

SŁAWOMIR FALKOWICZ\*, STANISŁAW DUBIEL\*\*, RENATA CICHA-SZOT\*\*\*

## Problemy ograniczania dopływu wody do odwiertów wydobywczych gazowych i ropnych

### Wprowadzenie

W złożach ropy naftowej i gazu ziemnego woda złożowa występuje jako woda związana, międzyziarnowa lub też jako woda wolna, podścielająca względnie okalająca. Przepuszczalność względna skał zbiornikowych dla wody w złożach ropy i gazu zależy od wielkości nasycenia skał zbiornikowych wodą (Falkowicz, Dubiel 2005), zwilżalności powierzchni skały zbiornikowej wodą, napięcia powierzchniowego na granicy faz oraz wielkości oporów hydraulicznych przepływu wody w ośrodku porowatym. Znając warunki złożowe, możliwe jest prognozowanie dopływu wody do odwiertów wydobywczych (Rybicki i in. 2006).

Jednym z problemów podczas eksploatacji złóż węglowodorów jest wysoka produkcja wody złożowej z odwiertów ropnych lub gazowych. Ma to wpływ na ekonomikę procesu ich wydobycia, a tym samym na czas funkcjonowania odwiertów produkcyjnych o dużym zawodnieniu. Tam, gdzie to możliwe, wydobytą wodę złożową zatłacza się do złoża, co związane jest ze znacznymi kosztami technologii procesu i wynika z przepisów o ochronie środowiska naturalnego (Curtice, Dalrymple 2004).

Dość często uważa się, że dopływ wody złożowej do odwiertu wydobywczego ropnego lub gazowego spowodowany jest istnieniem nieszczelności płaszczu cementowego poza rurami okładzinowymi. Oczywiście jest, że nieszczelności te mogą powstać podczas eksploatacji złoża, lecz najczęściej dzieje się to bezpośrednio po udostępnieniu złoża odwiertem

\* Dr inż., Instytut Nafty i Gazu, Kraków; e-mail: falkowicz@inig.pl

\*\* Prof. dr hab. inż., Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, AGH-UST, Kraków;  
e-mail: dubiel@wnaft.agh.edu.pl

\*\*\* Mgr inż., Instytut Nafty i Gazu Kraków; e-mail: cicha@inig.pl

i wykonywaniu okładziny odwiertu (uszczelnianie rur okładzinowych cementem) lub podczas zabiegów stymulacyjnych (kwasowanie, hydrauliczne szczelinowanie skał). Taki wczesny dopływ wody może być również spowodowany niewłaściwym umiejscowieniem perforacji okładziny odwiertu w stosunku do położenia konturu wody złożowej.

Dopływ wody złożowej do odwiertu gazowego lub ropnego, stwierdzony w późniejszym okresie eksploatacji złoża gazu, może być spowodowany wzrostem nasycenia wodą skał zbiornikowych w strefie przyodwiertowej przez powstanie stożka lub języka wodnego oraz naturalnym sczerpaniem zasobów węglowodorów.

### **1. Wpływ nasycenia wodą gazonośnych utworów miocenu z rejonu Przedgórze Karpat na ich przepuszczalność względną dla gazu**

W pracy (Rybicki i in. 2006) podjęto próbę prognozowania wielkości dopływu wody do odwiertów gazowych, opierając się na charakterystykach przepuszczalności względnych utworów miocenu z rejonu Przedgórze Karpat. Dopływ wody złożowej do odwiertów poszukiwawczych lub eksploatacyjnych, udostępniających gazonośne utwory miocenu w rejonie Przedgórze Karpat jest częstym zjawiskiem. Może ono mieć miejsce już w procesie opróbowania gazonośnych utworów miocennych rurowym próbnikiem złoża, względnie później, podczas jego eksploatacji. Często obserwuje się, że po pewnym czasie eksploatacji złoża gazu ziemnego zalegającego w utworach miocenu dopływ wody ulega gwałtownemu zwiększeniu.

W warunkach złożowych przestrzeń porowa skały złożowej nigdy nie jest wypełniona jednym płynem. Ma to podstawowy wpływ na przepuszczalność skały zbiornikowej dla danej fazy, czyli w praktyce na zdolności wydobywcze odwiertu. Uwzględniając, że ośrodek porowaty jest nasycony zwykle co najmniej dwiema fazami, przepuszczalność dla każdej z nich będzie inna, zależna od rodzaju skały oraz stopnia nasycenia fazami. Podczas przepływu dwufazowego każda z faz migruje z inną prędkością. W procesie eksploatacji złoża węglowodorów istotnym parametrem jest ilość dopływającej wody wraz z gazem lub ropą. Dlatego też istotnym kryterium prawidłowej eksploatacji jest prognoza koncentracji wody ( $e_{wg}$ ) w dopływającym gazie.

Na podstawie przeprowadzonych pomiarów przepuszczalności fazowych wykonanych w laboratorium Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie uzyskano wartości przepuszczalności fazowych woda–gaz dla kilku różnych złóż miocennych.

W literaturze istnieje wiele korelacji empirycznych wyrażających zależność przepuszczalności skał od nasycenia (Mulyadi, Amin i in. 2001; Zawisza 1990; Keelan 1976). Wśród tych korelacji najbardziej znane są modele: Wyllie’go, Boatman’a, Zawiszy oraz Brooks’a i Corey’a. Z tych wymienionych autorzy do dalszych analiz wybrali model Brooks’a i Corey’a, gdyż jest to korelacja jednoparametrowa i najlepiej opisuje zmiany wartości przepuszczalności skał uzyskane na podstawie badań laboratoryjnych.

W tabeli 1 zestawiono uzyskane z pomiarów laboratoryjnych wartości współczynników porowatości, przepuszczalności, wartości nieredukowalnego nasycenia wodą (nasycenie nieredukowalne to nasycenie nieusuwalną wodą ze skały) oraz wartości rezydualnego nasycenia skały wodą (jest to maksymalne nasycenie wodą, przy którym przepuszczalność skały dla wody jest jeszcze równa zero), dla wybranych złóż.

TABELA 1

Wartości współczynników porowatości, przepuszczalności, wartości nieredukowalnego nasycenia wodą oraz wartości rezydualnego nasycenia skały wodą dla wybranych złóż miocenu

TABLE 1

Values of porosity, permeability, irreducible water saturation and residual water saturation for selected Miocene reservoirs

Złoże/Odwiert	Współczynnik porowatości skał $\phi$ [%]	Współczynnik przepuszczalności skał $k$ [m <sup>2</sup> ]	Nieredukowalne nasycenie wodą $S_{wir}$ [%]	Rezydualne nasycenie wodą $S_{wi}$ [%]	$\lambda$
Maćkówka-1	25,55	$114 \cdot 10^{-15}$	15	44	0,254
Dębno-2	28,78	$150,1 \cdot 10^{-15}$	13	61	0,14
Żołyńia-74	26,76	$58,9 \cdot 10^{-15}$	21	41	0,326
Rudka-11	26,62	$73 \cdot 10^{-15}$	15	71	0,135

Źródło: Rybicki i in. 2006

W tabelach 2 i 3 autorzy zamieścili obliczone wartości koncentracji wody  $e_{wg}$  dla układu woda–gaz wyrażonej w g/m<sub>n</sub><sup>3</sup> (przyjęto gęstość wody  $\rho_w = 1000$  kg/m<sup>3</sup>) dla analizowanych złóż oraz depresji ciśnienia  $\Delta p = 5, 10, 15, 20$  bar, dla różnych wartości nasycenia wodą  $S_w$ , a także odpowiednich wartości parametru  $\lambda$ , określanego na podstawie dopasowania korelacji Brooks'a i Corey'a do charakterystyki złoża (tab. 1).

Z analizy zamieszczonych w tabelach 2 i 3 wartości ułamka dopływu wody dla układu woda–gaz wynika, że ilość dopływającej wody wraz z gazem bardzo silnie zależy od wielkości nasycenia wodą. Niewielka zmiana nasycenia wodą – dla przykładu od 0,671 do 0,72 dla złoża Maćkówka – powoduje wzrost ułamka dopływu wody od 3,7 g/m<sub>n</sub><sup>3</sup> do 13,94 g/m<sub>n</sub><sup>3</sup> przy depresji ciśnienia 5 bar, zaś przy wzroście nasycenia wodą od 0,74 do 0,82 dla złoża Rudka następuje wzrost ułamka dopływu wody od 3,05 g/m<sub>n</sub><sup>3</sup> do 62,84 g/m<sub>n</sub><sup>3</sup>.

Przeprowadzone analizy przepływów dwufazowych układów woda–gaz w skałach mioceńskich Przedgórze Karpat wskazują dość jednoznacznie na znaczny wpływ zmiany nasycenia wodą na koncentrację wody w dopływającym gazie, a tym samym na ekonomiczny aspekt całej eksploatacji. Związane jest to w dużej mierze ze znacznymi nasyceniami rezydualnymi wodą, a w wyniku tego, niewielki przyrost nasycenia skały wodą powoduje znaczny wzrost koncentracji wody w dopływającym gazie. Rozpatrywane złoża są typu warstwowego o kilkunastocentymetrowych, piaskowcowych wkładkach produktywnych,

oddzielonych cienkimi (kilkumilimetroowymi) wkładkami nieprzepuszczalnych łupków. W przypadku eksploatacji typowych miocenijskich kolektorów gazonośnych w miarę ich eksploatacji następuje zawadnianie się kolejnych wkładek piaskowcowych.

Uzyskane rezultaty pokazują, że należy bardzo ostrożnie dowiec te warstwy, tak aby nie doprowadzić do wzrostu nasycenia wodą skał w strefie przyodwiertowej (np. filtrem płuczkowym i cementowym). Jest to szczególnie ważne podczas cementowania rur okładzinowych, gdzie może dochodzić do znacznej infiltracji wody z zaczynu cementowego w warstwę produktywną.

Otrzymane wyniki obliczeń koncentracji wody w dopływającym gazie, zamieszczone w tabelach 2 i 3, umożliwiają określanie ilości wody przy planowanym wydatku wydobywania gazu ziemnego z analizowanych złóż.

TABELA 2

Koncentracja wody w dopływającym gazie dla różnych depresji ciśnienia

TABLE 2

Water concentration in flow in gas for various drawdown pressures

Złoże/Odwiert	Nasycenie wodą $S_w$	Przepuszczalność względna dla		Koncentracja wody w dopływającym gazie $[g/m_n^3]$ dla różnych depresji $\Delta p$			
		wody $k_{rw}$	gazu $k_{rg}$	5 bar	10 bar	15 bar	20 bar
Maćkówka-1	0,671	0,00484	0,148	3,70	3,78	3,85	3,93
Dębno-2	0,732	0,05100	0,023	3,05	3,16	3,27	3,40
Żołyńia-74	0,648	0,00453	0,196	3,48	3,59	3,70	3,83
Rudka-11	0,740	0,02200	0,036	3,05	3,18	3,33	3,48

Źródło: Rybicki i in. 2006

TABELA 3

Koncentracja wody w dopływającym gazie dla różnych depresji ciśnienia

TABLE 3

Water concentration in flow in gas for various drawdown pressures

Złoże/Odwiert	Nasycenie wodą $S_w$	Przepuszczalność względna dla		Koncentracja wody w dopływającym gazie $[g/m_n^3]$ dla różnych depresji $\Delta p$			
		wody $k_{rw}$	gazu $k_{rg}$	5bar	10bar	15bar	20bar
Maćkówka-1	0,72	0,013	0,105	13,94	14,22	14,50	14,80
Dębno-2	0,81	0,014	0,047	50,71	52,56	54,54	56,68
Żołyńia-74	0,73	0,022	0,111	22,96	23,69	24,46	25,28
Rudka-11	0,82	0,049	0,015	62,84	65,54	68,47	71,69

Źródło: Rybicki i in. 2006

## 2. Przegląd technologii zmniejszania przepuszczalności względnej skał gazonośnych i roponośnych dla wody

Zabiegi modyfikacji przepuszczalności względnej skał strefy przyodwiertowej, oznaczane w literaturze angielskiej jako RPM (*Relative Permeability Modification*) realizuje się w celu odcinania dopływu wody do odwiertów gazowych lub ropnych. W praktyce prowadzi się to do zatłaczania na określoną głębokość do złoża odpowiedniej cieczy zabiegowej, która w wyniku fizyczno-chemicznego oddziaływania na skałę zbiornikową, zmniejsza właściwości filtracyjne tej skały dla wody.

Rozróżnia się dwa podstawowe mechanizmy dopływu wody do odwiertu:

1. Węglowodory i woda dopływają oddzielnymi od siebie warstwami. Wtedy po mechanicznej izolacji warstwy zamknięcie wody jest stosunkowo proste, drogą cementowania, stosowania żelów silikonowych lub żywic.
2. Węglowodory i woda dopływają wspólną warstwą, toteż nie jest praktycznie możliwa mechaniczna izolacja na czas zabiegu warstwy wodonośnej. Wtedy preferowane jest stosowanie barier na całej lub znacznej części perforacji, które selektywnie blokują przepływ dla wody do odwiertu.

W drugim przypadku, w zabiegach RPM, stosuje się polimery rozpuszczalne w wodzie o dużej masie cząsteczkowej lub żele, które po zatłoczeniu w strefę przyodwiertową adsorbowane są przez skałę, ograniczając przepływ dla wody z małym ograniczeniem przepływu dla węglowodorów.

Mechanizm działania takich cieczy zabiegowych w skale złożowej tłumaczy dwie różne teorie. Pierwsza z teorii zakłada, że wewnątrz ośrodka porowatego rozdzielone są strumienie przepływu dla ropy i wody lub gazu i wody. Żel polimerowy, z powodu dużej lepkości, przepływa zazwyczaj przez ścieżki preferencyjne wody i tym samym odcina jej dostęp do odwiertu. Druga teoria opiera się na założeniu, że zatłoczony żel tworzy film zaadsorbowany na ścianach porów skały, a tym samym drastycznie zmienia właściwości przepływu dwufazowego (Zaitoun i in. 1999). W przypadku tej teorii istnieją dwie hipotezy; pierwsza zakłada, że żel jest bardzo sztywny, a druga, że zaadsorbowany film polimerowy może zostać ściśnięty w wyniku przepływu ropy lub gazu przez kanały porowe skały zbiornikowej.

Na powodzenie zabiegu ograniczenia dopływu wody złożowej do odwiertu ma wpływ odpowiedni wybór odwiertu oraz cieczy zabiegowej, a także mechanizm dopływu wody oraz selektywność redukcji przepuszczalności dla wody. Skład użytej cieczy zabiegowej warunkują oddziaływania pomiędzy skałą złożową i polimerem: siły dyspersyjne Londona, oddziaływania elektrostatyczne van Der Waalsa, zawartość iłu, wpływ sił jonowych oraz w odwiertach ropnych hydrofilność skały złożowej (Mennella i in. 1999).

Dotychczas przeprowadzone próby złożowe i symulacje komputerowe wykazały, że największy efekt zabiegu RPM widoczny jest w wielowarstwowym złożu, w którym jedna lub kilka warstw nadal pozostaje nasycone węglowodorem, a woda dostaje się do odwiertu jedną, najbardziej przepuszczalną warstwą (lub przewarstwieniem, jak to jest w przypadku miocenu na Przedgórzu Karpat). W przypadku układu wielowarstwowego, zabieg RPM daje

dłuższy efekt ograniczenia dopływu wody do odwiertu wówczas, gdy brak jest ruchomej wody chociaż w jednej warstwie.

Według danych literaturowych pierwsze prace nad modyfikatorami przepuszczalności względnej prowadzone były w odwiertach ropnych, a pod koniec lat osiemdziesiątych kolejno rozszerzone zostały na odwierty gazowe i podziemne magazyny gazu. Institut Francais de Petrole (IFP) przeprowadził ponad 100 takich zabiegów (Zaitoun i in. 1999). Stosowane przez IFP ciecze zabiegowe powstają na bazie nietoksycznych wysokomolekularnych rozpuszczalnych w wodzie polimerów, które pęcznieją w złożu lub są sieciowane *in situ*. W zależności od warunków złożowych stosowane były trzy rodzaje cieczy (Zaitoun i in. 1992a, 1992b): zhydrolizowane poliakryloamidy (kopolimer akrylamid-akrylan), niejonowe poliakrylamidy oraz skleroglukan (wysokocząsteczkowy niejonowy polisacharyd).

Kopolimer akrylamid-akrylan charakteryzuje się szczególnymi właściwościami: cząsteczki polimeru ulegają kurczeniu przy wysokim stopniu zasolenia, natomiast spadek zasolenia powoduje pęcznienie cząsteczek polimeru. Ciecze robocze przygotowane na bazie powyższego kopolimeru zatłaczane są do złóż o niskim zasoleniu i temperaturze. Po wznowieniu produkcji woda złożowa o niskim zasoleniu wymienia stopniowo zatłoczoną solankę, powodując pęcznienie polimeru zaadsorbowanego na ścianach porów. Zaletami tego typu cieczy jest niska lepkość podczas zatłaczania, wysoki stopień adsorpcji oraz wysoki spadek przepuszczalności skał dla wody.

Niejonowy poliakrylamid zatłaczany jest w formie skurczonej i kolejno wywoływane jest pęcznienie poprzez czynnik zewnętrzny. Niejonowy charakter molekuł polimeru sprawia, iż jest on niewrażliwy na skład solanki. W zależności od stopnia zasolenia solanki ciecze te zatłaczane są z silnie zasadowymi czynnikami powodującymi pęcznienie (hydrolizę polimerów *in situ*) lub organicznym czynnikiem sieciującym (glioxal). W wysokich temperaturach poliakrylamid może być sieciowany za pomocą mleczanu cyrkonu. W porównaniu do kopolimeru akrylamid-akrylan ciecz ta charakteryzuje się niższą lepkością oraz wyższą zdolnością adsorpcyjną.

Skleroglukan wykazuje szereg zalet. Zmiana zasolenia nie wpływa na lepkość polimeru, a ponadto przez charakter niejonowy wykazuje dużą zdolność adsorpcyjną na większości skał zbiornikowych oraz jest stabilny termicznie w temperaturze do 105°C przez kilka miesięcy. Przy wyższych temperaturach (do 130°C) zaleca się dodanie stabilizatora termicznego. Ciecz ta jest odpowiednia do zabiegów przeprowadzanych na złożach o wysokiej temperaturze złożowej. Pęcznienie polimeru zachodzi w warunkach sił ścinających wywołanych przez wysokie tempo zatłaczania i niskie tempo produkcji. Biopolimer może być sieciowany również za pomocą mleczanu cyrkonu lub innego organometalicznego czynnika sieciującego. Czynnikiem warunkującym powstanie żelu jest podwyższona temperatura, a przez to wyeliminowane zostało ryzyko przedwczesnego przejścia zolu w żel.

Na początku obecnego stulecia do selektywnej modyfikacji względnej przepuszczalności skały zbiornikowej (RPM) wdrożono ciecze w postaci mikrożeli, które charakteryzują się wyjątkowymi właściwościami mechanicznymi i chemicznymi oraz stabilnością termiczną.

(Rousseau i in. 2005). Badania laboratoryjne dowiodły, że zasięg zabiegu RPM ogranicza jedynie objętość zatłoczonej cieczy. Ponadto, pseudoplastyczne właściwości reologiczne ułatwiają zatłaczanie tej cieczy, a redukcja przepuszczalności względem wody może być osiągnięta poprzez kontrolę warstwy zaadsorbowanej na powierzchni porów skały zbiornikowej. Kontrola ta może odbywać się poprzez odpowiedni dobór cząsteczek mikrożelu lub kontrolę stężenia cieczy zabiegowej. Mechanizm redukcji przepuszczalności skały względem wody polega na adsorpcji na powierzchni porów grubej warstwy żelu, która pod wpływem sił kapilarnych ulega zniszczeniu, blokując ścieżki preferencyjne wody. Przepuszczalność dla węglowodorów pozostaje niezmienną. Wyniki badań laboratoryjnych zostały potwierdzone podczas zabiegu przemysłowego. Zatłoczony mikrożel o rozmiarze cząstek rzędu 2 mikrometrów został umiejscowiony w warstwach skały złożowej o najwyższej przepuszczalności, które odpowiadają za produkcję wody, a tym samym znacznie obniżył wykładnik woda–gaz. Penetracja cieczy zabiegowej w strefy o średniej lub niskiej przepuszczalności była znikoma. Cząsteczki polimerów mają rozmiar rzędu 0,3  $\mu\text{m}$  co ogranicza grubość zaadsorbowanej warstwy. Z kolei rozmiar cząsteczek mikrożeli wynosi od 0,3–2  $\mu\text{m}$ , co daje możliwość tworzenia grubszych warstw. Mikrozele są również bardziej stabilne i można je stosować w otworach o trudnych warunkach złożowych oraz temperaturze do 165°C. Wyniki zabiegów wykazały również ograniczenie piaszczenia w odwiertach. Nie jest to zjawisko wtórne, gdyż zabieg z użyciem cieczy RPM w odwiertach produkujących znikome ilości wody ograniczał piaszczenie, natomiast nie wpływał na wykładnik wodny. Ponadto potwierdzono, że gdy efektywność zabiegu spada możliwy jest kolejny zabieg tego samego typu, który da równie pozytywne efekty (Zaitoun i in. 2007).

Odpowiedni wybór odwiertu ma decydujący wpływ na powodzenie i ekonomię zastosowania cieczy na bazie hydrofobowej w zabiegach RPM. Kryteria doboru odwiertu powinny brać pod uwagę również depresję ciśnienia. Jeśli oczekiwanym wynikiem zabiegu jest redukcja produkcji wody istotnym jest by zarówno przed jak i po zabiegu depresja ciśnienia utrzymana była na stałym poziomie. Natomiast gdy celem zabiegu jest zwiększenie wydobywania węglowodorów przy zbliżonej ilości wydobywanej wody depresja ciśnienia powinna wzrosnąć.

### **3. Badania laboratoryjne wybranych środków chemicznych, w celu oceny ich przydatności do zabiegów zmniejszania przepuszczalności piaskowca dla solanki**

W Instytucie Nafty i Gazu w Krakowie przeprowadzono cykl badań, mających na celu ocenę skuteczności działania kilku środków chemicznych klasyfikowanych jako środki RPM. Badania, prowadzone w termobarycznych symulowanych warunkach złożowych, polegały na zatłaczaniu do próbek piaskowca wybranego produktu i pomiaru zmian przepuszczalności próbki dla wody oraz dla gazu (azotu). Procedura prowadzenia badań jak i używany sprzęt laboratoryjny (Falkowicz, Dubiel 2002; Dubiel, Falkowicz 2001) są

zbliżone lub identyczne ze stosowanymi w większości laboratoriów światowych. Testy prowadzono na próbkach piaskowca szydłowieckiego, stosując 3% roztwór NaCl symulujący wodę złożową. Temperatura testów wynosiła od 30°C do 60°C.

W tabeli 4 zamieszczono wyniki badań laboratoryjnych skuteczności działania produktu RPM oznaczonego nr 1. Produkt nr 1 zmniejsza dopływ wody złożowej do odwiertów gazowych i ropnych w wyniku modyfikacji zwilżalności skał strefy przyodwiertowej do której został zatłoczony. Test tego produktu wykonano na dwu rdzeniach oznaczonych numerami 12 i 21 o przepuszczalności dla solanki odpowiednio  $23 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$  i  $17 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ . Wyniki testu wykazały selektywne działanie produktu. W przypadku rdzenia oznaczonego numerem 12 uzyskano średnie spadki przepuszczalności na poziomie 51% dla solanki oraz 16% dla gazu, a dla rdzenia o numerze 21 odnotowano spadki przepuszczalności na poziomie 62% dla solanki oraz 18% dla gazu. Produkt ten jest bardzo łatwy w przygotowaniu, bowiem w temperaturze około 20°C rozpuszczał się w solance po kilku minutach i nie wymagał intensywnego mieszania. Analizując wyniki zawarte w tabeli 4 można stwierdzić, że skuteczność działania produktu nr 1 (tj. zmiany przepuszczalności rdzenia dla solanki) zależy od wydatku przepływu solanki przez rdzeń.

W trakcie wieloletnich już prac laboratoryjnych z produktami typu RPM stwierdzono, że skuteczność działania niektórych z nich zależała od prędkości przepływu (wydatku przepływu) solanki przez testowaną próbkę skały. Dlatego w trakcie niniejszych badań, przeprowadzono ocenę wpływu wydatku przepływu solanki na mierzoną przepuszczalność rdzeni zadanych produktem nr 1. W kolumnie trzeciej tabel 4 i 5 podano stosowane wielkości

TABELA 4

Zmiany przepuszczalności skały zbiornikowej w wyniku zatłoczenia produktu nr 1

TABLE 4

Permeability modification of reservoir rock after injection of RPM product 1

Nr rdzenia	Stężenie produktu [%]	Wydatek przepływu solanki [ $\text{m}^3/\text{m}^2/\text{h}$ ]	Przep. początkowa dla solanki $\times 10^{-15} \text{ m}^2$	Przep. początkowa dla gazu $\times 10^{-15} \text{ m}^2$	Przep. końcowa dla solanki $\times 10^{-15} \text{ m}^2$	Przep. końcowa dla gazu $\times 10^{-15} \text{ m}^2$	Zmiana przep. dla solanki [%]	Zmiana przep. dla gazu [%]
12	5	0,059	23,20	347,00	16,7	292,00	28,02	15,85
12	5	0,029	23,20	347,00	11,8	292,00	49,14	15,85
12	5	0,014	23,20	347,00	5,24	292,00	77,41	15,85
Średnia:							51,00	15,85
21	5	0,059	17,21	141,00	7,98	115,00	53,63	18,44
21	5	0,029	17,21	141,00	6,52	115,00	62,12	18,44
21	5	0,014	17,21	141,00	5,30	115,00	69,20	18,44
Średnia:							61,65	18,44



TABELA 5

Zmiany przepuszczalności skały zbiornikowej w wyniku zatłoczenia produktu nr 2

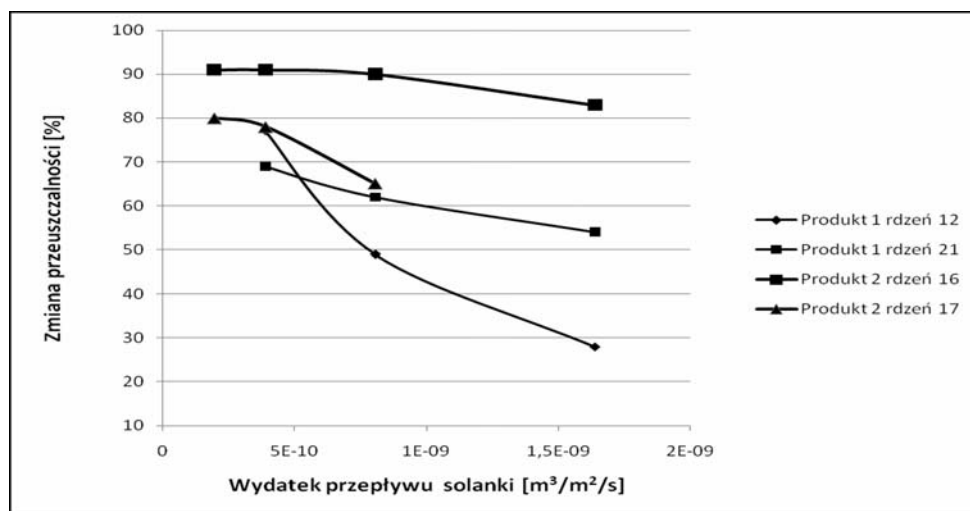
TABLE 5

Permeability modification of reservoir rock after injection of RPM product 2

Nr rdzenia	Stężenie produktu [%]	Wydatek przepływu solanki [m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> /h]	Przep. początkowa dla solanki × 10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup>	Przep. początkowa dla gazu × 10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup>	Przep. końcowa dla solanki × 10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup>	Przep. końcowa dla gazu × 10 <sup>-15</sup> m <sup>2</sup>	Zmiana przep. dla solanki [%]	Zmiana przep. dla gazu [%]
16	0,02	0,118	22,50	278,00	14,20	X	36,89	X
16	0,40	0,059	22,50	278,00	3,90	141,00	82,67	49,28
16	0,40	0,029	22,50	278,00	2,35	141,00	89,56	49,28
16	0,40	0,014	22,50	278,00	2,21	141,00	90,18	49,28
16	0,40	0,007	22,50	278,00	2,21	141,00	90,18	49,28
Średnia:							88,14	49,28
17	0,02	0,118	9,10	180,00	5,08	X	44,18	X
17	0,40	0,029	9,10	180,00	3,23	92,00	64,51	48,89
17	0,40	0,014	9,10	180,00	1,92	92,00	78,90	48,89
17	0,40	0,007	9,10	180,00	1,82	92,00	80,00	48,89
Średnia:							74,47	48,89

jednostkowego wydatku przepływu solanki w m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>/h tj. na jednostkę powierzchni poprzecznego przekroju rdzenia. Pozwala to na zastosowanie analogii do przepływu solanki w strefie przyodwiertowej. Reasumując można stwierdzić, iż skuteczność działania testowanego preparatu jest tym większa, im wydatek przepływu solanki jest mniejszy. Analizując rysunek 1 można zauważyć również, że trend zmian przepuszczalności jest również silnie powiązany z zastosowanym produktem RPM.

Produkt nr 2 oparty na technologii mikrożeli powoduje znaczące obniżenie względnej przepuszczalności skały dla wody, z małym wpływem na przepuszczalność dla węglowodorów, w wyniku adsorpcji na powierzchni matrycy skalnej. W tabeli 5 zamieszczono wyniki testów laboratoryjnych oceniających skuteczność działania produktu nr 2. Testy przeprowadzono na dwu rdzeniach oznaczonych numerami 16 i 17 o przepuszczalnościach wynoszących dla solanki odpowiednio 22,5 · 10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup> i 9,1 · 10<sup>-15</sup> m<sup>2</sup>. Zmiany przepuszczalności dla solanki testowanych próbek piaskowca zawierały się w przedziale od 65 do 90%, a dla gazu wynosiły około 50%. Skuteczność jego działania, określona na podstawie zmian przepuszczalności próbki skały porowatej dla solanki, zależna jest również od zastosowanego wydatku przepływu solanki przez rdzeń, co w warunkach przemysłowych odpowiada wielkości produkcji wody wkładkami zawodnionymi z udostępnionego interwału złoża. Zjawisko to tłumaczy się zmianami grubości warstwy zaadsorbowanego na



Rys. 1. Zależność przepuszczalności rdzeni od objętościowego natężenia przepływu solanki

Fig. 1. Effect of volumetric flow rate on cores permeability

ścianach porów polimeru, która to grubość bezpośrednio zależy od prędkości przepływu solanki przez pory skały złożowej.

### Wnioski końcowe

1. Przeprowadzone analizy przepływów dwufazowych układów woda–gaz w skałach mioceńskich Przedgórze Karpat wskazują dość jednoznacznie na znaczny wpływ zmiany nasycenia wodą na koncentrację wody w dopływającym gazie, a tym samym na ekonomiczny aspekt całej eksploatacji. Związane jest to w dużej mierze ze znacznymi nasyceniami rezydualnymi wodą, a w wyniku tego niewielki przyrost nasycenia skały wodą powoduje znaczny wzrost koncentracji wody w gazie ziemnym dopływającym do odwiertu.
2. Z przeglądu danych literaturowych oraz analizy wyników przeprowadzonych badań laboratoryjnych wybranych środków chemicznych wynika, że w warunkach występowania złóż gazu ziemnego na Przedgórzu Karpat, duże znaczenie przemysłowe może mieć technologia selektywnego ograniczania dopływu wody złożowej do odwiertów udostępniających złoża gazu.

### LITERATURA

Curtice R., Dalrymple E., 2004 – Just the cost of doing business? World Oil Magazine, Vol. 225, No. 10, p. 77–78.

- Dubiel S., Falkowicz S., 2001 – Wpływ płuczek wiertniczych zasolonych i solanek na zmiany piaskowców gazonośnych w świetle badań laboratoryjnych. Archives of Mining Sciences 46, 3, PAN.
- Falkowicz S., Dubiel S., 2002 – Badanie wpływu płuczek wiertniczych na przepuszczalność skał zbiornikowych miocenu autochtonicznego Przedgórze Karpat. Wiertnictwo, Nafta, Gaz (rocznik AGH) t. 19/1.
- Falkowicz S., Dubiel S., 2005 – Szacowanie przyływu wody złożowej w odwiertach gazowych. Nafta Gaz nr 2.
- Gutierrez M., Saravia C., Eoff L., 2007 – Advanced Technology to Reduce Water Production in Gas Wells A CIPET XII Congreso Colombiano de Petroleo y Gas, Bogota D.C., Kalumbia, 23–26 październik.
- Keelan D.K., 1976 – Practical Approach to Determination of Imbibition Gas–Water Relative Permeability JPT 199-204.
- Ligthelm D.J., 2001 – Water Shut Off in Gas Wells: Is there Scope for Chemical Treatment? SPE European Formation Damage Conference, Haga, Holandia, 21–22 maj.
- Mennella i in. 1999 – Mennella A., Chiappa L., Lockhart T.P., 1999 – Candidate and Chemical Selection Rules for Water Shutoff Polymer Treatments, SPE European Formation Damage Conference, Haga, Holandia, 31 maj–1 czerwiec.
- Mulyadi, Amin i in. 2001 – Mulyadi H., Amin R., Kennaird C., 2001 – Practical Approach to Determine Residual Gas Saturation and Gas–Water Relative Permeability, SPE 71523.
- Rousseau D., Chauveteau G., Renard M., Tabary R., Zaitoun A., Mallo P., Braun O., Omari A., 2005 – Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutt off/Conformance control Microgels International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Teksas, USA 2005 SPE 93245.
- Rybicki i in. 2006 – Rybicki C., Dubiel S., Blicharski J., Falkowicz S., 2006 – Próba prognozowania dopływu wody do odwiertów gazowych. „Archiwum Górnictwa” PAN z. 2, vol. 51, Kraków.
- Zaitoun i in. 2007 – Zaitoun A., Tabary R., Rousseau D., Pichery T., Nouyoux S., Mallo P., Braun O., 2007 – Using Microgels to Shutt Off water in Gas Storage Well International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Teksas, USA 2007 SPE 106042.
- Zaitoun A., Pichery T., 2001 – A Successful Polymer treatment For Water Coning Abatement in Gas Storage Reservoir Annual Technical Conference and Exhibition, Nowy Orlean, Luizjana, USA 30.09–03.10, SPE 71525.
- Zaitoun i in. 1999 – Zaitoun A., Kohler N., Bossie-Codreanu D., Denys K., 1999 – Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers: Lessons from Several Field Applications, Annual Technical Conference and Exhibition houston, Texas, 3–6 październik, SPE 56740.
- Zaitoun i in. 1992a – Zaitoun A., Kohler N., Maitin B.K., Truchetet R., 1992a – Selective Control of Water Production in Oil or Gas Producing Wells, Oil and Gas in a Wider Europe, 4<sup>th</sup> EC Symposium, Berlin.
- Zaitoun i in. 1992b – Zaitoun A., Kohler N., Maitin B.K., 1992b – Zettlitzer Preparation of a water control polymer treatment at conditions of high temperature and salinity. Journal of Petroleum science and Engineering vol. 7, s. 67–75.
- Zawisza L., 1990 – Absolute and Relative Permeability Studies of Gas Water Flow, SPE 19389.

#### PROBLEMY OGRANICZANIA DOPŁYWU WODY DO ODWIERTÓW WYDOBYWCZYCH GAZOWYCH I ROPNYCH

#### Słowa kluczowe

Eksploatacja złóż ropy i gazu, miocen zapadliska przedkarpackiego, nasycenie skał wodą, względna przepuszczalność skał, blokowanie dopływu wody, modyfikacja przepuszczalności względnej, polimery i mikrożele

#### Streszczenie

W publikacji przedstawiono wybrane wyniki badań laboratoryjnych dotyczące ograniczania dopływu wody złożowej do odwiertów wydobywczych gazu i ropy. Przeanalizowano wpływ nasycenia wodą gazonośnych utworów miocenu z rejonu zapadliska przedkarpackiego na ich przepuszczalność względną dla gazu. Dokona-

no przeglądu literatury pod kątem oceny rezultatów uzyskanych w zabiegach zmniejszenia przepuszczalności względnej skał gazonośnych i roponośnych dla wody. Na podstawie testów laboratoryjnych dokonano próby oceny skuteczności zmian przepuszczalności względnej dla solanki i azotu próbek piaskowca szydłowieckiego pod wpływem oddziaływania czterech wyselekcjonowanych produktów chemicznych w postaci polimerów oraz mikrożeli. Badania laboratoryjne wykazały, że trend zmian przepuszczalności jest również silnie powiązany z zastosowanym produktem – modyfikatorem przepuszczalności względnej (RPM). Ponadto, skuteczność działania cieczy zabiegowej zależy od prędkości przepływu (wydatku przepływu) solanki przez testowaną próbkę skały – skuteczność działania testowanego preparatu jest tym większa, im wydatek przepływu solanki jest mniejszy.

Wyniki testów wykazały selektywne działanie badanych produktów. W przypadku produktu nr 1 uzyskano średnie spadki przepuszczalności na poziomie 60% dla solanki oraz 18% dla gazu. W przypadku zastosowania produktu nr 2 opartego na technologii mikrożeli zaobserwowano znaczące obniżenie względnej przepuszczalności skały dla wody, z małym wpływem na przepuszczalność dla węglowodorów. Zmiany przepuszczalności dla solanki testowanych próbek piaskowca zawierały się w przedziale od 65 do 90%, a dla gazu wynosiły około 50%.

#### CASE STUDIES OF WATER SHUT-OFF TREATMENTS IN OIL AND GAS PRODUCTION WELLS

##### Key words

Oil and gas production, Miocene of the Carpathian Foredeep, water saturation, relative rock permeability, water shut-off, relative permeability modification, polymers and microgels

##### Abstract

In this study some of the experimental results of water shut-off treatments in oil and gas production wells were presented. The effect of water saturation of Miocene rocks of the Carpathian Foredeep on the relative permeability to gas was analyzed. Also, wide review of the worldwide publications from the point of view of the results obtained in water shut-off treatments in oil and gas formation was presented. Based on experimental results efficiency of relative permeability modification of sandstone from Szydłowiec to brine and nitrogen by four selected chemicals polymers and microgels was evaluated.

Experimental results indicated that trend changes of permeability modification strongly depends on the fluid used in the RPM treatment. Moreover, efficiency of permeability modification to brine depends on flow rate of brine through the core – the lower brine flow rate the higher efficiency of the RPM treatment. RPM product number 1 caused significant loss of permeability to brine ca. 60% and slight permeability modification to gas ca. 18%. This permeability change to brine and gas was obtained by modification of formation wettability what affects well productivity. In the case of product number 2 which is based on microgels technology, also significant modification of selective permeability to brine was observed. Loss of permeability to brine was in the range of 65 to 90% while to gas ca. 50%.