w przypadku próbki 5B. Ostatni zestaw rdzeni, nr 8, po zabiegach LSW charakteryzuje się również (jak w przypadku nawadniania oryginalną wodą złożową) najniższym sumarycznym współczynnikiem szcerpania, odpowiednio 8A – 25,0% i 8B – 20,43%. Z analizy procentowego wzrostu RF wynika,

że wyższy rezultat uzyskano dla próbki 8B – 3,76%, względem 2,78% dla próbki 8A. Przebieg krzywych współczynnika sczerpania (rys. 11) wskazuje na zbliżony przebieg zmian dla symulacji LSW. Jedyną różnicą jest punkt wzrostu objętości dodatkowo wypartej ropy naftowej. Dla próbki 8A po początkowym braku wypływu ropy (przy $Q = 0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$) wartość maksymalna wzrostu RF osiągnięta zostaje po zmianie wydatku do $6,0 \text{ cm}^3/\text{min}$. Inaczej przebieg nawadniania wyglądał w przypadku próbki 8B – większość wzrostu RF (2,38%) osiągnięto przy przepływie wody z $Q = 0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$, pozostałą część (1,38%) przy $Q = 6,0 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Dyskusja wyników

Wstępne analizy petrofizyczne próbek piaskowca kambryjskiego umożliwiły dokonanie podstawowej charakterystyki parametrów przestrzeni porowej i właściwości filtracyjnych. Na ich podstawie zaplanowano kolejne etapy badań. W celu określenia typu zwilżalności matrycy skalnej przeprowadzono pełną analizę przepuszczalności względnych układu woda złożowa–ropa naftowa. Dodatkowym elementem analizy mechanizmu przepływu dla rozpatrywanego układu dwufazowego było wyznaczenie współczynnika mobilności.

Interpretacja wyników głównej części badań – symulacji procesu nawadniania – wskazuje na występujące zależności wielkości współczynnika sczerpania od typu zwilżalności. Analiza danych z symulacji nawadniania oryginalną solanką złożową (wielkość RF oraz kształt i przebieg wyznaczonych krzywych) uwidacznia sprzyjające „warunki” dla procesu wypierania ropy naftowej z rdzeni scharakteryzowanych jako wodozwilżalne. Przykładem są tu zestawy nr 1 i nr 2. Zarówno rdzeń 1B, jak i 2A na podstawie wstępnych badań zakwalifikowano jako silnie wodozwilżalne – bardzo niskie wartości przepuszczalności względnej dla wody (odpowiednio 0,15 i 0,18). Próbki 1A i 2B również zakwalifikowano jako wodozwilżalne, lecz uzyskane w ich przypadku wartości $K_{w(w)}$ są wyższe (odpowiednio 0,33 i 0,31). Zestawienie przebiegu krzywych z wartościami współczynnika mobilności również potwierdza poprawność otrzymanych wyników. Próbki o dwóch najwyższych współczynnikach sczerpania uzyskały najniższe wartości współczynnika mobilności – odpowiednio 0,84 i 0,76, z kolei dla dwóch pozostałych osiągnął on wartość powyżej 1, co wskazuje na mniej efektywny proces wypierania ropy naftowej. Po przeciwnej stronie, a więc w niekorzystnych „warunkach” dla symulowanego zabiegu, znajdują się próbki zakwalifikowane do grupy ropozwilżalnej (zestaw nr 8). W tym przypadku otrzymane wartości współczynnika sczerpania, jak i kształt krzywych wskazują na najmniej efektywny przebieg procesu wypierania ropy naftowej. Uzyskane

wyniki korelują z danymi otrzymanymi z wcześniejszych pomiarów, tj. przepuszczalności względnych, oraz z wyznaczonym współczynnikiem mobilności, który osiągnął najwyższe wartości spośród poddanych analizie rdzeni (3,55 oraz 5,91). Interpretacja wyników z pozostałej, najliczniejszej grupy (zestawy od nr 3 do nr 7) wskazuje na osiągnięcie maksymalnej wartości współczynnika sczerpania zwykle po przetłoczeniu od 1,5 do 2 objętości porowych wody złożowej. Taki przebieg krzywych jest zgodny z przyjętymi założeniami i potwierdza mniejszą efektywność procesu nawadniania. Jest on również zgodny z uzyskanymi wartościami przepuszczalności względnych (próbki scharakteryzowane jako wodozwilżalne – w kierunku zwilżalności mieszanej), jak i z wartościami współczynnika mobilności (M w przedziale od 1 do 2). Wyjątek w tej grupie stanowi próbka 5A. W tym przypadku otrzymany wynik RF zestawiony z wyznaczonymi wartościami przepuszczalności względnej dla wody oraz współczynnikiem mobilności jest zgodny z ogólnie przyjętymi założeniami (im niższe $K_{w(w)}$ i M , tym próbka bardziej wodozwilżalna – tym proces nawadniania bardziej efektywny). Nie potwierdza tego jednak kształt uzyskanej krzywej – nie jest on zbliżony do charakterystycznego przebiegu dla próbek silnie wodozwilżalnych. Sprawia to, że wynik uzyskany dla próbki 5A należy traktować jako niepewny.

Interpretacja przebiegu wielkości współczynnika sczerpania, jak i kształtu krzywych nie jest w przypadku zabiegów LSW tak jednoznaczna jak w przypadku konwencjonalnych zabiegów nawadniania z wykorzystaniem oryginalnej wody złożowej. Ze względu na to, że objętości dodatkowo wypartej ropy naftowej są znacznie mniejsze, oraz z powodu zastosowania wód o zróżnicowanym stopniu zasolenia zmienność otrzymanych wyników jest zdecydowanie większa. Nie bez znaczenia jest fakt przeprowadzenia symulacji przy dwóch wydatkach zatłaczanej wody ($0,1 \text{ cm}^3/\text{min}$ i $6,0 \text{ cm}^3/\text{min}$). Wody o niższym stopniu zasolenia umożliwiają wyparcie dodatkowej objętości ropy naftowej w procesach nawadniania i potwierdza się to w większości przeprowadzonych symulacji. Jednakże w przypadku zestawów nr 1 i nr 2 uzyskane wyniki wydają się mocno uzależnione od typu zwilżalności próbek piaskowca kambryjskiego. Dla rdzeni scharakteryzowanych w poprzedniej części jako silnie wodozwilżalne (1B i 2A) wyniki LSW, niezależnie od zasolenia medium wypierającego, są niższe. Zależność tę widać szczególnie w przypadku zestawu nr 1, w którym próbka 1B (woda 0,04 FW) uzyskała 2 razy niższy wzrost współczynnika sczerpania względem próbki 1A (woda 0,1 FW). Wyniki otrzymane dla zestawu nr 8 (próbki ropozwilżalne) nie pozwalają w zdecydowany sposób ocenić wpływu zwilżalności na efektywność procesu nawadniania. Uzyskane wyniki są porównywalne z rezultatami symulacji dla próbek scharakteryzowanych jako wodozwilżalne. W celu

pełniejszej analizie należy zwiększyć liczbę testów wykonanych na próbkach z tego zestawu. Zbliżony wniosek można wysunąć w przypadku próbek z zestawów 3–7. Pomimo stosunkowo dużych objętości dodatkowo wypartej ropy naftowej (dla obydwu wariantów mineralizacji zatłaczanej wody) trudno wskazać silne zależności uzyskanych wyników RF, przebiegu wyznaczonych krzywych od zwilżalności badanych próbek, jak i współczynnika mobilności.

Wnioski końcowe

Wyniki zaprezentowane w artykule dają szansę analizie i oceny możliwości wykorzystania zarówno oryginalnej wody złożowej, jak i wód o niskim stopniu zasolenia, jako cieczy wypierających w zabiegach wspomaganie wydobywania ropy naftowej metodą nawadniania. Interpretacja danych prowadzi do następujących wniosków:

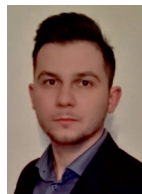
1. Określone na podstawie analizy przepuszczalności względnych typy zwilżalności badanych próbek wskazują w przebiegu części na wodozwilżalne właściwości piaskowców kambryjskich.
2. Wyznaczony współczynnik mobilności potwierdza trend występowania tzw. przepływu palczastego w układzie woda–ropa ($M > 1$) i wynikającej z tego spodziewanej niższej efektywności zabiegów wypierania ropy naftowej wodą złożową, zwłaszcza dla próbek ropozwilżalnych.
3. Wartości współczynnika szcerpania RF FW otrzymane w następstwie przeprowadzenia symulacji tzw. metod wtórnych przy użyciu jako cieczy wypierającej oryginalnej wody złożowej charakteryzują się dużą rozpiętością uzyskanych wyników.
4. Przebieg wyznaczonych krzywych współczynnika szcerpania RF FW względem objętości zatłaczanej cieczy wypierającej jest zbieżny z danymi literaturowymi. Skonstruowane krzywe dobrze obrazują zależność przebiegu procesu wypierania w stosunku do typu zwilżalności próbki i wyznaczonego współczynnika mobilności.
5. Analiza wyników symulacji LSW wskazuje na wyższy wzrost współczynnika szcerpania dla próbek po nawadnianiu wodą 0,04 FW (mineralizacja około 0,7% względem zasolenia oryginalnej wody złożowej) w porównaniu do zabiegów z użyciem wody 0,1 FW (mineralizacja około 1,8%).
6. Wyniki symulacji procesu nawadniania wodami o niskim stopniu zasolenia LSW wydają się mocno uzależnione od parametrów układu skała–woda–ropa, a w szczególności od typu zwilżalności. Nie jest jednak możliwa pełna i jednoznaczna charakterystyka tych zależności na opracowanej liczbie prób.
7. Krzywe wzrostu współczynnika szcerpania wyznaczone dla zabiegów LSW wykazują potencjalną możliwość przeprowadzenia charakterystyki przebiegu procesu wypierania, ale z uwagi na względnie niskie objętości uzyskiwanej dodatkowo ropy naftowej w łatwy sposób mogą zostać zafałszowane (związane może to być z ograniczeniami natury technicznej – dokładnością pomiarową aparatury badawczej).

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Charakterystyka procesu wspomaganie wydobywania ropy naftowej z zastosowaniem metody nawadniania złoża wodami o niskim stopniu zasolenia (Low Salinity Waterflooding)* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 0057/SI/2020, nr archiwalny: DK-4100-0045/2020.

Literatura

- Al-Saedi H., Flori R., 2018. Enhanced oil recovery of low salinity water flooding in sandstone and the role of clay. *Petroleum Exploration and Development*, 45: 927–931. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30096-X.
- Anderson W.G., 1987. Wettability Literature Survey – Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12): 1453–1468. DOI: 10.2118/16471-PA.
- Bartels B., Mahani H., Berg S., Hassanizadeh S., 2019. Literature review of low salinity waterflooding from a length and time scale perspective. *Fuel*, 236: 338–353. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.09.018.
- Bassir S.M., Moghadasi J., Zargar G., 2016. A Comprehensive Review of Low Salinity Waterflooding in Sandstone/Carbonate Reservoirs: From Theory to Practice. Conference Paper: *The Fourth International Conference on Oil, Gas, Refining and Petrochemical With Focus Relationship Between Government, University and Industry*. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.11.027.
- Craig F.F. Jr., 1993. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. *Society of Petroleum Engineers Monograph*, 3: 1–134.
- Fattahi A., 2014. Low salinity waterflooding in sandstone – a review. *International Journal of Petroleum and Geoscience Engineering*, 2(4): 315–341.
- Green D.W., Willhite G.P., 1988. Enhanced Oil Recovery. *SPE Textbook Series, Volume 6. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas*.
- Jadhunandan P., Morrow N.R., 1991. Spontaneous imbibition of water by crude oil/brine/rock systems. *SPE*, 2: 40–46.
- Katende A., Sagala F., 2019. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. *Journal of Molecular Liquids*, 278: 627–649. DOI: 10.1016/j.molliq.2019.01.037.
- Lubaś J., Stopa J., Warnecki M., Wojnicki M., 2019. Możliwości zastosowania zaawansowanych metod wspomaganie wydobywania ropy naftowej ze złóż dojrzałych. *Nafta-Gaz*, 1: 24–28. DOI: 10.18668/NG.2019.01.04.
- Lubaś J., Szott W., Dziadkiewicz M., 2012. Analiza możliwości zwiększenia stopnia szcerpania zasobów złóż ropy naftowej w Polsce. *Nafta-Gaz*, 8: 481–489.
- Mahmud H.B., Arumugam S., Mahmud W., 2019. Potential of Low-salinity Waterflooding Technology to Improve Oil Recovery. *IntechOpen*. DOI: 10.5772/intechopen.88082.
- Romero M., Gamage P., Jiang H., Chopping C., Thyne G., 2013. Study of low-salinity waterflooding for single- and two-phase

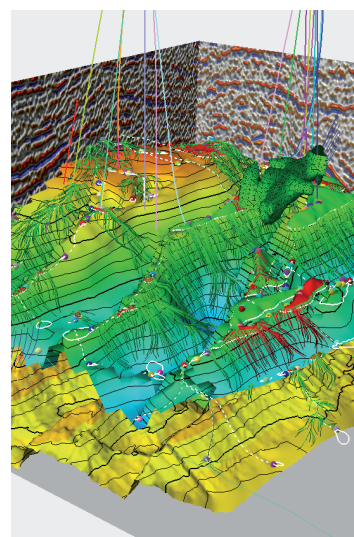
- experiments in Barea sandstone cores. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 110: 149–154. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.08.050.
- Shaddel S., Hemmati M., Zamanian E., Moharrami N., 2014. Core flood studies to evaluate efficiency of oil recovery by low salinity water flooding as a secondary recovery process. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 4: 47–56. DOI: 10.22078/jpst.2014.322.
- Sheng J., 2014. Critical review of low-salinity waterflooding. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 120: 216–224. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.05.026.
- Snosy M.F., Abu El Ela M., El-Banbi A., Sayyoub H., 2020. Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10: 2019–2034. DOI: 10.1007/s13202-020-00862-z.
- Tiab D., Donaldson E.C., 2015. *Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.* Elsevier.
- Zhao X., Blunt M.J., Yao J., 2010. Pore-scale modeling: Effects of wettability on waterflood oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 71(3–4): 169–178. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.01.011.



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

OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU SEJSMIKI

- przetwarzanie danych sejsmicznych 2D Prestack i Poststack;
- przetwarzanie i interpretacja pionowych profilowań sejsmicznych PPS 1C/3C;
- interpretacja strukturalna i litofacyjna danych sejsmicznych 2D i 3D;
- budowa modeli prędkościowych w domenie czasu i głębokości (na podstawie danych sejsmicznych i geofizyki otworowej) na potrzeby konwersji czas-głębokość oraz migracji głębokościowej;
- poprawa rozdzielczości danych sejsmicznych z wykorzystaniem procedury dekompozycji spektralnej;
- konstrukcja map powierzchniowych w domenie czasu i głębokości;
- opracowanie i analiza map atrybutów sejsmicznych, inwersji sejsmicznej, dekompozycji spektralnej;
- obliczanie inwersji symultanicznej oraz stochastycznej na danych sejsmicznych;
- wyznaczenie obszarów perspektywicznych dla formacji tępokowych (*sweet spots*) oraz wskaźników DHI dla złóż konwencjonalnych na danych sejsmicznych;
- prognozowanie ciśnień porowych na podstawie danych sejsmicznych i geofizycznych;
- interpretacja parametrów petrofizycznych w przestrzeni okołotworowej w oparciu o pomiary pionowego profilowania sejsmicznego (PPS);
- kompleksowa interpretacja geologiczno-złożowa w oparciu o zintegrowane dane geologiczne i geofizyczne (analiza cech makroskopowych rdzeni wiertniczych, objawy i wyniki prób złożowych, profilowania geofizyki otworowej, interpretacja sejsmiczna);
- szczegółowa interpretacja sejsmostratygraficzna kompleksów skał klastycznych i węglanowych z wykorzystaniem metody stratygrafii sekwencji.



Kierownik: dr Andrzej Urbaniec Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Telefon: 12 617 74 86 Faks: 12 653 16 65 E-mail: andrzej.urbaniec@inig.pl



INSTYTUT NAFTY I GAZU
– Państwowy Instytut Badawczy