

## Badania preparatów chemicznych do neutralizacji biogenego $H_2S$ i związków siarki dla potrzeb przemysłu gazowniczego

### Research on chemical preparations for the neutralization of biogenic $H_2S$ and sulfur compounds for the gas industry

Anna Turkiewicz, Irena Matyasik, Agnieszka Wciślak-Oleszycka

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Artykuł dotyczy prac badawczych stanowiących wsparcie dla przemysłu gazowniczego, głównie podziemnego magazynowania gazu (PMG) w złożach szczypanych i kawernach solnych. Skoncentrowano się na zagadnieniach związanych z eliminacją skażeń siarkowodorowych powstających w warunkach złożowych oraz na metodach ograniczania niekorzystnych zjawisk o charakterze biogenym. Przedstawiono także problem występowania mikroorganizmów anaerobowych i aerobowych w środowisku wglębnym skały zbiornikowej. Ponadto w artykule nawiązano do wdrożeń na skalę przemysłową projektów zastosowania specjalistycznych preparatów bezpośrednio do odwiertów lub instalacji powierzchniowych. Do preparatów tych należą zarówno neutralizatory siarkowodoru, jak i zbliżone pod względem budowy chemicznej biocydy. Zjawiska o charakterze biodegradacyjnym występują nie tylko w obiektach PMG, ale również w środowisku polimerowych płuczek wiertniczych. Niezbędny jest więc prawidłowy dobór preparatów typu  $H_2S$  scavenger do zastosowań przemysłowych. Należy zaznaczyć, że preparaty te posiadają także właściwości antybakteryjne. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy wykonał szereg badań dotyczących skuteczności działania różnych substancji aktywnych w procesach likwidacji skażeń gazu ziemnego związkami siarki. Część z nich zaprezentowano w artykule.

**Słowa kluczowe:** pochłaniacz siarkowodoru, woda złożowa, gaz ziemny, związki siarki.

**ABSTRACT:** This paper presents research work supporting the gas industry, with particular emphasis on underground gas storage (UGS) in depleted reservoirs and salt caverns. The study focuses on the elimination of hydrogen sulfide contamination generated under reservoir conditions and on methods of limiting adverse biogenic phenomena. Furthermore, the paper discusses the problem of anaerobic and aerobic microorganisms in the subsurface environment of reservoir rock. In addition, the article refers to industrial-scale implementations of projects involving the application of specialized preparations directly to wells or surface installations. These preparations include hydrogen sulfide neutralizers and biocides similar in chemical structure. Biodegradation phenomena occur not only in UGS facilities, but also within the environment of polymer drilling fluids. Therefore, it is necessary to select appropriate  $H_2S$  scavenger preparations for industrial applications. It should also be noted that these preparations have antibacterial properties. The Oil and Gas Institute – National Research Institute has carried out several studies on the effectiveness of various active substances in the processes of eliminating natural gas contamination with sulfur compounds. Some of them are presented in this article.

**Key words:** hydrogen sulfide scavenger, formation water, natural gas, sulfur compounds.

#### Wstęp

Przedmiotem artykułu są badania laboratoryjne wykonane pod kątem oceny skuteczności działania pochłaniaczy siarkowodoru i innych związków siarki w środowisku wody złożowej. Eksperymenty zostały przeprowadzone w odniesieniu do wody pobranej ze struktur podziemnego magazynowania gazu (PMG) i dla potrzeb tej dziedziny przemysłu.

Skażenie biogenym siarkowodorem powoduje utrudnienia w czasie eksploatacji złóż i podziemnych magazynów gazu oraz obniża jakość magazynowanego surowca. Siarkowodor jest związkiem o bardzo wysokiej toksyczności (Iowa State University. Dep. of Chemistry, 2009). Przedostaje się on do gazu ziemnego za pośrednictwem wód znajdujących się w strukturze złożowej (Marriott i in., 2015). W środowisku wodnym przebiegają procesy powstawania  $H_2S$  na

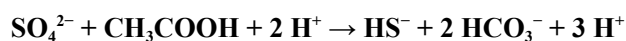
Autor do korespondencji: A. Turkiewicz, e-mail: [anna.turkiewicz@inig.pl](mailto:anna.turkiewicz@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 30.10.2025 r. Zatwierdzono do druku: 24.11.2025 r.

drodze biogennej, poprzez biologiczną redukcję siarczanów. Działalność mikroorganizmów w warunkach złożowych została stwierdzona w licznych pracach naukowo-badawczych (Chen i in., 2007; Gittel i in., 2009; Liu i Jansson, 2010; Hemme i van Berk, 2017; Mahmoodi i in., 2023). Wykazano w nich, że omawiany czynnik mikrobiologiczny może istnieć w różnym natężeniu. Może mieć dominujące znaczenie w sprzyjających warunkach biogeochemicznych lub może mieć wpływ drugorzędny, w sytuacji gdy procesy biogenne są w umiarkowanym lub niskim natężeniu oraz zasięgu. Badania mikrobiologiczne wód wykazały, że w każdym środowisku następuje selekcja środowiskowa drobnoustrojów, tworząca jego biocenozę (Lewkiewicz-Małysa, 2002). Rozwijają się tu gatunki bakterii, które posiadają odpowiednią ilość substancji odżywczych i wykorzystują je w sposób najbardziej wydajny energetycznie. Spośród problemów eksploatacyjnych o podłożu biogennym, oprócz zasilania gazu, wymienić można przede wszystkim biokorozję oraz kolmatację (Dietrich i in., 2011). Omawiając te trzy podstawowe problemy, należy zwrócić uwagę na bakterie redukujące siarczany (SRB), odpowiedzialne za wzrost poziomu siarkowodoru w gazie, jak również na inne towarzyszące im drobnoustroje. Są wśród nich np. bakterie żelaziste, będące z kolei źródłem dwóch pozostałych, niekorzystnych zjawisk, przy czym bakterie żelaziste odkładają złoże nierozpuszczalnych wodorotlenków żelaza. Występują one w zasadzie we wszystkich rodzajach wód, zarówno przy niskich, jak i wysokich stężeniach żelaza ( $0,02\text{--}10,00\text{ mg/dm}^3$  wody), oraz w różnych warunkach termicznych, także w wodach geotermalnych.

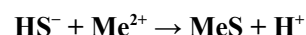
Jednakże największym zagrożeniem dla złóż i obiektów PMG są bakterie z grupy SRB (Cypionka, 2000; Geverts i in., 2000; Kaksonen i in., 2006; Foti i in., 2007) oraz bakterie termofilne (Xiao i in., 2021), które są zdolne do wytwarzania siarkowodoru w warstwach wglębnych. W obecności siarczynu(VI) i w wyniku procesów biogennych bakterii następuje konwersja niewielkich ilości materii organicznej na biomasę oraz produkty metaboliczne.

Ilustruje ten proces następująca reakcja:



Na skutek ww. reakcji następuje transfer elektronów ze źródła energii, jakim jest kwas octowy, na akceptor elektronów, czyli siarczan(VI), co prowadzi do produkcji siarczku. Bilans reakcji wskazuje na to, że w tym procesie następuje wzrost alkaliczności środowiska. Wiele wód złożowych wykazuje odczyn kwaśny, a w wyniku przebiegu reakcji biogennych może nastąpić wzrost poziomu pH wody złożowej, czasem nawet do wartości zbliżonej do 7. Najczęściej oprócz siarczynu(VI) w wodzie lub skałach występują jony metali. Metale te mogą reagować z rozpuszczonym siarkowodorem i tworzyć trudno

rozpuszczalne lub nierozpuszczalne siarczki metali. Proces ten ilustruje następująca reakcja:



Bakterie z grupy SRB, produkujące siarkowodor, były izolowane nie tylko z wód złożowych (Wolicka i in., 2010; Turkiewicz i in., 2021), ale także z próbek skalnych i płuczek wiertniczych (McGovern-Traa i in., 1996). Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono przykładowe hodowle bakterii redukujących



**Rysunek 1.** Przykładowa hodowla anaerobowych bakterii redukujących siarczany (SRB) – wzrost bakterii w 50-ml butelkach po 30-dobowej inkubacji

**Figure 1.** An example of anaerobic bacteria incubation. The growth of sulfate-reducing bacteria (SRB) after 30-day incubation is shown in 50 ml bottles



**Rysunek 2.** Przykładowa hodowla innych bakterii towarzyszących bakteriom z grupy SRB w środowisku wodnym. Na szalkach Petriego widoczne kolonie aerobowych bakterii wyizolowanych z wody złożowej pochodzącej z obiektu PMG

**Figure 2.** An example of aerobic bacterial cultures on Petri dishes. These bacteria accompany other microorganisms, such as SRB, in formation water extracted from a UGS facility

siarczany oraz innych bakterii, które im towarzyszą w środowisku płynów złożowych. Obecność w gazie ziemnym związków siarki, takich jak  $H_2S$ , merkaptany oraz tlenosiarczki węgla lub siarczków dimetylowy, może powodować w danym środowisku odkładanie się soli zawierających siarkę, co w konsekwencji jest źródłem wspomnianego powyżej procesu kolmatacji oraz zmian o podłożu korozyjnym w rurociągach, zaworach, regulatorach, a także korozji innego rodzaju sprzętu eksploatacyjnego i zbiorników.

Płynne neutralizatory siarkowodoru można podzielić na regenerujące i nieregenerujące. Są to preparaty stosowane w przemyśle naftowym podczas eksploatacji i przetwarzania węglowodorów. Istnieje kilka rodzajów roztworów aminowych wykorzystywanych jako absorbenty (pochłaniacze), w zależności od składu gazu ziemnego i zawartości gazów kwaśnych. Generalnie związki chemiczne wchodzące w skład płynnych pochłaniaczy są stosowane do ograniczenia emisji  $H_2S$  i/lub merkaptanów z ropy naftowej i gazu ziemnego, a także usuwania innych związków siarki będących składnikami gazu lub ropy. Jednakże największy problem w przemyśle naftowym stanowią zagrożenia siarkowodorowe i na tym koncentruje się wiele prac badawczych. Preparaty do pochłaniania siarkowodoru mogą być rozpuszczalne lub nierozpuszczalne w wodzie. Działają one w różnych warunkach klimatycznych oraz w zróżnicowanych warunkach przebiegu procesów produkcji i eksploatacji. Przemysłowe użycie pochłaniaczy  $H_2S$  (i innych związków siarki) daje wymierne efekty w postaci redukcji kosztów eksploatacji złóż węglowodorów. Istnieje wiele metod redukcji skażenia siarkowodoremi ropy naftowej i gazu oraz innych środowisk związanych z przemysłem naftowym (Farmer i in., 2021).

Na przykład patent kanadyjski CA 3069435A1 (Clark i in., 2019), dotyczy składu chemicznego pochłaniaczy związków siarki stosowanych podczas produkcji węglowodorów oraz ich transportu i magazynowania. Zgłoszenie to opisuje wykorzystanie związków chemicznych zawierających grupy aminowe i hemiacetal. Preparaty te w swoim składzie zawierają czwartorzędowe alkiloaminy lub czwartorzędowe alkanoloaminy. Z kolei inny patent, oznaczony jako WO 2014120907A1 (Harrington i in., 2014), dotyczy zastosowania pochłaniaczy siarkowodoru i/lub merkaptanów, w tym w szczególności użycia preparatów na bazie formaldehydu i alkanoloamin podczas produkcji, transportu, obróbki i magazynowania ropy naftowej i gazu ziemnego.

W następnym patencie, WO 2016100224A2 (Kamoun i Beetege, 2016), również opisano proces pochłaniania siarkowodoru i merkaptanów. Pochłaniacze zawierają kombinację składników czynnych działających razem lub osobno, które są dodawane do strumienia gazu. Wieloskładnikowy system pochłaniaczy oprócz redukcji poziomu siarkowodoru może

mieć także dodatkowe właściwości, takie jak odpienianie, inhibowanie tworzenia się osadów lub właściwości powierzchniowo czynne. Dodatkowymi substancjami wchodzącymi w skład pochłaniaczy siarkowodoru i merkaptanów są alkohole jednohydroksylowe (etanol, propanol), glikole (etylenowy, propylenowy). Wśród substancji czynnych, stanowiących główny składnik preparatów pochłaniających  $H_2S$ , są:

- czwartorzędowe związki aminowe;
- sole amin czwartorzędowych (azotany, octany, bromiany).

Również patent oznaczony jako US 9783458B2 (Martin, 2015) dotyczy zastosowania kolejnych związków, tj. chelatów metali, jako pochłaniaczy  $H_2S$ . Chelaty mogą być używane w postaci płynnej, stałej, w formie sproszkowanej, żelu lub emulsji. Dodatek chelatu wynosi od 0,05% do 5% masowych, przy czym najczęściej stosuje się od 0,1% do 0,5% mas.

Inny patent amerykański, oznaczony jako US 9638018B2 (Martinez i in., 2017), ujawnia zastosowanie estrów alfa-hydroksyalkilowych jako pochłaniaczy siarkowodoru. Użycie szerokiej gamy estrów umożliwia redukcję poziomu  $H_2S$ , pochodzącego z warstw wglębnych i występującego w płynach złożowych (występujących w złożach węglowodorów). To zgłoszenie patentowe dotyczy środowiska wód złożowych zawierających gazy kwaśne.

Jak wiadomo, według norm amerykańskich gaz ziemny może zawierać do 4 ppm siarkowodoru (Mokhtab i Poe, 2012), więc zanim trafi do sprzedaży, musi być oczyszczony do tej wartości (lub poniżej). Typowy proces neutralizacji  $H_2S$  zachodzi z wykorzystaniem aktywnych preparatów wchodzących w reakcję z siarkowodoremi (Pandey, 2005; Al-Duailey i in., 2010; Faramawy i in., 2016). Reakcja ta powoduje eliminację toksycznego związku i jego przekształcenie. Efektem jest powstanie nietoksycznych związków chemicznych.

Pochłaniacze siarkowodoru stanowią specjalistyczne dodatki (m.in. do wód złożowych, paliw lub strumienia gazu ziemnego), szeroko stosowane w zakładach przetwarzania węglowodorów, a także produkcji chemikaliów. Usunięcie  $H_2S$  jest wymagane ze względu na jego szkodliwość. Ponadto jego obecność może zmniejszyć ogólną wydajność systemu i niezawodność operacyjną, a także generować tworzenie się siarczku żelaza w wyniku reakcji korozyjnych. Użycie pochłaniaczy siarkowodoru stanowi ekonomicznie uzasadnioną alternatywę dla konwencjonalnych odsiarczalni. Stosowanie preparatów płynnych pochłaniających siarkowodor może zapewnić skuteczne zapobieganie niekorzystnym procesom w szerokim zakresie zastosowań, takich jak:

- usuwanie siarkowodoru ze strumienia gazu;
- usuwanie  $H_2S$  z „kwaśnych” cieczy węglowodorowych (kondensaty i strumienie LNG);
- zmniejszanie zawartości  $H_2S$  w przestrzeni porowej złoża (kolektora skalnego).

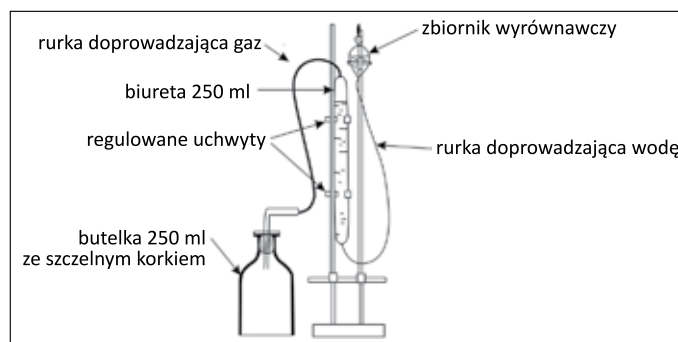
Sposoby zastosowania pochłaniacza w warunkach złożowych są uzależnione od genezy problemu skażenia siarkowodorem oraz rodzaju „zainfekowanego” produktu. Ponadto pojawienie się  $H_2S$  jest niekorzystnym zjawiskiem eksploatacyjnym, sprzyjającym tworzeniu się hydratów z węglowodorami, które mogą doprowadzić nawet do zaczopowania rurociągu. Bardzo głębokie usunięcie siarkowodoru z gazu ziemnego jest realizowane dla potrzeb zakładów chemicznych, wykorzystujących gaz ziemny do procesów syntezy.

W trakcie eksploatacji podziemnych magazynów gazu INiG – PIB stosował, we współpracy z przemysłem, wytypowane preparaty biobójcze w kilku cyklach eksploatacyjnych. Prace te poprzedzone były szczegółowymi testami laboratoryjnymi z użyciem coraz bardziej nowoczesnych i udoskonalonych preparatów chemicznych. Ponadto oprócz zastosowania roztworów efektywnych biocydów (Miller i Miller, 2011; Al-Duailey i in., 2010) oraz typowych preparatów pełniących funkcje neutralizatorów siarkowodoru – w przemyśle naftowym stosuje się także inne rozwiązania. Oprócz technologii z udziałem preparatów biobójczych i neutralizujących  $H_2S$  na uwagę zasługuje także inna metoda, tj. zastosowanie inhibitorów azotanowych (Myhr i in., 2002; Anchliya, 2006; Schwermer, 2008; Xue i Voordouw, 2015), które zatłacza się bezpośrednio do odwiertu. Jest to metoda alternatywna, również przetestowana w INiG – PIB i wdrożona przy współpracy ze specjalistami z PGNiG ORLEN SA.

### Materiał i metodyka

Badania wykonano na materiale wodnym pochodzącym z obiektu podziemnego magazynowania gazu ziemnego, który wytworzono ze szczerpanego złoża gazowego w latach 70. XX wieku. Pierwszym etapem badań było oddzielenie fazy gazowej od fazy ciekłej, a drugi etap polegał na wykonaniu analizy oznaczenia zawartości siarkowodoru metodą chromatografii gazowej (Biber i in., 2001; Szlęk i Holewa, 2015; Matyasik i in., 2020; Wciślak i in., 2022). Z odwiertu eksploatacyjnego PMG pobrano wodę złożową naturalnie nasyconą gazem, do sterylnych pojemników szklanych o pojemności 250 ml, po czym do badanych próbek dodawany był płynny pochłaniacz siarkowodoru z grupy  $H_2S$  scavengers. Do tej grupy należą następujące preparaty, przebadane w ramach opisywanej pracy:

- preparat na bazie aminy;
- 2,4-dihydroksybenzaldehyd;
- pochodna oksazolidyny;
- pochodna triazyny (preparat BS);
- pochodna triazyny (preparat BT-1);
- pochodna triazyny (preparat BT-2).



**Rysunek 3.** Schemat aparatu do degazacji wody złożowej (Diamond i Schatzel, 1998)

**Figure 3.** The scheme of the apparatus using in the degassing of formation waters (Diamond and Schatzel, 1998)

Każdy z wyżej wymienionych preparatów płynnych był dodawany do wody złożowej w ilości odpowiadającej stężeniu objętościowemu od 1% do 2% w stosunku do ich objętości, a jedna z próbek pobranego płynu złożowego stanowiła próbkę kontrolną.

Należy zaznaczyć, że próbki wód pochodziły z odwiertu, w którym wykryto bakterie redukujące siarczany w liczbie  $10^5$  SRB/100 ml, a także inne bakterie towarzyszące bakteriom z grupy SRB w płynach złożowych.

Po dodaniu poszczególnych preparatów próbki przetrzymywano w inkubatorze w temperaturze 303 K. Następnie po upływie 60 minut próbki były podgrzewane do temperatury 333 K, tym samym poddane procesowi degazacji, podczas którego oddziela się faza gazowa próbek. Następnie oznaczano zawartość siarkowodoru metodą chromatografii gazowej i obliczano ilość siarkowodoru w kolejnych próbkach badanych w stosunku do ilości siarkowodoru w próbce kontrolnej, przy czym oznaczenia prowadzono w dwóch równoległych seriach (łącznie wykonywano 10 analiz próbek testowych i 2 analizy próbek kontrolnych). Przed rozpoczęciem procesu degazacji każdą butelkę testową podłączano do zestawu degazacyjnego. Oprócz siarkowodoru oznaczenia chromatograficzne obejmowały także inne związki siarkowe, takie jak:

- tlenosiarczek węgla;
- siarczek dimetylowy;
- merkaptan metylowy;
- merkaptan etylowy;
- merkaptan *n*-propylowy;
- merkaptan *n*-butylowy.

Przedstawiony sposób badania daje możliwość przeprowadzenia oznaczenia zawartości siarkowodoru w kolejnych próbkach i tym samym oceny skuteczności działania pochłaniacza w odniesieniu do konkretnych wytypowanych mediów złożowych, w szczególności w płynie złożowym pobranym z odwiertów eksploatacyjnych podziemnego magazynu gazu ziemnego. Zastosowanie omawianego sposobu



oceny skuteczności działania neutralizatorów  $H_2S$  przyczyni się do poprawy jakości mediów złożowych, szczególnie gazu ziemnego magazynowanego w strukturach geologicznych szczypanych złóż, oraz wpłynie pozytywnie na środowisko wglębnę, dając znaczny efekt ekologiczny w postaci redukcji zawartości siarkowodoru w płynach złożowych.

Na rysunku 3 przedstawiono schemat aparatury stosowanej w badaniach laboratoryjnych nad efektywnością oddziaływania preparatów typu  $H_2S$  scavengers.

### Wyniki i ich interpretacja

W tabelach 1–4 zestawiono wyniki testów sześciu neutralizatorów siarkowodoru, które wykonano dla potrzeb przemysłu naftowego i gazowniczego. W tabelach 1 i 2 ujęto wyniki testów dla roztworów 1-procentowych, natomiast tabele 3 i 4 zawierają wyniki testów dla roztworów 2-procentowych.

Tabela 1 ilustruje stopień neutralizacji siarkowodoru w poszczególnych próbkach testowych w stosunku do próbki kontrolnej zawierającej 700 ml siarkowodoru w przeliczeniu na 1 Nm<sup>3</sup> gazu uzyskanego z degazacji. W przypadku dwóch próbek na sześć przebadanych nastąpiła całkowita neutralizacja  $H_2S$ . Były to próbki nr 4 i nr 6. Substancjami czynnymi, które wchodziły w skład dwóch preparatów, były heksahydro-1,2,4-triazyna oraz heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna (preparat BT-2) dodawane do wody złożowej, każda w stężeniu 1% obj., przy czym czas oddziaływania wynosił 1 godzinę. W analogicznych warunkach inkubowano również preparat BT-1, o tej samej substancji czynnej, która występowała w przypadku produktu BT-2, jednakże w tych analizach pozostałość siarkowodoru wyniosła 20,7 ml  $H_2S$ /Nm<sup>3</sup> gazu z degazacji próbki płynnej. Nawet przy tej niewielkiej pozostałości efektywność działania preparatu BT-1 jest bardzo wysoka w stosunku do próbki kontrolnej.

Kolejne badane substancje aktywne (próbki nr 1–3) również spowodowały częściową eliminację  $H_2S$ , lecz wykazały

**Tabela 1.** Rezultaty testów neutralizatorów siarkowodoru i związków siarki – roztwory 1% obj.; czas oddziaływania: 1 godz.

**Table 1.** Results of efficiency tests of  $H_2S$ /sulfur compound scavengers. Solutions: 1% [v/v]; operating time: 1 hour

| Nr próbki              | Oznaczenie preparatu / substancja aktywna                 | Zawartość związków siarki [ml/Nm <sup>3</sup> gazu] |                           |                                     |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|
|                        |                                                           | siarkowódór ( $H_2S$ )                              | tlenosiarczek węgla (COS) | siarczek dimetylowy ( $(CH_3)_2S$ ) |
| 1                      | Preparat HSW / N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina         | 92,8                                                | n.s.                      | 0,8                                 |
| 2                      | Preparat SC-1 / 2,4-dihydroksybenzaldehyd                 | 122,3                                               | n.s.                      | 1,1                                 |
| 3                      | Preparat SC-2 / pochodna oksazolidyny                     | 170,9                                               | n.s.                      | 7,4                                 |
| 4                      | Preparat BS / heksahydro-1,2,4-triazyna                   | n.s.                                                | n.s.                      | 4,5                                 |
| 5                      | Preparat BT-1 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | 20,7                                                | n.s.                      | 1,4                                 |
| 6                      | Preparat BT-2 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                                | n.s.                      | 0,1                                 |
| 7                      | Próbka kontrolna (bez neutralizatora)                     | 700,0                                               | 5,0                       | 4,5                                 |
| n.s. – nie stwierdzono |                                                           |                                                     |                           |                                     |

**Tabela 2.** Rezultaty testów neutralizatorów siarkowodoru i związków siarki – roztwory 1% obj.; czas oddziaływania: 1 godz., c.d.

**Table 2.** Results of efficiency tests of  $H_2S$ /sulfur compound scavengers. Solutions: 1% [v/v]; operating time: 1 hour, cont.

| Numer próbki           | Oznaczenie preparatu / substancja aktywna                 | Zawartość związków siarki [ml/Nm <sup>3</sup> gazu] |                                  |                                              |                                             |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|
|                        |                                                           | merkaptan metylowy ( $CH_3SH$ )                     | merkaptan etylowy ( $C_2H_5SH$ ) | merkaptan <i>n</i> -propylowy ( $C_3H_7SH$ ) | merkaptan <i>n</i> -butylowy ( $C_4H_9SH$ ) |
| 1                      | Preparat HSW / N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina         | 0,3                                                 | n.s.                             | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 2                      | Preparat SC-1 / 2,4-dihydroksybenzaldehyd                 | 0,3                                                 | n.s.                             | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 3                      | Preparat SC-2 / pochodna oksazolidyny                     | 0,5                                                 | 0,1                              | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 4                      | Preparat BS / heksahydro-1,2,4-triazyna                   | n.s.                                                | n.s.                             | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 5                      | Preparat BT-1 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                                | n.s.                             | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 6                      | Preparat BT-2 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                                | n.s.                             | n.s.                                         | n.s.                                        |
| 7                      | Próbka kontrolna (bez neutralizatora)                     | 194,0                                               | 4,4                              | 1,0                                          | 0,5                                         |
| n.s. – nie stwierdzono |                                                           |                                                     |                                  |                                              |                                             |

znacznie niższą skuteczność działania. Stwierdzona pozostałość siarkowodoru w ww. próbkach wyniosła 92,8–170,9 ml  $\text{H}_2\text{S}/\text{Nm}^3$  gazu. Próbki te zawierały następujące substancje czynne:

- pochodną aminową o nazwie N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina;
- 2,4-dihydroksybenzaldehyd;
- pochodną oksazolidyny.

W ramach analiz chromatograficznych badano także zmiany zawartości tlenosiarczku węgla (COS) pod wpływem oddziaływania sześciu preparatów chemicznych (tabela 1). Próbką kontrolną zawierała 5 ml  $\text{COS}/\text{Nm}^3$  gazu. We wszystkich próbkach testowych tlenosiarczku węgla został całkowicie wyeliminowany. Analogiczne wyniki testów uzyskano przy zastosowaniu roztworów 2% obj. (tabela 3), przy tym samym czasie oddziaływania substancji czynnych. Prowadzono również równoległe analizy zmian zawartości siarczku dimetylowego o wzorze sumarycznym  $(\text{CH}_3)_2\text{S}$  w płynach testowych. Próbką kontrolną zawierała 4,5 ml siarczku dimetylowego w przeliczeniu na 1  $\text{Nm}^3$  gazu. Rezultaty analiz chromatograficznych wykazały duże zróżnicowanie, tj. w jednym przypadku nastąpił nawet wzrost poziomu analizowanego składnika gazu (tabela 1, próbka nr 3, substancja czynna: pochodna oksazolidyny), a brak zmiany wartości odnotowano w przypadku próbki nr 4 (pochodna triazyny). W pozostałych czterech próbkach testowych nastąpiła częściowa neutralizacja siarczku dimetylowego, przy czym najwyższy stopień neutralizacji zaobserwowano w analizach próbki nr 6 (tabela 1, substancja czynna: pochodna triazyny (heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna, preparat BT-2)).

W tabeli 2 pokazano stopień neutralizacji czterech merkaptanów, przy czym próbka kontrolna zawierała 194 ml merkaptanu metylowego, 4,4 ml merkaptanu etylowego, 1 ml merkaptanu *n*-propylowego oraz 0,5 ml merkaptanu *n*-butylowego

w 1  $\text{Nm}^3$  gazu. Merkaptany *n*-propylowy i *n*-butylowy zostały całkowicie zneutralizowane pod wpływem działania sześciu testowanych preparatów. Merkaptan etylowy o wzorze  $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$  został w pełni wyeliminowany w wyniku działania pięciu preparatów, jedynie w przypadku pochodnej oksazolidyny niewielka ilość tej substancji pozostała w gazie z degazacji (tj. 0,1 ml/ $\text{Nm}^3$  gazu). Merkaptan metylowy (wzór sumaryczny:  $\text{CH}_3\text{SH}$ ) został całkowicie zneutralizowany w przypadku próbek nr 4–6, natomiast w próbkach nr 1–3 pozostała w zasadzie śladowa zawartość tego związku (0,3–0,5 ml/ $\text{Nm}^3$  gazu). Biorąc pod uwagę rezultaty testów, ujęte w tabelach 1 i 2, należy zauważyć, że najbardziej korzystne rezultaty uzyskano w przypadku zastosowania pochodnych triazyny jako substancji czynnej w procesie neutralizacji siarkowodoru i innych organicznych związków siarki oraz nieorganicznego związku COS. Ponadto obserwuje się pewne zróżnicowanie w efektywności działania dwóch preparatów opartych na tej samej substancji (heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyny). Jest to najprawdopodobniej związane z różnicami w zawartości innych składników określonego preparatu (oprócz podstawowej substancji aktywnej), które działają pomocniczo, w wyniku czego mogą poprawiać skuteczność oddziaływania konkretnego produktu.

W kolejnych zestawieniach tabelarycznych (tabele 3–4) zebrano wyniki testów tych samych preparatów chemicznych, jak poprzednio omówione, lecz w dwukrotnie wyższym stężeniu (tj. 2% obj.). Analogicznie jak w pierwszej serii badań całkowite wyeliminowanie siarkowodoru uzyskano po zastosowaniu dwóch preparatów triazynowych (próbki nr 4 i nr 6). Niewielką pozostałość  $\text{H}_2\text{S}$  stwierdzono w przypadku próbki nr 5 (9,5 ml/ $\text{Nm}^3$  gazu w stosunku do próbki kontrolnej zawierającej 700 ml siarkowodoru w 1  $\text{Nm}^3$  gazu). W przypadku próbek testowych nr 1–3 znacznie więcej siarkowodoru pozostało w płynie złożowym, tj. około 60–151 ml. Tak więc pomimo że podwyższenie stężenia neutralizatorów  $\text{H}_2\text{S}$  do 2%

**Tabela 3.** Rezultaty testów neutralizatorów siarkowodoru i związków siarki – roztwory 2% obj.; czas oddziaływania: 1 godz.

**Table 3.** Results of efficiency tests of  $\text{H}_2\text{S}$ /sulfur compound scavengers. Solutions: 2% [v/v]; operating time: 1 hour

| Nr próbki              | Oznaczenie preparatu / substancja aktywna                 | Zawartość związków siarki [ml/ $\text{Nm}^3$ gazu] |                         |                                                 |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------------------------------|
|                        |                                                           | siarkowodór ( $\text{H}_2\text{S}$ )               | tlenosiarek węgla (COS) | siarek dimetylowy ( $(\text{CH}_3)_2\text{S}$ ) |
| 1                      | Preparat HSW / N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina         | 60,1                                               | n.s.                    | 0,2                                             |
| 2                      | Preparat SC-1 / 2,4-dihydroksybenzaldehyd                 | 89,9                                               | n.s.                    | 1,0                                             |
| 3                      | Preparat SC-2 / pochodna oksazolidyny                     | 151,1                                              | n.s.                    | 5,9                                             |
| 4                      | Preparat BS / heksahydro-1,2,4-triazyna                   | n.s.                                               | n.s.                    | 4,0                                             |
| 5                      | Preparat BT-1 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | 9,5                                                | n.s.                    | 0,9                                             |
| 6                      | Preparat BT-2 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                               | n.s.                    | 0,1                                             |
| 7                      | Próbka kontrolna (bez neutralizatora)                     | 700,0                                              | 5,0                     | 4,5                                             |
| n.s. – nie stwierdzono |                                                           |                                                    |                         |                                                 |

**Tabela 4.** Rezultaty testów neutralizatorów siarkowodoru i związków siarki – roztwory 2% obj.; czas oddziaływania: 1 godz., c.d.**Table 4.** Results of efficiency tests of H<sub>2</sub>S/sulfur compound scavengers. Solutions: 2% [v/v]; operating time: 1 hour, cont.

| Numer próbki           | Oznaczenie preparatu / substancja aktywna                 | Zawartość związków siarki [ml/Nm <sup>3</sup> gazu] |                                                      |                                                                  |                                                                 |
|------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
|                        |                                                           | merkaptan metylowy (CH <sub>3</sub> SH)             | merkaptan etylowy (C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH) | merkaptan <i>n</i> -propylowy (C <sub>3</sub> H <sub>7</sub> SH) | merkaptan <i>n</i> -butylowy (C <sub>4</sub> H <sub>9</sub> SH) |
| 1                      | Preparat HSW / N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina         | 0,2                                                 | n.s.                                                 | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 2                      | Preparat SC-1 / 2,4-dihydroksybenzaldehyd                 | 0,2                                                 | n.s.                                                 | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 3                      | Preparat SC-2 / pochodna oksazolidyny                     | 0,4                                                 | 0,1                                                  | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 4                      | Preparat BS / heksahydro-1,2,4-triazyna                   | n.s.                                                | n.s.                                                 | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 5                      | Preparat BT-1 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                                | n.s.                                                 | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 6                      | Preparat BT-2 / heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna | n.s.                                                | n.s.                                                 | n.s.                                                             | n.s.                                                            |
| 7                      | Próbka kontrolna (bez neutralizatora)                     | 194,0                                               | 4,4                                                  | 1,0                                                              | 0,5                                                             |
| n.s. – nie stwierdzono |                                                           |                                                     |                                                      |                                                                  |                                                                 |

obj. spowodowało poprawę skuteczności działania preparatów (co ilustrują tabele 1 i 3), nadal część siarkowodoru nie została wyeliminowana. Oznacza to, że stopień efektywności działania poszczególnych preparatów chemicznych jest zróżnicowany i nie zawsze określony produkt jest w stanie zneutralizować w całości skażenie siarkowodorem.

Analizując zawartości siarczku dimetylowego ujęte w tabeli 3, można zauważyć, że uległy one znacznemu obniżeniu przy zastosowaniu stężenia 2% obj. w stosunku do poziomu tego związku w pierwszej serii badawczej. Nadal jednak utrzymuje się podwyższony poziom (CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>S w przypadku zastosowania pochodnej oksazolidyny (wynoszący 5,9 ml/Nm<sup>3</sup>, w stosunku do próbki kontrolnej, która wykazała 4,5 ml/Nm<sup>3</sup> gazu). W tabeli 4 zamieszczono wyniki testów opartych na badaniu zmian zawartości merkaptanów pod wpływem 2-proc. obj. roztworów tych samych preparatów typu H<sub>2</sub>S scavenger jak w pierwszej serii badawczej. Merkaptany *n*-propylowy i *n*-butylowy zostały całkowicie zneutralizowane, a wyniki dla merkaptanu etylowego były zbieżne dla stężeń 1% i 2% obj. W przypadku merkaptanu metylowego 2-proc. obj. dodatek preparatów nr 4–6 (opartych na triazynie) także spowodował eliminację tego związku z wody złożowej. Pozostałe trzy preparaty neutralizowały CH<sub>3</sub>SH, lecz śladowa ilość od 0,2 ml do 0,4 ml/Nm<sup>3</sup> jednak nadal pozostała w płynie testowym (tabela 4).

### Podsumowanie i wnioski

1. Zastosowana metodyka badawcza umożliwiła przetestowanie preparatów typu H<sub>2</sub>S scavenger i ocenę efektywności ich działania w skażonej wodzie złożowej.
2. W ramach pracy łącznie wykonano 98 oznaczeń chromatograficznych, przy czym badaniom laboratoryjnym

poddano sześć preparatów chemicznych, rekomendowanych do zastosowania w przemyśle naftowym i gazowniczym. Preparaty wytypowane do badań są przeznaczone do neutralizacji siarkowodoru i innych organicznych związków siarki, które mogą stanowić zanieczyszczenie mediów złożowych, często wynikające z przebiegu niekorzystnych procesów biogennych.

3. W stężeniach 1- i 2-procentowych (objętościowo) testowano preparaty oparte na takich substancjach aktywnych jak:
  - N-metylo-bis(2-hydroksyetylo)amina;
  - 2,4-dihydroksybenzaldehyd;
  - pochodna oksazolidyny;
  - heksahydro-1,2,4-triazyna;
  - heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyna (dwa preparaty).
4. Oprócz siarkowodoru oznaczenia chromatograficzne obejmowały również inne związki siarki, takie jak: COS, (CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>S, CH<sub>3</sub>SH, C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH, C<sub>3</sub>H<sub>7</sub>SH, C<sub>4</sub>H<sub>9</sub>SH.
5. Wszystkie badane preparaty chemiczne wykazały wysoki potencjał w zakresie eliminacji H<sub>2</sub>S i prawie wszystkich ww. związków siarki (oprócz siarczku dimetylowego), lecz ich efektywność była zróżnicowana. Podwyższenie stężenia preparatów z 1% do 2% obj. spowodowało wzrost skuteczności ich działania w skażonym ośrodku.
6. Na podstawie przeprowadzonych badań stwierdza się, że przy zastosowanych stężeniach i 60-minutowej inkubacji najwyższą aktywność w procesie neutralizacji siarkowodoru uzyskano w przypadku dwóch pochodnych triazynowych, tj. heksahydro-1,2,4-triazyny oraz heksahydro-1,3,5-trimetylo-1,3,5-triazyny.
7. Rezultaty niniejszej pracy przybliżają problematykę stosowania i oceny skuteczności działania środków chemicznych typu H<sub>2</sub>S scavenger, które mogą także eliminować ze skażonych ośrodków inne związki siarki. Odpowiedni

dobór tego rodzaju preparatów jest niezmiernie ważny dla przemysłu, gdyż przyczynia się do optymalizacji procesów usuwania zanieczyszczeń mediów złożowych, głównie skażeń bardzo toksycznym związkiem chemicznym, jakim jest siarkowodor.

## Literatura

- Al-Duailey Y.K., Al-Mutaire S.H., Al-Humaidan A.Y., 2010. Evaluation of triazine-based H<sub>2</sub>S scavengers for stimulation treatments. *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia*. DOI: 10.2118/136915-MS.
- Anchliya A., 2006. New nitrate-based treatment – a novel approach to control hydrogen sulfide in reservoir and to increase oil recovery. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria*. DOI: 10.2118/100337-MS.
- Biber E., Demczak M., Iwasyk Z., 2001. Analiza związków siarki w gazie ziemnym. *Nafta-Gaz*, 57(7–8): 384–393.
- Chen Y.G., Li H.M., Li G.Y., Chen W., Cui X.L., 2007. Phylogenetic diversity of culturable bacteria in the ancient salt deposits of the Yipiglang Salt Mine P.R. China. *Wei Sheng Wu Xue Bao*, 47(4): 571–577.
- Clark J.C., Trevino M., Karas L.J., Gallardo J.M., Anantaneni P.R., Passos R.C., Burrell C., Rana G., 2019. Patent CA 3069435A1.
- Cypionka H., 2000. Oxygen respiration by *Desulfovibrio* species. *Annual Review of Microbiology*, 54: 827–848. DOI: 10.1146/annurev.micro.54.1.827.
- Diamond W.P., Schatzel A.J., 1998. Measuring the gas content of coal: A review. *International Journal of Coal Geology*, 35(1): 311–331. DOI: 10.1016/S0166-5162(97)00040-2.
- Dietrich F., Wagner M., Wagner M., 2011. Microbial risks and case-specific counter – measures in reservoirs, underground storages and geothermal facilities. *Oil Gas European Magazine*, 4: 203–207.
- Faramawy S., Zaki T., Sakr A.A.-E., 2016. Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34: 34–54. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.030.
- Farmer S., Alibek K., Karathur K.N., Nerris A., Shumway M.R., Callow N., McGonagle R., Kreager D., Chen Y., 2021. Compositions and methods for reducing hydrogen sulfide and microbial influenced corrosion in crude oil, natural gas, and in associate equipment. Patent US 11155746B2.
- Foti M., Sorokin D.Y., Lomans B., Mussman M., Zacharova E.E., Pimenov N.V., Kuenen J.G., Muyzer G., 2007. Diversity, activity, and abundance of sulfate-reducing bacteria. *Applied and Environmental Microbiology*, 73(7): 2093–2110. DOI: 10.1128/AEM/02622-06.
- Geverts D., Telang A.J., Voordouw G., Jenneman G.E., 2000. Isolation and characterization of strains CVO and FWKO B, two novel nitrate-reducing, sulfide-oxidizing bacteria isolated from oil field brine. *Applied and Environmental Microbiology*, 66(6): 2491–2501. DOI: 10.1128/aem.66.6.2491-2501.2000.
- Gittel A., Sorensen K.B., Skovhus T.L., Ingvorden K., Schramm A., 2009. Prokaryotic community structure and sulfate reducer activity in water from high-temperature oil reservoirs with and without nitrate treatment. *Applied and Environmental Microbiology*, 75(22): 7086–7096. DOI: 10.1128/aem.01123-09.
- Harrington R.M., Anantaneni P.R., Karas L.J., Ekoue-Kovi K., 2014. Hydrogen sulfide scavengers. Międzynarodowy Patent WO 2014120907A1.
- Hemme C., van Berk W., 2017. Potential risk of H<sub>2</sub>S generation and release in salt cavern gas storage. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 47: 114–123. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.09.007.
- Iowa State University. Dep. of Chemistry, 2009. Hydrogen Sulfide Material Safety Data Sheet. March.
- Kaksonen A.H., Spring S., Schumann P., Kroppenstedt R.M., Puhakka J.A., 2006. *Desulfotomaculum thermosubterraneum* sp. nov, a thermophilic sulfate-reducer isolated from an underground mine located in a geothermally active area. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology*, 56(Pt 11). DOI: 10.1099/ijs.0.64439-0.
- Kamoun C., Beetege J., 2016. Gas scavengers. Patent WO 2016100224A2.
- Lewkiewicz-Małysa A., 2002. Biochemiczne aspekty zatłaczania solanek do poeksploatacyjnych otworów wiertniczych. *Wiertnictwo Nafta Gaz*, 19(1): 131–140.
- Liu W., Jansson J.K., 2010. Environmental Molecular Microbiology. *Caister Academic Press*, 121–150. DOI: 10.21775/9781912530045.
- Mahmoodi A., Kiapi M.R.A., Nick H.M., 2023. When nitrate treatment wins the battle against microbial reservoir souring but loses the war. *Ecological Modelling*, 481: 1–6. DOI: 10.1016/j.ecolmodel.2023.110329.
- Marriott R.A., Pirzadeh P., Marrugo-Hernandez J.J., Raval S., 2015. Hydrogen sulfide formation in oil and gas. *Canadian Journal of Chemistry*, 94(4): 425–426. DOI: 10.1139/cjc-2015-0425.
- Martin J.V., 2015. Hydrogen sulfide scavenger. Patent US 9783458B2.
- Martinez A.D., Mukkamala R., Otero E.J.A., Bailey J.P., 2017. Patent US 9638018B2.
- Matyasik I., Kierat M., Zapala M., Wciślak-Oleszycka A., 2020. Analiza porównawcza zawartości siarki w rdzeniach wiertniczych, węgla i ropach naftowych. *Nafta-Gaz*, 76(7): 449–456. DOI: 18668/NG.2020.07.03.
- McGovern-Traa C., Leu J., Hamilton W., Spark I., Patey I., 1997. The presence of sulphate-reducing bacteria in live drilling muds, core materials and reservoir formation brine from new oilfields. *Geological Society, Special Publications*, 1–10. DOI: 10.1144/GSL.SP.1997.124.01.14.
- Miller A.A., Miller P.F., 2011. Emerging Trends in Antibacterial Discovery. *Caister Academic Press*, 230–252. DOI: 10.21775/9781910190517.
- Mokhatab S., Poe W.A., 2012. Handbook of natural gas transmission and processing. *Gulf Professional Publishing*, 253–290.
- Myhr S., Lillebo B.L.P., Sunde E., Beeder J., Torsvik T., 2002. Inhibition of microbial H<sub>2</sub>S production in an oil reservoir model column by nitrate injection. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 54(3): 400–408. DOI: 10.1007/s00253-001-0881-8.
- Pandey M., 2005. Process Optimization in Gas Sweetening Unit – A Case Study. *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar*: 67–68. DOI: 10.2523/iptc-10735-MS.
- Schwermer C.U., Lavik G., Abed R.M.M., Dunsmore B., Stoodley P., Ferdelman T., Gieseke A., de Beer D., 2008. Impact of nitrate on the structure and function of bacterial biofilm communities in pipelines used for injection of seawater into oil fields. *Applied and Environmental Microbiology*, 74(9): 2841–2851. DOI: 10.1128/aem.02027-07.
- Szlęk M., Holewa J., 2015. Optymalizacja metody oznaczania zawartości związków siarki występujących w paliwach gazowych. *Nafta-Gaz*, 71(5): 308–313.
- Turkiewicz A., Steliga T., Kluk D., 2021. Biomonitoring studies and preventing the formation of biogenic H<sub>2</sub>S in the Wierchowice Underground Gas Storage facility. *Energies*, 14(17): 5463. DOI: 10.3390/en14175463.



- Wciślak A., Janiga M., Kania M., 2022. Porównanie oznaczeń siarkowodoru z użyciem różnych typów detekcji (FPD, TCD) stosowanych w chromatografii gazowej. *Nafta-Gaz*, 78(4): 251–258. DOI: 10.18668/NG.2022.04.01.
- Wolicka D., Borkowski A., Dobrzyński D., 2010. Interactions between microorganisms, crude oil and formation waters. *Geomicrobiology Journal*, 27(1): 43–52. DOI: 10.1080/01490450903232181.
- Xiao Q., Cai S., Liu J., 2021. Microbial and thermogenic hydrogen sulfide in the Qianjiang Depression of Jianghau Basin: Insights from sulfur isotope and volatile organic sulfur compounds measurements. *Applied Geochemistry*, 126: 104865. DOI: 10.1016/j.apgeochem.2020.104865.

- Xue Y., Voordouw G., 2015. Control of microbial sulfide production with biocides and nitrate in oil reservoir simulating bioreactors. *Frontiers Microbiology*, 6: 1387. DOI: 10.3389/fmicb.2015.01387.



Dr hab. inż. Irena MATYASIK, prof. INiG – PIB  
Zastępca Kierownika Zakładu Geologii i Geochemii  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: irena.matyasik@inig.pl



Dr Anna TURKIEWICZ  
Adiunkt w Zakładzie Mikrobiologii  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: anna.turkiewicz@inig.pl



Mgr Agnieszka WCIŚLAK-OLESZYCKA  
Specjalista inżynierijno-techniczny w Zakładzie  
Geologii i Geochemii  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: agnieszka.wcislak@inig.pl

## OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU STYMULACJI WYDOBYCIA WĘGLOWODORÓW

- przygotowywanie receptur i badania płynów zabiegowych do stymulacji wydobywania ropy i gazu;
- badania dostarczonych cieczy szczelinujących;
- symulacje przepływów i badania reologiczne w skali półtechnicznej;
- badania materiałów podsadzkowych;
- badania przewodności szczeliny w zależności od użytego materiału podsadzkowego i płynu zabiegowego;
- symulacje usuwania uszkodzenia strefy przyodwiertowej;
- badania kąta zwilżania, napięcia powierzchniowego i międzyfazowego;
- oznaczanie współczynnika przepuszczalności i porowatości skał, kamienia cementowego, betonu itp.;
- dobór środków regulujących właściwości reologiczne płynów (SPCz, polimery, nanododatki);
- badania szybkości reakcji skał złożowych z cieczami kwasującymi;
- laboratoryjne symulacje zabiegów kwasowania w warunkach złożowych;
- wykonywanie projektów technologicznych zabiegów stymulacji;
- analiza testów miniszczelinowania i analiza pozabiegowa;
- laboratoryjne symulacje metod wspomagających wydobywanie węglowodorów (EOR);
- badania zjawisk korozyjnych występujących w górnictwie naftowym (m.in. HIC, SCC);
- dobór ochrony inhibitorowej zapobiegającej zjawiskom korozyjnym.



Kierownik: dr inż. Marek Czupski  
Telefon: 13 434 96 01 Faks: 13 436 79 71 E-mail: marek.czupski@inig.pl

Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy