

Wojciech Mazela, Wojciech Krasodomski, Michał Pajda

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Ocena wybranych inhibitorów osadów nieorganicznych zgodnie z procedurą NACE TM0374-2007

Wytrącanie się osadów nieorganicznych jest jednym z istotnych problemów występujących podczas wydobycia ropy naftowej. Niektóre rodzaje osadów mogą być usuwane chemicznie lub metodami mechanicznymi. Jednak najskuteczniejsza metoda, pozwalająca na wyeliminowanie problemu tworzenia się osadów, polega na stosowaniu w sposób ciągły odpowiednich inhibitorów. W pracy omówiono przyczyny tworzenia się osadów i ich rodzaje oraz metody oceny skuteczności działania inhibitorów osadów nieorganicznych. Szczegółowo przedstawiono metodę opisaną w procedurze NACE TM0374-2007, którą wykorzystano do oceny skuteczności działania 6 wybranych handlowych inhibitorów oraz 4 próbek produktów otrzymanych w wyniku przeprowadzonych syntez.

Słowa kluczowe: ropa naftowa, inhibitory osadów nieorganicznych.

Evaluation of selected scale inhibitors according to the NACE TM0374-2007 procedure

Precipitation of inorganic deposits is one of the major problems during crude oil production. Some types of deposits can be removed using chemical or mechanical methods. However, the most effective method which eliminates deposits formation, involves the use of appropriate inhibitors in a continuous manner. This paper discusses the reasons for deposits formation and their types, as well as methods of assessing the effectiveness of scale inhibitors. The paper describes in detail the NACE TM0374-2007 procedure, which was used to evaluate the effectiveness of 6 selected commercial inhibitors and 4 samples of the products obtained as a result of synthesis performed.

Key words: crude oil, scale inhibitors.

Wprowadzenie

Wykonanie odwiertu i rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej powoduje zakłócenie stanu równowagi złoża. Zmiany temperatury, ciśnienia, pH oraz mieszanie się płynów złożowych mogą prowadzić do wytrącania się różnych osadów. Odkładają się one w złożu, w strefie przyodwiertowej, w perforacjach, w rurach, na zakończeniach urządzeń wiertniczych oraz na ich powierzchni (np. na urządzeniach separujących oraz w rurociągach). Ze względu na budowę chemiczną osady te dzieli się na nieorganiczne, nazywane również kamieniem (ang. *scales*) oraz organiczne. Wśród tych drugich rozróżnia się parafiny (węglowodory nasycone), woski (wysokocząsteczkowe węglowodory nasycone, w tym naftenowe) oraz

asfalteny (wysokocząsteczkowe węglowodory aromatyczne, poliarymatyczne i heteroarymatyczne). W skład osadów organicznych mogą też wchodzić nafteniany, diamondoidy oraz hydraty gazowe.

W literaturze najczęściej wymieniane są następujące związki chemiczne tworzące osady nieorganiczne: węglany [Ca(II), Mg(II), Fe(II)], siarczany (VI) [Ca(II), Ba(II), Sr(II), Ra(II)], tlenki i wodorotlenki [Fe(II), Fe(III), Mg(II), Cu(II)], siarczki [Fe(II), Cu(II), Zn(II)] oraz krzemiany [Ca(II), Mg(II), Al(III), Na(I)] [3]. W przemyśle naftowym najbardziej powszechnym rodzajem osadów nieorganicznych są węglany i siarczany baru, strontu i wapnia, przy czym najczęściej spotykanym jest

węglan wapnia. Osady węglanowe tworzą się m.in. w strefie okołodwiertowej, na wgłębnym i napowierzchniowym wyposażeniu odwiertu oraz w rurach. Osady siarczanowe często powstają w tych samych miejscach, ale w innym czasie. Osady siarczanowe są rzadko spotykane na urządzeniach napowierzchniowych, mogą natomiast tworzyć się w macierzystej skale, perforacjach, rurach i przewodach łączeniowych.

Osady zawierające węglany i siarczany wapnia mogą być usuwane chemicznie przy użyciu kwasów. Pozostałe osady, np. zawierające siarczan baru, zwykle wymagają zastosowania metod mechanicznych, ponieważ w ich przypadku kwasy są nieskuteczne, a wszelkie inne metody chemiczne bardzo powolne i mało wydajne. Najbardziej skuteczna metoda

eliminacji osadów nieorganicznych polega na zapobieganiu ich tworzeniu się, co osiąga się przez stosowanie w sposób ciągły odpowiednich inhibitorów. Substancje te, oprócz inhibitorów korozji, parafin [5] i hydratów oraz demulgatorów [6, 7], stanowią podstawową grupę środków chemicznych stosowanych w przemyśle wydobywczym (ang. *production chemicals*).

W przypadku osadów nieorganicznych ważnym, choć często pomijanym, źródłem kamienia jest korozja. W wyniku korozji orurowania oraz innego sprzętu obsługującego odwiert powstają jony żelaza, co w dalszej kolejności prowadzi do tworzenia się węglanu żelaza, tlenków oraz siarczków i siarczanów żelaza.

Metody oceny skuteczności działania inhibitorów osadów nieorganicznych

Powszechnie stosowaną metodą oceny skuteczności działania inhibitorów kamienia jest statyczny test butelkowy (ang. *Static jar test*). Wykonywany jest on zgodnie z procedurą organizacji NACE (*NACE Standard Test Method, TM0374-2007. Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems)*). Procedura ta umożliwia względne i ilościowe pomiary zdolności inhibitora do zapobiegania wytrącaniu się siarczanu lub węglanu wapnia. Jest to metoda przesiewowa

pozwalająca na wstępną ocenę różnych inhibitorów kamienia i stanowi ona zwykle pierwszy test wykonywany w celu oceny kompatybilności inhibitora z wodami złożowymi.

Bardziej złożony układ wymagany jest do wykonania testu dynamicznego, tzw. *Dynamic Tube Block Test*, również opisanego w procedurze organizacji NACE (*NACE International Publication 31105*). Za pomocą tego testu może być symulowany wpływ powierzchni, temperatury, ciśnienia i warunków przepływu. Skuteczność działania inhibitorów można również oceniać metodą pomiaru impedancji [4].

Część doświadczalna

Do badań pozyskano inhibitory handlowe od trzech producentów, oznaczonych jako B, R i N, natomiast poszczególne produkty oznakowano cyframi arabskimi od 1 do 3. Łącznie

oceniono 6 produktów rynkowych oraz 4 substancje otrzymane w ramach pracy. Ocenę skuteczności działania inhibitorów wykonano zgodnie z procedurą NACE TM0374-2007.

Charakterystyka wybranych inhibitorów

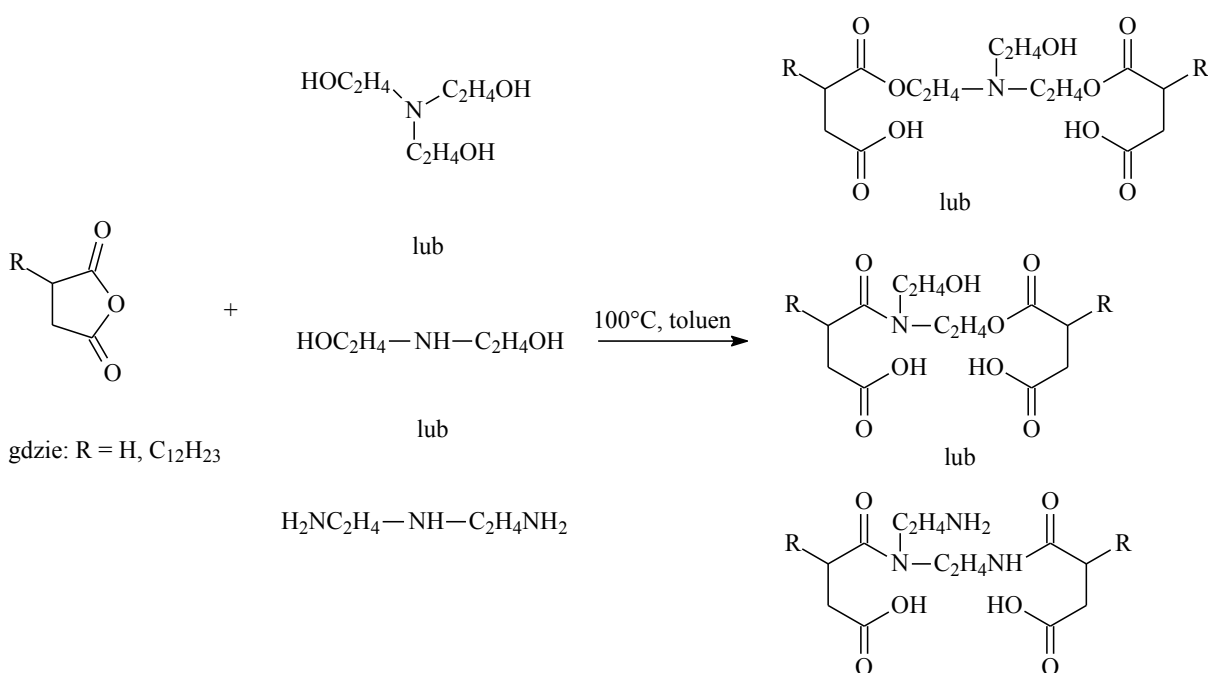
Właściwości fizykochemiczne oraz charakterystyczne cechy ocenianych inhibitorów handlowych przedstawiono w tablicy 1. Wszystkie produkty są rozpuszczalne w wodzie. Jednym z nich był inhibitor oparty na poliaspartanach (N1), będących syntetycznymi białkami otrzymywanymi z kwasu L-asparaginowego. Są to substancje nietoksyczne, przyjazne dla środowiska, biodegradowalne i nieulegające bioakumulacji. Mogą być również stosowane poza przemysłem wydobywczym, wszędzie tam, gdzie występują wody o znacznej koncentracji różnych soli. Produkt N1 wykazuje dodatkowo właściwości antykorozyjne i spełnia wysokie wymagania środowiskowe.

Opierając się na wykonanych dotychczas pracach [1, 2, 8], zaproponowano syntezy, których produkty mogą wykazywać

właściwości inhibitorów kamienia (rysunek 1). Otrzymuje się je w reakcji bezwodnika alkenylobursztynowego ze związkami zawierającymi wolne grupy: $-OH$ lub $-NH_2$. Produktami reakcji są odpowiednie semiamidy i semiestry kwasu alkenylobursztynowego. Związki te otrzymano w reakcji bezwodników kwasów karboksylowych z trietanolaminą, dietanolaminą oraz dietylenotriaminą. Syntezy prowadzono w temperaturze $110^\circ C$ w środowisku toluenu. Struktury otrzymanych związków potwierdzono przy pomocy spektroskopii FTIR. Do oceny wybrano 4 rozpuszczalne w wodzie substancje i przygotowano z ich udziałem roztwory o stężeniu 0,1%. Następnie postępowano analogicznie do przypadku oceny inhibitorów handlowych, z tym, że dla wstępnej weryfikacji badano tylko dozowanie inhibitora na poziomie 5 mg na 1l solanki.

Tablica 1. Charakterystyka ocenianych inhibitorów handlowych (według danych producenta)

Nazwa	Właściwości fizykochemiczne			Skład	Charakterystyka
	stan fizyczny, barwa	pH	gęstość względna		
B1	jasnobrązowa ciecz	7,5	–	polikarboksylany, karboksylazy, alifatyczny kwas aminowy, sól sodowa	inhibitor soli wapnia, baru, strontu i żelaza
B2	bezbarwna ciecz	1,2	–	hybrydowy polimer akrylowy	inhibitor węglanu wapnia
R1	żółto-żółta ciecz	7 do 10	1,09 do 1,14	D-glukopiranoza, oligomeryczna, C8-C10-alkiloglikozydy	produkt przeznaczony głównie do ochrony antykorozyjnej
R2	bursztynowa ciecz	< 2	1,04 do 1,08	kwas tetrakis-fosfonowy	inhibitor węglanu wapnia, siarczanu baru, zarówno w instalacjach węglnych, jak i napowierzchniowych
R3	bezbarwna ciecz	4 do 4,5	1,10 do 1,14	terpolimer kwasu maleinowego, etanoloamina	inhibitor siarczanu baru, szczególnie w warunkach niskiej temperatury i braku intensywnego przepływu; inhibituje również wytrącanie się węglanu wapnia
N1	bursztynowa ciecz	8 do 10	1,24 do 1,28	poliaspartany, wagowo średnia masa cząst. 3 000	wykazuje właściwości inhibitora kamienia oraz inhibitora korozji



Rys. 1. Schemat wykonanych syntez

Ocena skuteczności działania wybranych inhibitorów

Metoda badania opisana w NACE TM0374-2007 to statyczny test przesiewowy, pozwalający na ocenę inhibitorów pod kątem ich skuteczności zapobiegania wytrącaniu się siarczanu i węglanu wapnia z roztworu solanki o temperaturze 71°C. Metoda jest zalecana tylko dla wstępnej oceny różnych inhibitorów w warunkach laboratoryjnych. Nie pozwala na ocenę rzeczywistej skuteczności działania inhibitora w warunkach polowych, w przypadku których należy

uwzględnić wiele czynników, takich jak: kinetyka reakcji, prędkość przepływu płynów, ich skład, zmiany temperatury i ciśnienia czy obecność części stałych. W celu właściwej oceny inhibitora w warunkach laboratoryjnych, z wykorzystaniem opisywanej metody, testy wykonuje się przy różnym stężeniu inhibitora. Mimo to stężenie inhibitora wymagane w warunkach polowych może być różne od określonego wspomnianą metodą.

W badaniach zastosowano następujące roztwory soli:

- solanka A – 7,50 g NaCl oraz 8,38 g CaCl₂ w 1000 ml H₂O,
- solanka B – 7,50 g NaCl oraz 10,66 g Na₂SO₄ w 1000 ml H₂O,
- solanka C – 33,00 g NaCl, 3,68 g MgCl₂·6H₂O oraz 9,17 g CaCl₂ w 1000 ml H₂O,
- solanka D – 33,00 g NaCl oraz 7,36 g NaHCO₃ w 1000 ml H₂O.

W przypadku oceny skuteczności inhibitowania węglanu wapnia solanki C i D nasączono CO₂. W tym celu każdą z solanek nasycano, przepuszczając gaz przez 30 minut (szybkość przepływu 250 ml/min).

W tablicy 2 przedstawiono zestaw próbek, który przygotowywano w celu oceny skuteczności działania każdego z inhibitorów. Dla każdego roztworu badano po dwie próbki (np. oznaczenie II i II D).

Próbka „0” zawiera tylko solankę wapniową, a więc stężenie jonów wapnia jest w tym przypadku największe. Próbka „I” jest mieszaniną solanek bez inhibitora, z której podczas ogrzewania wytrąca się osad, co skutkuje mniejszym stężeniem jonów wapnia w roztworze. Wynik miareczkowania pokazuje najmniejsze ich stężenie. Wprowadzenie skutecznego inhibitora powoduje ograniczenie wytrącania się soli wapnia z solanki, stąd w przypadku, gdy inhibitor właściwie

spełnia swoją funkcję, obserwuje się zwiększenie stężenia jonów wapnia (próbki II–VI).

Oznaczenie zawartości wapnia wykonano zgodnie z metodą ASTM D 511-03, wykorzystującą miareczkowanie kompleksometryczne jonów wapnia roztworem EDTA, względem mureksydu lub kalcesu, przy pH wynoszącym 12÷13.

Zawartość wapnia w próbce obliczono według wzoru:

$$m \text{ Ca}^{2+} = (A \cdot B / D) \cdot 40 \cdot 100 \text{ [mg/l]}$$

gdzie:

A – ilość roztworu EDTA zużyta do miareczkowania,

B – miano roztworu EDTA,

D – objętość próbki zawierającej wapń.

Obliczenie skuteczności ochrony, wyrażonej w procentach, wykonano zgodnie z następującym wzorem:

$$\% \text{ ochrony} = (\text{Ca} - \text{Cb}) / (\text{Cc} - \text{Cb}) \cdot 100$$

gdzie:

Ca – stężenie jonów Ca²⁺ w badanej próbce, zawierającej inhibitor (próbki II–VI),

Cb – stężenie jonów Ca²⁺ w badanej próbce bez inhibitora (próbka I),

Cc – stężenie jonów Ca²⁺ w próbce „0”.

Tablica 2. Skład zestawu próbek do oznaczenia skuteczności działania inhibitora

Próbka	Stężenie inhibitora [mg/l]	Skład
0 i 0 D	–	50 ml solanki wapniowej (A lub C)
I i I D	–	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D)
II i II D	1	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D), 1 mg/l inhibitora
III i III D	3	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D), 3 mg/l inhibitora
IV i IV D	5	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D), 5 mg/l inhibitora
V i V D	10	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D), 10 mg/l inhibitora
VI i VI D	20	50 ml solanki (A lub C), 50 ml solanki (B lub D), 20 mg/l inhibitora

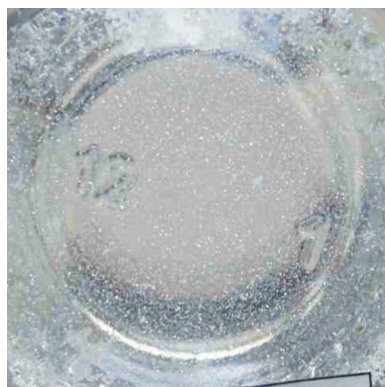
Wyniki oceny skuteczności działania wybranych inhibitorów

Jak przedstawiono na przykładowych zdjęciach dna butelki (rysunek 2), wykonanych dla inhibitora B2, testowanego pod względem skuteczności inhibitowania węglanu wapnia, wraz ze wzrostem stężenia inhibitora obserwuje się zmniejszenie ilości wytrącającego się osadu, a więc skuteczniej działa inhibitor. W tym przypadku od stężenia 10 mg/L zapewnia on pełną ochronę.

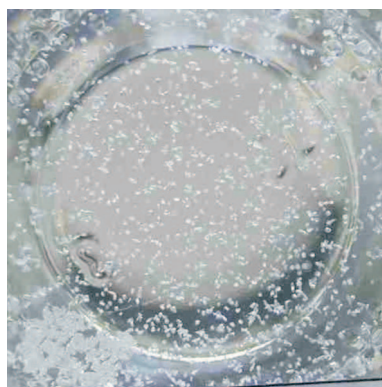
Zdjęcia przedstawione na rysunku 4 ilustrują osady węglanu wapnia obserwowane podczas testowania inhibitora R3. Nawet przy maksymalnym dozowaniu na poziomie 20 mg/l nie zapewnia on pełnej ochrony, a jedynie ogranicza ilość

wytrącającego się węglanu wapnia. Podobnie jak w innych przypadkach zaobserwowano, że obecność inhibitora wpływa na zmianę struktury wypadającego osadu, powodując, że staje się on grubokryształiczny.

W przypadku substancji otrzymanych w ramach przeprowadzonych syntez (rysunek 1), tylko dla próbki INiG-4 zaobserwowano istotny wzrost stężenia jonów wapnia w roztworze, co objawiło się również mniejszą ilością wytrąconego osadu (rysunek 5). Natomiast żadna z badanych próbek nie ograniczała wytrącania się węglanu wapnia. Mniejsza skuteczność wobec węglanu wapnia jest analogiczna



Próbka bez inhibitora



1 mg/l



3 mg/l



5 mg/l

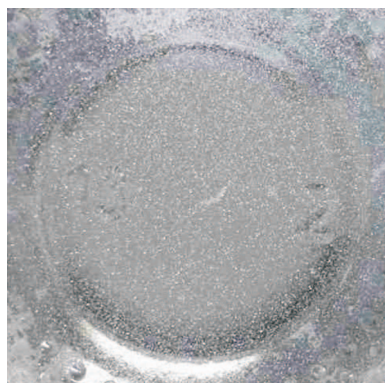


10 mg/l

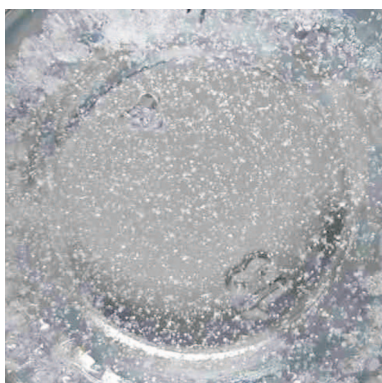


20 mg/l

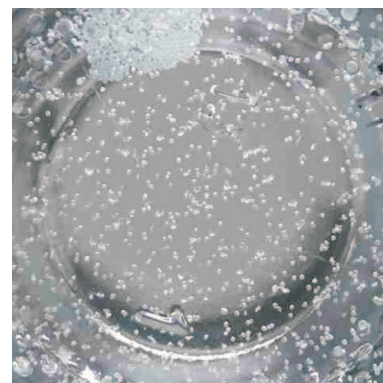
Rys. 2. Zdjęcia przedstawiające osady węglanu wapnia wytrącone na dnie butelki, w której wykonywano badanie, przy różnych stężeniach inhibitora B2



Próbka bez inhibitora



1 mg/l



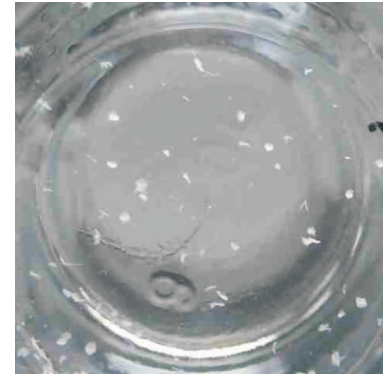
3 mg/l



5 mg/l

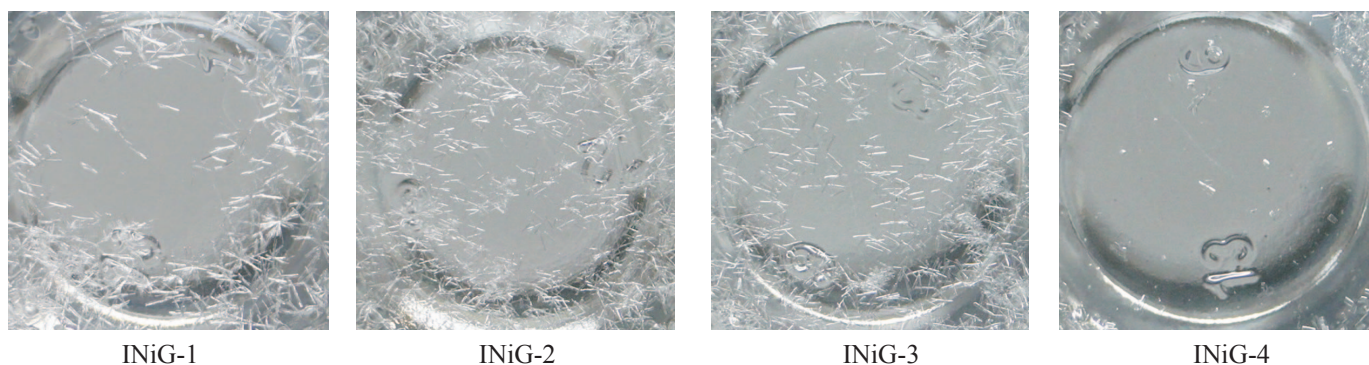


10 mg/l

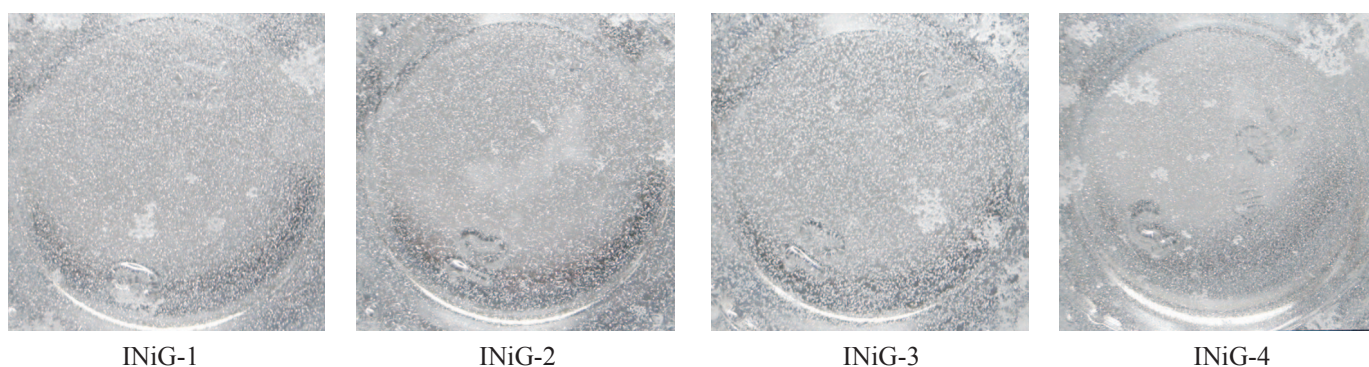


20 mg/l

Rys. 3. Zdjęcia przedstawiające osady węglanu wapnia na dnie butelki, w której wykonywano badanie w zależności od stężenia inhibitora R3



Rys. 4. Zdjęcia przedstawiające osad siarczanu wapnia na dnie butelki, w której wykonywano ocenę inhibitora. Stężenie 5 mg/l



Rys. 5. Zdjęcia przedstawiające osad węglanu wapnia na dnie butelki, w której wykonywano ocenę inhibitora. Stężenie 5 mg/l

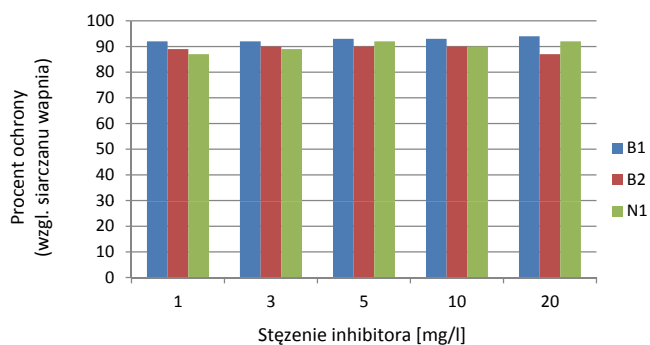
do wyników otrzymywanych również dla inhibitorów handlowych. Mimo to wydaje się, że istnieje pewien potencjał tej grupy związków jako inhibitorów kamienia. Większość produktów wykonanych dotychczas syntez nie rozpuszczała się w wodzie, co uniemożliwiło dokonanie ich oceny. W dalszej kolejności planowane są prace mające na celu modyfikację otrzymanych struktur oraz syntezę kolejnych związków z tej grupy.

Rysunki 6–8 przedstawiają wyrażoną w procentach skuteczność ochrony, jaką zapewniają badane inhibitory przed wytrącaniem się osadów siarczanu wapnia. W odniesieniu do produktów handlowych ich poziom ochrony prawie zawsze przekracza 90%, w przypadku inhibitorów B1 i R2 osiąga również wartość 100%. Dla produktu syntezy bezwodnika

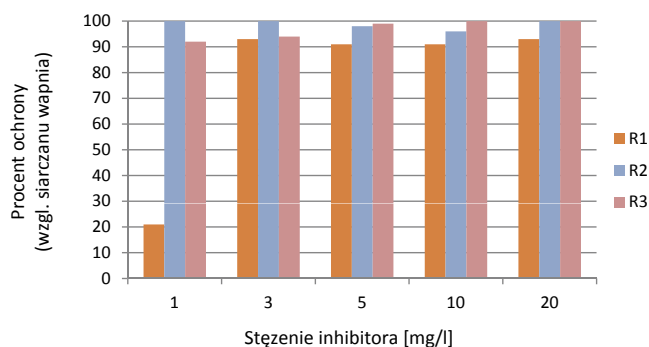
dodecylobursztynowego z dietanoloaminą (INiG-4) przy dozowaniu 5 mg/l zaobserwowano ochronę przed wytrącaniem się siarczanu wapnia na poziomie 40%.

Analogiczny wynik oceny skuteczności ochrony względem wytrącania się węglanu wapnia obrazują wykresy na rysunkach 9–11.

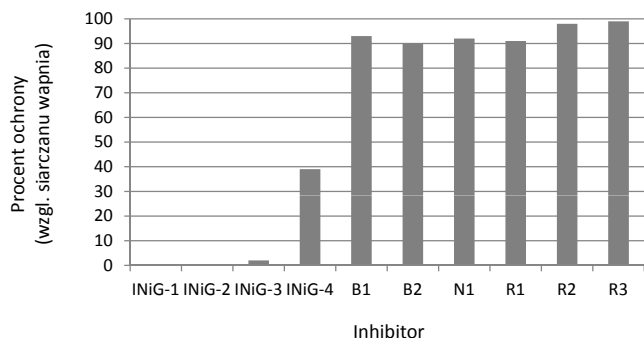
W tym przypadku zaobserwowano istotne różnice w działaniu badanych inhibitorów, zależne zarówno od rodzaju, jak i ilości dodanego inhibitora. Przy dozowaniu inhibitora na poziomie poniżej 10 mg/l najlepszy poziom ochrony zapewnia produkt N1. Pod względem budowy chemicznej produkt ten bazuje na poliaspartanach o wagowo średnim ciężarze cząsteczkowym 3000. Skuteczność inhibitora R1, nawet przy najwyższym stężeniu, nie przekracza 40%. Najbardziej



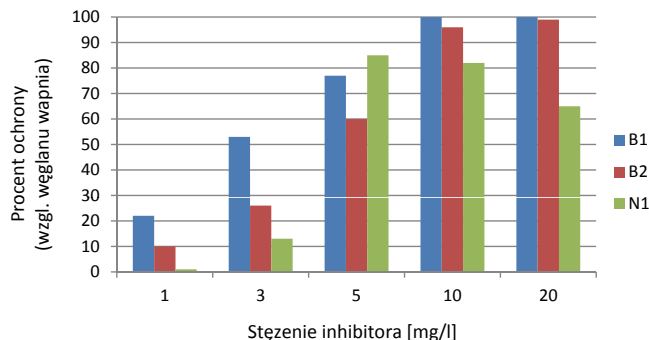
Rys. 6. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się siarczanu wapnia dla inhibitorów: B1, B2 i N1



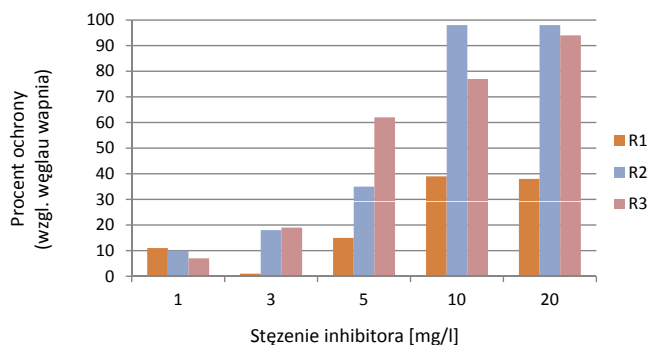
Rys. 7. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się siarczanu wapnia dla inhibitorów: R1, R2, R3



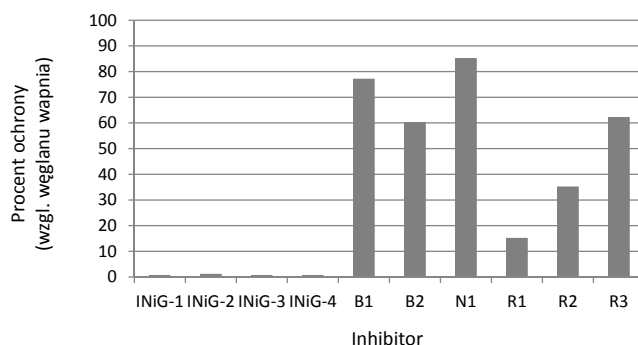
Rys. 8. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się siarczanu wapnia przy dozowaniu inhibitora w ilości 5 mg/l



Rys. 9. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się węglanu wapnia dla inhibitorów: B1, B2 i N1



Rys. 10. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się węglanu wapnia dla inhibitorów: R1, R2 i R3



Rys. 11. Skuteczność ochrony w odniesieniu do wytrącania się węglanu wapnia przy dozowaniu inhibitora w ilości 5 mg/l

efektywne okazały się inhibitory B1, B2 i R2, zapewniające ponad 95-procentowy poziom ochrony przy dozowaniu minimum 10 mg/l.

W porównaniu ze skutecznością ochrony przed wytrącaniem się siarczanu wapnia (rysunek 8), przy takim

samym poziomie dozowania, wszystkie oceniane inhibitory charakteryzują się mniejszą skutecznością inhibicji osadów węglanu wapnia (rysunek 11). W przypadku próbek handlowych największą skuteczność, podobnie jak wcześniej, zaobserwowano dla produktu N1.

Podsumowanie i wnioski

Korzystając z metodyki przedstawionej w procedurze NACE TM0374-2007, dokonano oceny skuteczności działania wybranych inhibitorów handlowych oraz substancji otrzymanych w INiG – PIB. Wykonane zgodnie z wymienioną procedurą badania pozwoliły na uzyskanie powtarzalnych wyników oceny. Stwierdzono, że w przypadku osadów siarczanu wapnia prawie wszystkie przebadane inhibitory handlowe charakteryzują się wysoką skutecznością działania już przy dozowaniu 1 mg/l soli, w większości przypadków całkowicie zapobiegając wytrącaniu się osadu z solanki. Mniej skuteczne natomiast okazały się badane inhibitory w przypadku osadów węglanu wapnia: analogiczny poziom ochrony zapewniają dopiero przy dozowaniu na poziomie 10 mg/l soli.

W ramach części syntetycznej pracy wykonano wstępne próby otrzymywania nowych inhibitorów kamienia w reakcji bezwodników kwasów karboksylowych z aminami. Wśród otrzymanych związków tylko 4 próbki rozpuściły się w wodzie, co pozwoliło na ich ocenę we wspomnianym powyżej teście. Dla produktu syntezy bezwodnika dodecyllobursztynowego z dietanoloaminą, przy dozowaniu 5 mg/l, zaobserwowano skuteczność ochrony przed wytrącaniem się siarczanu wapnia na poziomie 40%. Natomiast żadna z badanych próbek nie ograniczała skutecznie wytrącania się węglanu wapnia. Mimo to wydaje się, że istnieje pewien potencjał tej grupy związków jako inhibitorów kamienia i planuje się modyfikację otrzymanych produktów oraz kolejne syntezy nowych związków z tej grupy.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2015, nr 8, s. 596–603

Artykuł nadesłano do Redakcji 24.12.2014 r. Zatwierdzono do druku 23.03.2015 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Badania nad opracowaniem nowych inhibitorów kamienia dla przemysłu wydobywczego* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 55/TC/14, nr archiwalny: DK 4100-55/14.

Literatura

- [1] Ambasz K., Sikora K.: *Badania nad technologią otrzymywania inhibitora rdzewienia „Koriten 123” w oparciu o niejonowe pochodne alkilofenoli i bezwodnik alkenylobursztynowy*. Dokumentacja Instytutu Technologii Nafty, Kraków 1997, nr zlec. 3010/1997.
- [2] Ambasz K., Sikora K.: *Opracowanie technologii otrzymywania nowego inhibitora korozji „Koriten 128” – skala politechniczna. Etap II*. Dokumentacja Instytutu Technologii Nafty, Kraków 2000, nr zlec. 3303/2000.
- [3] Frenier W. W., Ziauddin M.: *Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment*. Society of Petroleum Engineers, Richardson 2008, no. 1, pp. 1–10.
- [4] Gabrielli C., Keddani M., Khalil A., Rosset R., Zidoune M.: *Study of calcium carbonate scales by electrochemical impedance spectroscopy*. *Electrochimica Acta* 1997, nr 42 (8), s. 1207–1218.
- [5] Gazdzik B., Pajda M.: *Wpływ środków powierzchniowo czynnych o działaniu dyspergującym na właściwości fizykochemiczne i funkcjonalne inhibitorów parafin do wysokoparafinowych rop naftowych*. *Nafta-Gaz* 2013, nr 4, s. 319–328.
- [6] Mazela W., Krasodomski W., Pajda M.: *Ocena efektywności rozdzielania emulsji woda–ropa naftowa za pomocą demulgatorów zawierających dendrymery*. *Nafta-Gaz* 2012, nr 10, s. 674–683.
- [7] Pajda M., Mazela W., Krasodomski W.: *Rozdział emulsji woda–ropa naftowa za pomocą czynników fizycznych*. *Nafta-Gaz* 2013, nr 12, s. 923–928.
- [8] Stanik W., Zak G., Sikora K.: *Badania rozwojowe nad modyfikacją technologii wytwarzania stabilizatora Koriten 100 z zastosowaniem nowych surowców*. Dokumentacja Instytutu Technologii Nafty, Kraków 2007, nr zlec. 4128/2007.



Dr inż. Wojciech MAZELA
Adiunkt w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: wojciech.mazela@inig.pl



Dr Wojciech KRASODOMSKI
Adiunkt w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: wojciech.krasodomski@inig.pl



Dr inż. Michał PAJDA
Adiunkt w Zakładzie Dodatków i Nowych Technologii Chemicznych.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25A
31-503 Kraków
E-mail: michal.pajda@inig.pl