

Badania przyczepności stwardniałych zacinów cementowych do formacji skalnej po zastosowaniu różnych rodzajów płuczek wiertniczych i cieczy przemywających

Tests of hardened cement slurries adhesion to rock formation after the use of various types of drilling muds and washer fluids

Krzysztof Łyczko¹, Tomasz Wójtowicz², Marcin Rzepka³, Bartłomiej Jasiński³

¹*Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG w Warszawie, Orlen S.A.*

²*Exalo Drilling S.A., Grupa Orlen*

³*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

STRESZCZENIE: W artykule omówiono zagadnienia dotyczące przyczepności stwardniałych zacinów cementowych do pobranych z piaskowca rdzeni skalnych, na których wytwarzany był osad z różnych rodzajów płuczek wiertniczych. Rdzenie z wytworzonym osadem przemywano następnie cieczą przemywającą oraz buforem. Przemyte próbki zalewano zacinem cementowym, pozostawiając je do związania na okres 2 i 7 dni. W trakcie badań wykorzystywano specjalne stanowisko przeznaczone do wytwarzania osadów i przemywania próbek skalnych. Następnie za pomocą maszyny wytrzymałościowej wyznaczano wartość przyczepności zacinu cementowego do skały. W badaniach laboratoryjnych stosowano płuczkę z PHPA (polimerowo-potasową) oraz płuczkę glikolową. Używano odpowiednio dobranych cieczy przemywających oraz buforu. W badaniach wykorzystywano cztery rodzaje zacinów cementowych. Były to zaciny zawierające nanokomponenty (nano-SiO₂ oraz nano-Al₂O₃), zacin z dodatkiem lateksu oraz zacin konwencjonalny bez specjalnych dodatków. Spośród przebadanych cieczy przemywających najlepsze połączenie na kontakcie stwardniały zacin cementowy–skała piaskowcowa uzyskano po zastosowaniu wodnego roztworu niejonowego surfaktantu z grupy etoksylogowanych alkoholi tłuszczowych. Komponenty zacinów cementowych w postaci nanododatków i lateksu powodują polepszenie parametrów technologicznych zacinu cementowego (w tym zwiększenie przyczepności do skały). Nanotlenek glinu i krzemu oraz lateks redukuje również m.in. odstęp wody, czyli tzw. wolną wodę, z zacinów oraz obniżają filtrację, co ma szczególne znaczenie w przypadku cementowania otworów kierunkowych. Zdecydowana większość badanych próbek cechowała się bardzo wysoką przyczepnością kamienia cementowego do skały. Można to tłumaczyć prawidłowym dobraniem cieczy przemywającej i cieczy buforowej do konkretnego rodzaju płuczki, a następnie użyciem odpowiedniego zacinu cementowego. Opracowane w ostatnich latach w INiG – PIB ciecze przemywające oraz zaciny cementowe mogą być wykorzystane w krajowym przemyśle wiertniczym, co powinno przyczynić się do poprawy jakości wiązania zacinu cementowego z rurą okładzinową i formacją skalną.

Słowa kluczowe: nanocement, zacin cementowy, kamień cementowy, przyczepność na kontakcie cement–skała.

ABSTRACT: This article presents the results of research on the force of adhesion between the hardened cement slurries and the rock cores, on which filter cake from various types of drilling muds was created. Sandstone cores with the filter cake were washed with washer fluids and spacer fluid. The washed samples were poured over with cement slurry, leaving them to set for 2 and 7 days. A test rig designed to produce filter cake and wash rock samples was used to perform the tests. Then the value of adhesion of the hardened cement slurry to the rock was determined using a testing machine. The laboratory tests used a polymer-potassium drilling mud (with PHPA) and a glycol drilling mud, as well as appropriately selected washing fluids and buffer. Four types of cement slurries were also used: slurries containing nanocomponents (nano-SiO₂ and nano-Al₂O₃), slurry with latex, and conventional slurry without special additives. Of the washing fluids tested, the best bonding at the contact between hardened cement slurry and sandstone rock was obtained after using an aqueous solution of a non-ionic surfactant from the group of ethoxylated fatty alcohols. Cement slurry components in the form of nano-additives and latex result in improved technological parameters of cement slurry (including increased adhesion to rock). Aluminum and silicon nanoxide and latex also reduce, among other things, free water in slurry and filtration, which is particularly important in the cementing of directional boreholes. The vast majority of the samples tested were characterized by very high adhesion of

Autor do korespondencji: M. Rzepka, e-mail: marcin.rzepka@inig.pl

Artykuł nadesłano do Redakcji: 13.05.2024 r. Zatwierdzono do druku: 29.07.2024 r.

the cement stone to the rock. This can be explained by the correct selection of the washer fluid and spacer fluid for a particular type of mud and then the use of a suitable cement slurry. Washer fluids and cement slurries developed at INiG – PIB can be used in the domestic drilling industry, which should help improve the quality of cement slurry bonding with the casing and rock formation.

Key words: nanocement, cement slurry, cement stone, cement-formation bonding.

Wprowadzenie

Jednym z najważniejszych wymogów stawianych przed zabiegiem cementowania kolumn rur okładzinowych jest to, aby stwardniały zaczyn cementowy tworzył maksymalnie szczelne i trwałe połączenie między rurami a skałą. Kluczowe znaczenie przy ocenie stanu zacementowania przestrzeni pierścieniowej otworu wiertniczego odgrywa przyczepność kamienia cementowego do formacji skalnej. Z literatury oraz na podstawie badań prowadzonych w latach wcześniejszych w INiG – PIB wiadomo, że wartość przyczepności do skały zależy będzie od rodzaju zastosowanego zaczynu cementowego, rodzaju płuczki wiertniczej i cieczy przemywającej, rodzaju formacji skalnej oraz stopnia oczyszczenia ściany otworu z pozostałości płuczki wiertniczej.

Analizując literaturę światową, nie natrafiono na zbyt wiele publikacji poświęconych interakcji zaczynu cementowego ze skałą. Związek pomiędzy obecnością osadu filtracyjnego z płuczki wiertniczej (który powstaje na ścianie otworu i na rurze okładzinowej) a wskaźnikiem mówiącym o jakości zacementowania rur okładzinowych omawiał m.in. Al-Awad (1997). Autor ten w swych badaniach wykorzystywał konwencjonalne zaczyny cementowe (bez udziału specjalnych dodatków). W innych dostępnych publikacjach prezentowane są m.in. badania nad stanem wiązania zaczynu cementowego z utworami skalnymi w obecności płuczki wiertniczej dla próbek otrzymanych z łupków i piaskowców (Ladva et al., 2005). W idealnych warunkach (tj. w przypadku braku kontaktu skały z płuczką wiertniczą) przyczepność kamienia cementowego do piaskowca była wielokrotnie wyższa niż w przypadku skały, na której wytworzony był osad filtracyjny. Autorzy zaobserwowali również, że lepsze wiązanie (tj. większe siły przyczepności) uzyskano w przypadku skał, na których wytworzony był osad filtracyjny powstały z płuczek wiertniczych na bazie wody (wyraźnie niższe przyczepności odnotowano dla próbek skalnych, na których wytworzony był osad z płuczek olejowych). W innej publikacji (Radonjic i Oyibo, 2014) autorzy przedstawili w symulowanych warunkach otworu wiertniczego interakcję zaczynu cementowego ze skałami takimi jak piaskowiec i łupek. Badania wykazały negatywny wpływ osadu powstałego z płuczki wiertniczej na wartość siły wiązania stwardniałego zaczynu cementowego do formacji skalnej (czyli tzw. przyczepność do skały). Na podstawie przeprowadzonych testów można było również zaobserwować, że

wartość przyczepności stwardniałego zaczynu cementowego do skał jest wyższa dla piaskowców w porównaniu z tą, jaką stwierdzono w przypadku łupków.

Mechanizmy zapobiegania hydratacji skał ilastych w stosowanych płuczках wiertniczych

Z uwagi na to, że w większości rejonów, w których prowadzi się obecnie prace poszukiwawcze, występują skały ilasto-łupkowe, do wierceń stosuje się płuczki wiertnicze posiadające mechanizmy przeciwdziałające hydratacji tego rodzaju skał. Odpowiedni stopień inhibicji hydratacji można osiągnąć poprzez użycie w składzie płuczki wiertniczej odpowiednich środków chemicznych, które można podzielić na inhibitory jonowe oraz inhibitory polimerowe.

Do najczęściej stosowanych jonowych inhibitorów hydratacji skał ilastych należą związki chemiczne będące źródłem jonów potasu (najczęściej chlorek potasu), które wchodzą w reakcję z minerałami ilastymi, blokują możliwość wnikania cząsteczek wody w przestrzenie międzypakietowe i zapobiegają tym samym ich pęcznieniu. Do polimerowych inhibitorów hydratacji zalicza się między innymi częściowo hydrolizowany poliakryloamid (ang. *partially hydrolyzed polyacrylamide*, PHPA). Ten środek polimerowy zdyspergowany w płuczce wiertniczej tworzy na powierzchni zwiercanych skał i zwiercin bardzo cienką warstwę, która zapobiega wnikaniu filtratu, a co za tym idzie – przeciwdziała pęcznieniu skał.

Kolejną powszechnie stosowaną grupą środków zapobiegających hydratacji są poliglikole, czyli polimery o stosunkowo niskim stopniu polimeryzacji. Najskuteczniejsze w inhibicji hydratacji skał ilastych są poliglikole o masie cząsteczkowej nieprzekraczającej 2000 (Uliasz i Chudoba, 2000; Uliasz et al., 2006; Uliasz i Herman, 2007). Mechanizm działania poliglikoli polega na ich wnikaniu do międzypakietowych przestrzeni minerałów ilastych, aby oddziaływać z nimi za pomocą zewnętrznych grup hydroksylowych. Z powodu silniejszego powinowactwa ioniów do glikolu niż do wody jest ona wypierana, a na powierzchni skały tworzy się szczelna, zabezpieczająca warstwa polimerowa. Ważną cechą poliglikoli, ze względu na własności inhibicyjne, jest również inwersja rozpuszczalności w wodzie wraz ze wzrostem temperatury. Zjawisko polega na tym, że w miarę ogrzewania mieszaniny wody z poliglikolem ulega on wytrącaniu z cieczy w postaci

mikrokropelek. Temperatura, w której zachodzi to zjawisko, nazywana jest temperaturą mętnienia i jest ona uzależniona od rodzaju i stężenia środka (McMurry, 2010; Uliasz, 2012, 2013; Błaż, 2013; Zima et al., 2017).

Grupą środków, która również znalazła zastosowanie w technologii płuczkowej, są kationowe inhibitory polimerowe, a więc polimery zawierające grupy aminowe. W zależności od długości łańcucha polimeru występują różne mechanizmy ich oddziaływania na skałę ilastą. W przypadku krótkich łańcuchów mogą one wnikać do przestrzeni międzypakietowych i przyczepiać się do ujemnie naładowanych cząstek, podobnie jak ma to miejsce w przypadku elektrolitów nieorganicznych (Uliasz, 2000, 2010, 2011; Patel et al., 2001; Lv et al., 2014; Xie et al., 2017; Uliasz et al., 2018). Z kolei długołańcuchowa struktura polimerów uniemożliwia wnikanie do przestrzeni międzypakietowych, co powoduje ich osadzanie się na zewnętrznych powierzchniach minerałów ilastych i powstanie polimerowego filmu zapobiegającego wnikaniu wody bądź filtratu w głąb skały (Uliasz, 2000).

Badania prowadzone dotychczas w INiG – PIB wykazują, że środki zapobiegające hydratacji efektywnie przeciwdziałają dyspersji minerałów ilastych, jednak obecność powłok polimerowych zabezpieczających skałę staje się przyczyną niższej przyczepności stwardniałych zaczynów cementowych, a co za tym idzie – niższej jakości zacementowania. Z tego powodu konieczne jest opracowanie cieczy przemywających skutecznie oczyszczających ścianę otworu z płuczki przed zabiegiem cementowania.

Badania laboratoryjne

Badania laboratoryjne, których wyniki przedstawiono w niniejszym artykule, były wykonywane w Zakładzie Technologii Wiercenia INiG – PIB.

Badania płuczek wiertniczych przeprowadzono w Laboratorium Płuczek Wiertniczych zgodnie z normami: PN-EN ISO 10414-1 *Przemysł naftowy i gazowniczy – Badania polowe płynów wiertniczych – Część 1: Płyny na bazie wody* i PN-EN ISO 10416. *Przemysł naftowy i gazowniczy – Płyny wiertnicze – Badania laboratoryjne*.

Badania cieczy buforowych oraz zaczynów cementowych przeprowadzono w Laboratorium Zaczynów Uszczelniających zgodnie z normami: PN-EN ISO 10426-1 *Przemysł naftowy i gazowniczy – Cementy i materiały do cementowania otworów – Część 1: Specyfikacja* oraz PN-EN ISO 10426-2 *Przemysł naftowy i gazowniczy – Cementy i materiały do cementowania otworów – Część 2: Badania cementów wiertniczych*.

Badania laboratoryjne prowadzono dla różnych receptur płynów wiertniczych, wykorzystując stanowiska badawcze,



Rysunek 1. Rdzenie piaskowcowe po przemyciu cieczą przemywającą

Figure 1. Sandstone cores after washing with washer fluid



Rysunek 2. Rdzenie piaskowcowe zalane zaczynem cementowym

Figure 2. Sandstone cores poured over with cement slurry

na których realizowano proces wytwarzania osadu i przemywania rdzeni. Rdzenie umieszczone w stelażu były mieszane w odpowiednich cieczach przy założonych prędkościach obrotowych. Mieszanie w płuczce odbywało się przez 60 minut (przy prędkości 250 obr/min). Następnie rdzenie przemywano cieczą przemywającą przez 2 minuty (przy prędkości 150 obr/min) – rysunek 1. Na koniec rdzenie przemywano w cieczy buforowej przez 15 minut (przy prędkości 150 obr/min). Po zakończeniu procesu przemywania rdzenie zalewano

zaczynem cementowym – rysunek 2. Przygotowano odpowiednią liczbę rdzeni, tak aby dla każdej próbki wykonać trzy niezależne pomiary wartości przyczepności (a następnie wyznaczano dla danej serii średnią arytmetyczną z uzyskanych wyników).

Płuczki wiertnicze zastosowane w badaniach laboratoryjnych

W trakcie badań osad na rdzeniach wytwarzano z płuczek otworowych pobranych z otworu **O-M** (płuczka polimerowo-potasowa, oznaczana dalej jako **płuczka nr 1**) oraz otworu **O-N** (płuczka glikolowa, oznaczana dalej jako **płuczka nr 2**). Parametry płuczek zestawiono w tabelach 1 i 2.

Zaczyny cementowe zastosowane w badaniach laboratoryjnych

Od ponad dekady w publikacjach naukowych omawiane są możliwości wykorzystania różnego rodzaju nanomateriałów w przemyśle naftowym i wydobywczym (Patil i Deshpande, 2012; Santra et al., 2012; Hadi i Ameer, 2017). Przykładowo zastosowanie w składzie zaczynu cementowego nanokrzemionki nano-SiO₂ czy nanoglinu nano-Al₂O₃ było ważnym elementem w rozwoju technologicznym przemysłu wiertniczego (De La Roij et al., 2012; Dębińska, 2015, 2016; Dębińska i Rzepka, 2016). Nanocząsteczki (zarówno nano-SiO₂, jak i nano-Al₂O₃) wypełniają bowiem puste przestrzenie pomiędzy

ziarnami cementu, co w efekcie powoduje zamykanie kanałów porowych, uniemożliwiając tym samym przepływ medium przez matrycę cementową (Li et al., 2004; Zhenhua et al., 2005; Nazari i Riahi, 2011). Ponadto dobrze zdyspergowane nanocząsteczki przyczyniają się do przyspieszenia hydratacji zaczynu cementowego i sprzyjają tworzeniu się jednorodnych skupisk fazy C-S-H budujących matrycę cementową. Dodatkowo nanocząsteczki uczestniczą w reakcjach pucolanowych podczas procesu wiązania zaczynu cementowego, co powoduje zużywanie się w twardniejącym cemencie nietrwałego chemicznie portlandytu Ca(OH)₂ i tworzenie się dodatkowego żelu fazy C-S-H, który „buduje” szkielet matrycy cementowej (Nazari i Riahi, 2011).

Badania potwierdziły również, że nanocząsteczki poprawiają strukturę kontaktu na styku ziaren cementowych z formacją skalną (Rzepka i Kędziński, 2022).

Inną grupą zaczynów powszechnie stosowanych w pracach wiertniczych w ostatnich latach są zaczyny cementowo-lateksowe. Lateks w zaczynie tworzy nieprzepuszczalną barierę, która zapobiega migracji gazu do wiążącego zaczynu cementowego w okresie hydratacji (tj. gdy zaczyn przechodzi z fazy ciekłej, poprzez fazę żelową, w fazę stałą). Dodatek lateksu, poza kontrolą migracji gazu, poprawia również stan związania cementu z rurą okładzinową i formacją skalną oraz tworzy cienki nisko przepuszczalny osad filtracyjny zmniejszający utratę płynu z zaczynu cementowego (Nelson, 2006).

Wytypowane do badań laboratoryjnych zaczyny oznaczono symbolami A, B, C oraz D i badano w 35°C. Zaczyn cementowy A posiadał w składzie dodatek nano-Al₂O₃, zaczyn B – dodatek nano-SiO₂, a zaczyn D – dodatek lateksu

Tabela 1. Parametry płuczki pobranej z otworu O-M

Table 1. Parameters of the mud taken from the O-M well

Płuczka nr 1, pobrana z otworu O-M przed cementowaniem rur 9 5/8" z głębokości 250 m						
Gęstość [g/cm ³]	1,21	Temperatura, T [°C]	20	30	40	50
pH	9,7	Lepkość plastyczna [mPa·s]	24	21	17	13
Filtracja API [cm ³]	4,6	Lepkość pozorna [mPa·s]	37	31,5	26	20
Faza stała [%]	14	Granica płynięcia [Pa]	12,4	10,1	8,6	6,7
Zawartość PHPA [%]	0,24	Wytrzymałość strukturalna I/II [Pa]	3,4/4,5	3,1/3,8	2,3/3,1	1,4/2,4

Tabela 2. Parametry płuczki pobranej z otworu O-N

Table 2. Parameters of the mud taken from the O-N well

Płuczka nr 2, pobrana z otworu O-N przed cementowaniem rur 9 5/8" z głębokości 401 m						
Gęstość [g/cm ³]	1,18	Temperatura, T [°C]	20	30	40	50
pH	9,2	Lepkość plastyczna [mPa·s]	27	22	18	17
Filtracja API [cm ³]	3,4	Lepkość pozorna [mPa·s]	38,5	31,5	26	24,5
Faza stała [%]	10	Granica płynięcia [Pa]	11,0	9,1	7,7	7,2
Zawartość PHPA [%]	1,9	Wytrzymałość strukturalna I/II [Pa]	2,0/2,3	1,9/2,0	1,8/1,5	1,1/1,4

Tabela 3. Parametry zacinów cementowych o symbolach A, B, C oraz D
Table 3. Parameters of cement slurries marked with symbols A, B, C and D

Symbol zacinu cementowego / parametry technologiczne	Zaczyn A (z nano-SiO ₂)	Zaczyn B (z nano-Al ₂ O ₃)	Zaczyn C (konwencjonalny – bez specjalnych dodatków)	Zaczyn D (z lateksem)
Gęstość zacinu [g/cm ³]	1,830	1,830	1,825	1,810
Odstój wody z zacinu mierzony pod kątem 90° [%]	0,0	0,0	0,2	0,0
Filtracja [cm ³ /30 minut]	96	92	190	40
Lepkość plastyczna zacinu [mPa·s]	112,0	119,0	103,5	82,5
Czas uzyskania przez zacin konsystencji 30 Bc [godziny:minuty]	3:46	3:49	3:52	3:04
Czas uzyskania przez zacin konsystencji 100 Bc [godziny:minuty]	4:15	4:06	4:20	3:39

wiertniczego. W celach porównawczych w badaniach użyto również zacinu C, tzw. konwencjonalnego – bez specjalnych dodatków. Do wody zarobowej, na której sporządzano testowane zacyny, dodawano KCl. Następnie wprowadzano dodatki odpieniające i upłynniające. Wprowadzano również środki wywołujące dodatnie zmiany objętościowe oraz mielony cement portlandzki (mikrocement). Receptury wykonywano na bazie cementu CEM I 42,5.

W tabeli 3 zestawiono badane receptury A, B, C oraz D i podano ich podstawowe parametry technologiczne (gęstość, odstój wody, lepkość plastyczną, czasy gęstnienia, tj. czasy uzyskania konsystencji 30 Bc i 100 Bc).

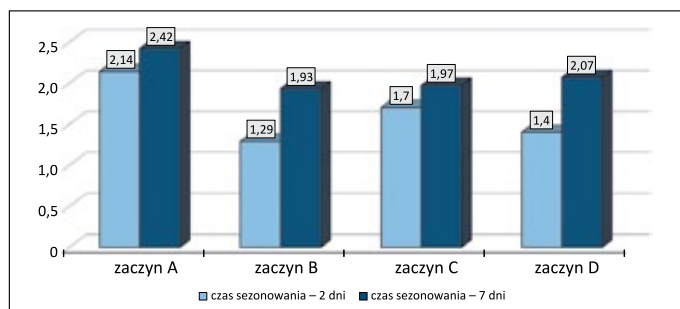
Po wytworzeniu osadu z płuczki wiertniczej nr 1, zawierającej PHPA, i przemywaniu rdzeni ciecżą przemywającą nr 1 (woda, TN, KCl w odpowiednich ilościach), a następnie buforem (woda, KCl, cement w odpowiednich ilościach), najwyższe wartości przyczepności kamienia cementowego do skały uzyskano dla zacinu A (zawierającego nanokrzemionkę). Zarówno po 2, jak i po 7 dniach przyczepność kamienia cementowego do skały wyraźnie przekraczała 2 MPa. Pozostałe rodzaje zacinów cementowych – B, C oraz D – posiadały o kilkadziesiąt procent niższą przyczepność do piaskowca (rysunek 3).

Wyniki badań

przyczepności zacinu cementowego do rdzeni skalnych

Test I

Rdzenie piaskowcowe namoczone w 3-proc. solance KCl
 Płuczka wiertnicza nr 1 z PHPA
 Ciecz przemywająca nr 1: woda, TN, KCl
 Bufor: woda, KCl, cement

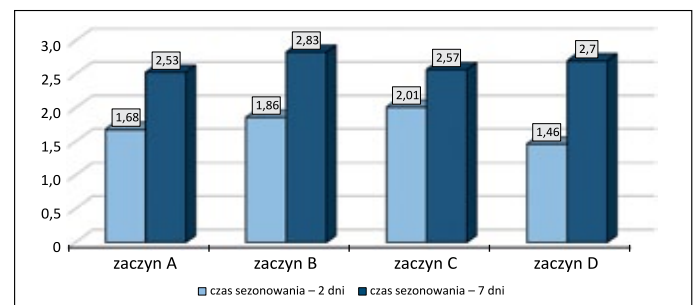


Rysunek 3. Wyniki badań przyczepności kamienia cementowego do skały (płuczka nr 1, ciecżą przemywającą 1)

Figure 3. Test results of adhesion of cement stone to rock (drilling mud 1, washer fluid 1)

Test II

Rdzenie piaskowcowe namoczone w 3-proc. solance KCl
 Płuczka wiertnicza nr 2 z glikolem
 Ciecz przemywająca nr 1: woda, TN, KCl
 Bufor: woda, KCl, cement



Rysunek 4. Wyniki badań przyczepności kamienia cementowego do skały (płuczka nr 2, ciecżą przemywającą 1)

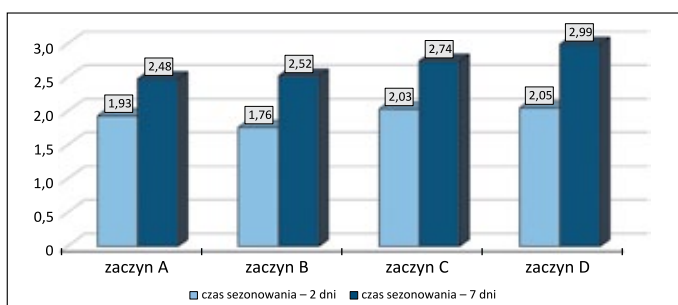
Figure 4. Test results of adhesion of cement stone to rock (drilling mud 2, washer fluid 1)

Osad na rdzeniach powstały z płuczki wiertniczej nr 2, zawierającej glikol, przemywano ciecżą przemywającą nr 1 (woda, TN, KCl w odpowiednich ilościach), a następnie buforem (woda, KCl, cement w odpowiednich ilościach). Najwyższe wartości przyczepności kamienia cementowego

do skały uzyskano dla zaczynu B (zawierającego nanotlenek glinu). Po 7 dniach przyczepność kamienia cementowego do skały zbliżyła się do wartości 3 MPa (co można określić jako wartość bardzo wysoką). Pozostałe rodzaje zaczynów cementowych – A, C oraz D – posiadały ogólnie nieco niższe wartości przyczepności (rysunek 4).

Test III

Rdzenie piaskowcowe namoczone w 3-proc. solance KCl
Płuczka wiertnicza nr 1 z PHPA
Ciecz przemywająca nr 2: woda, R-NL
Bufor: woda, KCl, cement



Rysunek 5. Wyniki badań przyczepności kamienia cementowego do skały (płuczka nr 1, ciecz przemywająca 2)

Figure 5. Test results of adhesion of cement stone to rock (drilling mud 1, washer fluid 2)

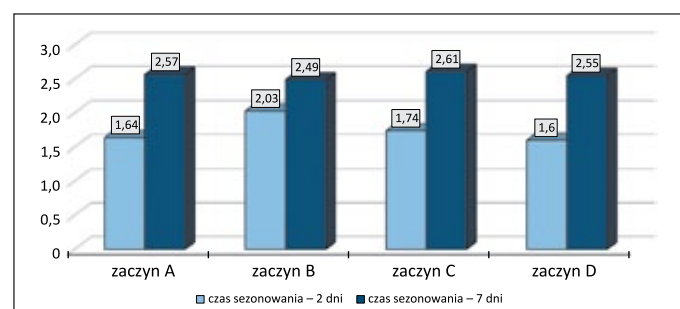
Po zastosowaniu płuczki wiertniczej nr 1 (zawierającej PHPA) i wytworzeniu osadu wykonano przemywanie w cieczy przemywającej nr 2 (zawierającej wodę i R-NL w odpowiedniej ilości) oraz buforze (woda, KCl, cement w odpowiedniej ilości) oraz zalano próbki do badań przyczepności. W tym przypadku najwyższe wartości przyczepności kamienia cementowego do skały odnotowano dla zaczynu D, zawierającego lateks wiertniczy. Należy jednak podkreślić, że w przypadku wszystkich receptur uzyskano bardzo wysokie wartości przyczepności (przewyższające wartość 2,5 MPa po 7 dniach) – rysunek 5.

Test IV

Rdzenie piaskowcowe namoczone w 3-proc. solance KCl
Płuczka wiertnicza nr 2 z glikolem
Ciecz przemywająca nr 2: woda, R-NL
Bufor: woda, KCl, cement

Osad na rdzeniach powstały z płuczki wiertniczej nr 2 zawierającej glikol przemywano cieczą przemywającą nr 2 (zawierającą wodę i R-NL w odpowiedniej ilości), a następnie buforem (woda, KCl, cement w odpowiedniej ilości). Ogólnie wartości przyczepności dla wszystkich badanych próbek były bardzo wysokie (w przypadku próbki z nanotlenkiem glinu już po 2 dniach przyczepność do skały przekraczała 2 MPa).

Po 7 dniach dla każdego z testowanych zaczynów cementowych uzyskano wartość przyczepności 2,5 MPa lub wyższą (rysunek 6).



Rysunek 6. Wyniki badań przyczepności kamienia cementowego do skały (płuczka nr 2, ciecz przemywająca 2)

Figure 6. Test results of adhesion of cement stone to rock (drilling mud 2, washer fluid 2)

Podsumowanie

W artykule przedstawiono działanie cieczy przemywających opracowanych do zastosowania w otworach wierconych przy użyciu płuczek o różnych mechanizmach inhibicji hydratacji skał ilasto-lupkowych oraz opracowanie zaczynów cementowych przeznaczonych do uszczelniania piaskowcowych formacji skalnych występujących w przewiercanym profilu litologicznym otworu wiertniczego.

Podczas wstępnych badań nad opracowywaniem składów cieczy przemywających użyto wariantów płuczki wiertniczej bazujących na różnych mechanizmach inhibicji hydratacji skał ilastych. Jako cieczy przemywające zastosowano wodne roztwory jonowych oraz niejonowych surfaktantów, takich jak:

- R-NL – niejonowy surfaktant z grupy etoksylogowanych alkoholi tłuszczowych, bazujący na alkoholu syntetycznym C9-C11;
- R-N – niejonowe środki powierzchniowo czynne, należące do grupy etoksylogowanych nonylofenoli;
- R-L – alkilosiarczan należący do grupy surfaktantów anionowych, stosowany jako składnik ciekłych i proszkowych środków myjących, czyszczących, piorących i wyrobów kosmetycznych;
- R-SR – niejonowy środek powierzchniowo czynny, etoksylogowana amina tłuszczowa (PCC Exol);
- M oraz TN – środki wykorzystywane obecnie w przemyśle wiertniczym.

W końcowym etapie badań zastosowano cieczy oparte na środkach R-NL oraz TN, które charakteryzowały się najbardziej efektywnym działaniem.

W badaniach laboratoryjnych użyto czterech rodzajów zaczynów cementowych. Były to zaczyny zawierające

nanokomponenty (nano-SiO₂ oraz nano-Al₂O₃), zaczyn z dodatkiem lateksu oraz zaczyn tzw. porównawczy, bez specjalnych dodatków.

Analiza wyników badań laboratoryjnych realizowanych w ramach niniejszej pracy pozwala przedstawić następujące wnioski:

1. Spośród przebadanych wstępnie cieczy przemylających najlepsze połączenie na kontakcie stwardniały zaczyn cementowy – skała uzyskano po zastosowaniu 5-proc. wodnego roztworu środka R-NL, czyli niejonowego surfaktantu z grupy etoksylovaných alkoholi tłuszczowych, oraz środka TN. Badania wykazały, że po użyciu tych cieczy jako przemylki otrzymywano najwyższe wartości przyczepności zarówno w temperaturze 20°C, jak i 50°C. Można zakładać, że taka ciecz mogłaby być zastosowana w warunkach przemysłowych.
2. Ogólnie można stwierdzić, że: testowane zaczyny cementowe posiadały gęstość około 1,810–1,830 g/cm³, a ich parametry technologiczne można regulować środkami krajowymi powszechnie dostępnymi na rynku.
3. Komponenty zaczynów cementowych w postaci nano-Al₂O₃ oraz nano-SiO₂ i lateksu powodują polepszenie parametrów technologicznych zaczynu cementowego (w tym zwiększenie przyczepności do skały). Nanotlenek glinu i krzemu oraz lateks redukują również m.in. odstój wody, czyli tzw. wolną wodę, z zaczynów oraz obniżają filtrację, co ma szczególne znaczenie w przypadku cementowania otworów kierunkowych.
4. Spośród badanych próbek zdecydowana większość cechowała się bardzo wysoką przyczepnością kamienia cementowego do skały (piaskowca). Można to tłumaczyć prawidłowym dobraniem cieczy przemylającej i cieczy buforowej do konkretnego rodzaju płuczki, a następnie użyciem odpowiedniego zaczynu cementowego.
5. Ciecze przemylające oraz zaczyny cementowe opracowane w ostatnich latach w INiG – PIB mogą być wykorzystane w krajowym przemyśle wiertniczym, co powinno przyczynić się do poprawy jakości wiązania zaczynu cementowego z rurą okładzinową i badaną formacją skalną (skały ilaste, skały piaskowcowe).

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Opracowanie cieczy przemylających i zaczynów cementowych zapewniających poprawę jakości cementowania rur okładzinowych oraz zwiększoną przyczepność do formacji skalnej* – praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0724/KW/2022, nr archiwalny: DK-4100-0107/2022.

Literatura

Al-Awad M.N.J., 1997. A Laboratory Study of Factors Affecting Primary Cement Sheath Strength. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*, 9(1): 113–127. DOI: 10.1016/S1018-3639(18)30670-6.

- Błaż S., 2013. Badania laboratoryjne nad opracowaniem składu płuczki wiertniczej do przewiercania formacji łupkowych. *Nafta-Gaz*, 69(2): 123–133.
- De La Roi J., Egyed C., Lips J.P., 2012. Nano-Engineered Oil Well Cement Improves Flexibility And Increases Compressive Strength: A Laboratory Study. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/156501-MS.
- Dębińska E., 2015. Niekonwencjonalne zaczyny cementowe z dodatkiem nanokrzemionki. *Nafta-Gaz*, 71(5): 290–300.
- Dębińska E., 2016. Wpływ nanotlenków glinu i cynku na parametry świeżego i stwardniałego zaczynu cementowego. *Nafta-Gaz*, 72(4): 251–261. DOI: 10.18668/NG.2016.04.04.
- Dębińska E., Rzepka M., 2016. Nanocząsteczki – nowa droga w kształtowaniu parametrów świeżych i stwardniałych zaczynów cementowych. *Nafta-Gaz*, 72(12): 1084–1091. DOI: 10.18668/NG.2016.12.11.
- Hadi H.A., Ameer H.A., 2017. Experimental Investigation of Nano Alumina and Nano Silica on Strength and Consistency of Oil Well Cement. *Journal of Engineering*, 23(12): 51–69.
- Ladva H.K.J., Craster B., Jones T.G.J., Goldsmith G., Scott D., 2005. The Cement-to-Formation Interface in Zonal Isolation. *SPE Drilling & Completion*, 20(3): 186–197. DOI: 10.2118/88016-PA.
- Li H., Xiao H., Yuan L., Ou J., 2004. Microstructure of Cement Mortar with Nano-Particles. *Composites Part B: Engineering*, 35(2): 185–189. DOI: 10.1016/S1359-8368(03)00052-0.
- Lv K., Zhong H., Ren G., Liu Y., 2014. Properties evaluation and application of organic amine inhibitor on the properties of drilling fluids. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 7(1): 50–54. DOI: 10.2174/1874834101407010050.
- McMurry J., 2010. Chemia organiczna. *Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa*.
- Nazari A., Riahi S., 2011. Al₂O₃ nanoparticles in concrete and different curing media. *Energy and Buildings*, 43(6): 1480–1488. DOI: 10.1016/j.enbuild.2011.02.018.
- Nelson E., 2006. Well Cementing. 2nd Edition. *Schlumberger*.
- Patel A., Stamatakis E., Friedheim J.E., Davis E., 2001. Highly inhibitive water-based fluid system provides superior chemical stabilization of reactive shale formations. AADE-01-NC-HO-55.
- Patil R., Deshpande A., 2012. Use of Nanomaterials in Cementing Applications. *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/155607-MS.
- PCC Exol. <pcc-exol.eu> (dostęp: 25.04.2024).
- Radonjic M., Oyibo A., 2014. Experimental Evaluation of Wellbore Cement-Formation Shear Bond Strength in Presence of Drilling Fluid Contamination. *5th International Conference on Porous Media and Their Applications in Science, Engineering and Industry, Kona, Hawaii, USA*.
- Rzepka M., Kędziński M., 2022. Badania laboratoryjne przyczepności stwardniałych zaczynów cementowych z dodatkiem nanotlenku glinu do wybranych formacji skalnych. *Nafta-Gaz*, 78(1): 22–30. DOI: 10.18668/NG.2022.01.03.
- Santra A., Boul P.J., Pang X., 2012. Influence of Nanomaterials in Oilwell Cement Hydration and Mechanical Properties. *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*. DOI: 10.2118/156937-MS.
- Uliasz M., 2000. Wpływ polimerów kationowych na inhibitujące właściwości płuczek wiertniczych. *Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa*, 107: 1–66.
- Uliasz M., 2010. Wykorzystanie związków aminowych w technologii płuczek wiertniczych. *Nafta-Gaz*, 66(7): 577–585.
- Uliasz M., 2011. Wpływ polimerów z I-rzędowymi grupami aminowymi na właściwości inhibitacyjne płuczki wiertniczej. *Nafta-Gaz*, 67(1): 19–29.

- Uliasz M., 2012. Opracowanie płuczek wiertniczych o gęstości regulowanej solami organicznymi. *Dokumentacja INiG. Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków.*
- Uliasz M., 2013. Określenie wpływu płuczek wiertniczych zawierających inhibitor polimerowy na jakość zacementowania kolumn rur okładzinowych. *Dokumentacja INiG. Archiwum Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, Kraków.*
- Uliasz M., Chudoba J., 2000. Sole potasowe źródłem jonów K⁺ w płuczkach inhibitowanych. *X Konferencja Naukowo-Techniczna GEOPETROL. Prace Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa nr, 110: 495–499.*
- Uliasz M., Chudoba J., Herman Z., 2006. Płuczki wiertnicze z inhibitorami polimerowymi i ich oddziaływanie na przewiercane skały. *Prace Instytutu Nafty i Gazu, 139: 1–172.*
- Uliasz M., Herman Z., 2007. Wymagania i właściwości cieczy roboczych. *Konferencja z okazji 20-lecia Instytutu Problemów Nafty i Gazu Rosyjskiej Akademii Nauk, Moskwa.*
- Uliasz M., Zima G., Jasiński B., Szajna A., Witek E., 2018. Ocena wpływu poliwinylaminy na inhibitujące właściwości płuczki wiertniczej. *Nafta-Gaz, 74(9): 669–675. DOI: 10.18668/NG.2018.09.05.*
- Xie G., Luo P., Deng M., Su J., Wang Z., Gong R., Xie J., Deng S., Duan Q., 2017. Investigation of the inhibition mechanism of the number of primary amine groups of alkylamines on the swelling of bentonite. *Applied Clay Science, 136.*
- Zhenhua L., Wang H., Shan H., Yang L., Miao W., 2005. Investigations on the preparation and mechanical properties of the nano-alumina reinforced cement composite. *Materials Letters, 60(3): 356–359. DOI: 10.1016/j.matlet.2005.08.061.*
- Zima G., Uliasz M., Błaż S., Jasiński B., Wiśniowski R., Wysocki S., 2017. Nowe rodzaje inhibitorów i ich wpływ na właściwości hydratacyjne skał ilasto-lupkowych. *Nafta-Gaz, 73(1): 36–42. DOI: 10.18668/NG.2017.01.04.*

Akty prawne i dokumenty normatywne

- PN-EN ISO 10414-1:2012 Przemysł naftowy i gazowniczy – Badania połowe płynów wiertniczych – Część 1: Płyny na bazie wody.
- PN-EN ISO 10416:2010 Przemysł naftowy i gazowniczy – Płyny wiertnicze – Badania laboratoryjne.

- PN-EN ISO 10426-1:2009 Przemysł naftowy i gazowniczy – Cementy i materiały do cementowania otworów – Część 1: Specyfikacja.
- PN-EN ISO 10426-2:2003 Przemysł naftowy i gazowniczy – Cementy i materiały do cementowania otworów wiertniczych – Część 2: Badania cementów wiertniczych.



Mgr inż. Krzysztof ŁYCZKO
Specjalista w Dziale Projektowania i Nadzoru Technologicznego
Orlen S.A. – Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG w Warszawie
ul. M. Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa
E-mail: krzysztof.lyczko@pgnig.pl



Dr inż. Marcin RZEPKA
Kierownik Laboratorium Zaczynów Uszczelniających w Zakładzie Technologii Wiercenia
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: marcin.rzepka@inig.pl



Mgr inż. Tomasz WÓJTOWICZ
Dyrektor Departamentu Robót Wiertniczych
Exalo Drilling S.A., Grupa Orlen
Pl. Staszica 9, 64-920 Piła
E-mail: tomasz.wojtowicz@exalo.pl



Mgr inż. Bartłomiej JASIŃSKI
Starszy specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie Technologii Wiercenia
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: bartlomiej.jasinski@inig.pl