

## Badania wpływu środków pieniających na skuteczność wynoszenia wody złożowej z odwiertu

### Research on the effect of foaming agents on the effectiveness of reservoir water removal from the well

Dorota Kluk, Teresa Steliga, Dariusz Bęben

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** W artykule zaprezentowano badania spienialności wód złożowych za pomocą środków powierzchniowo czynnych (SPCz) o handlowych nazwach BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380. Stosowane SPCz występowały w postaci świec pieniających. Wody poddawane testom pienienia charakteryzowały się różnorodnymi parametrami fizycznymi i chemicznymi, szczególnie pod kątem mineralizacji (260–311 664 mg/dm<sup>3</sup>) i zawartości substancji organicznych (0–102 mg/dm<sup>3</sup>). Testy wpływu środków pieniających na skuteczność spieniania i wynoszenia wód złożowych z odwiertu prowadzono na stanowisku laboratoryjnym symulującym kolumnę wydobywczą gazu ziemnego. Podczas testów pienienia wód złożowych, prowadzonych kolejno z dawkami środków powierzchniowo czynnych: 1,5 g/m<sup>3</sup>, 3,0 g/m<sup>3</sup> oraz 5,0 g/m<sup>3</sup>, wykonywano pomiary: napięcia powierzchniowego wody, objętości wytworzonej piany w funkcji czasu oraz wypienionej wody złożowej. Kryterium wyboru efektywności działania środka powierzchniowo czynnego dla badanej wody było jej skuteczne wynoszenie w strukturze piany z instalacji symulującej zawodniony odwiert gazowy oraz minimalizacja dawki wprowadzanego do wody środka pianotwórczego. Wyniki przeprowadzonych badań laboratoryjnych uzyskane w ramach realizowanej pracy umożliwiły zaproponowanie efektywnie działających środków powierzchniowo czynnych w kontekście spieniania i wynoszenia wód złożowych z odwiertu. W praktyce powiązanie wyników badań laboratoryjnych z rodzajem i dawkowaniem środków pieniających, z właściwościami wody złożowej i parametrami eksploatacji złoża gazu pozwoli na wskazanie, jakie środki i w jakich ilościach mogą w efektywny sposób usprawnić eksploatację danego rodzaju złoża gazu ziemnego. Wyniki prac przyczynią się do zwiększania stopnia szczypania zasobów geologicznych złóż węglowodorów.

**Słowa kluczowe:** odwadnianie odwiertów gazowych, wody złożowe, środki powierzchniowo czynne, napięcie powierzchniowe.

**ABSTRACT:** The article presents studies of formation water foamability using surfactants with the trade names BioLight 30/380, BioAcid 30/380 and BioCond Plus 30/380. Foaming candles were used as the surfactants. The waters subjected to foaming tests were characterized by various physical and chemical parameters, especially in terms of mineralization (260–311,664 mg/dm<sup>3</sup>) and the content of organic substances (0–102 mg/dm<sup>3</sup>). Tests of the effect of foaming agents on the effectiveness of foaming and raising formation water from the borehole were carried out on a laboratory stand simulating a natural gas well. During the tests of formation water foaming, carried out successively with surfactants doses of 1.5, 3.0 and 5.0 g/m<sup>3</sup>, the following measurements were made: surface tension of water, volume of generated foam as a function of time and foamed formation water. The criterion for choosing the effectiveness of the surfactant for the tested water was: effective removal of water in the form of foam from the installation simulating a flooded gas well and the minimization of the dose of the foaming agent introduced into the water. In practice, linking the results of laboratory tests with the type and dosage of foaming agents, formation water properties and exploitation parameters of gas reservoir will make it possible to indicate which agents and in what quantities can effectively improve the exploitation of a given type of natural gas deposit. The results of the works will contribute to increasing the degree of depletion of geological resources of hydrocarbon deposits.

**Key words:** gas well deliquification, reservoir waters, surfactants, surface tension.

#### Wprowadzenie

W końcowej fazie eksploatacji złoża gazu ziemnego następuje spadek ciśnienia, a prędkość gazu staje się niewystarczająca

do wyniesienia cieczy na powierzchnię. W wyniku tego zwiększa się objętość cieczy w odwiercie i ostatecznie spód odwiertu zostaje zawodniony. Gdy to nastąpi, zmniejsza się wydobywanie, aż do jego zatrzymania. Jeśli nie zostaną na czas podjęte decyzje

Autor do korespondencji: D. Kluk, e-mail: [dorota.kluk@inig.pl](mailto:dorota.kluk@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji: 04.01.2023 r. Zatwierdzono do druku: 12.06.2023 r.

dotyczące usuwania wody, odwiert może ulec całkowitemu zawodnieniu, a w konsekwencji może zostać utracony. Taka sytuacja zmusza do skorzystania z technik wspomagających wydobywanie, aby maksymalnie szcerpać zasoby geologiczne złoża (Szpunar i Budak, 2012; Chang i Bai, 2017). Oznacza to, że potrzebne są innowacyjne technologie służące poprawie wydobywania pozostałości gazu.

Jedną z technik odwadniania odwiertów gazu ziemnego jest metoda oparta na wytworzeniu w odwiercie piany, tzw. *foam lift*. Wytworzona piana zmniejsza napięcie powierzchniowe cieczy, tym samym zmniejszając minimalną prędkość krytyczną gazu wymaganą dla jego przepływu (van Nimwegen et al., 2018; Amani et al., 2022). Ważne jest, aby złożo posiadało energię mechaniczną potrzebną do mieszania gazu z wodą. Powstała piana zmniejsza gęstość cieczy, a tym samym ciśnienie hydrostatyczne wywierane na spód odwiertu i złożo. Piana jest w stanie płynąć jako faza ciągła przy mniejszej prędkości gazu i wynosić w swojej strukturze wodę z odwiertu (Ajani et al., 2016; Zhang Z. et al., 2019). Pomaga to wydłużyć sprawność odwiertu gazowego. W metodzie tej środki pianotwórcze ciekłe lub stałe mogą być wprowadzane do odwiertu w sposób ciągły lub partiami (Oyewole i Lea, 2008; Liang et al., 2014; Veeken et al., 2017; Martins et al., 2019), natomiast ich dobór i dawkowanie uzależnione są od właściwości wydobywanej wody złożowej. Ważne zatem jest przeprowadzenie szczegółowych badań środków w celu ich wyboru dla danego złoża. Właściwy dobór środków do danego rodzaju wody złożowej powinien uwzględniać również czas utrzymywania się piany w warunkach przepływu gazu (Zhang P. et al., 2022). Ma to niebagatelne znaczenie, gdyż zbyt intensywne pienie i długie utrzymywanie się piany w strumieniu gazu może powodować zakłócenia pracy urządzeń napowierzchniowych i kontrolno-pomiarowych.

Podjęcie badań dotyczących skuteczności działania środków powierzchniowo czynnych w kontekście spieniania i wynoszenia wód złożowych z instalacji symulującej odwiert wydobywczy pozwoli na wskazanie, jakie środki i w jakich ilościach mogą w efektywny sposób usprawnić eksploatację danego rodzaju złoża gazu ziemnego.

### Materiały i metodyka badawcza

Materiał badawczy stanowią wody złożowe wydzielane w separatorach odwiertów pracujących na obszarze Niżu Polskiego: W-8, WG-1 oraz Ż-11. Odwiertami tymi prowadzona jest eksploatacja złóż gazu ziemnego. Do badań zastosowano również wodę wodociągową (WW) – jako wodę pozbawioną zanieczyszczeń. Wytypowane do badań wody poddano analizom fizykochemicznym, których wyniki zamieszczono

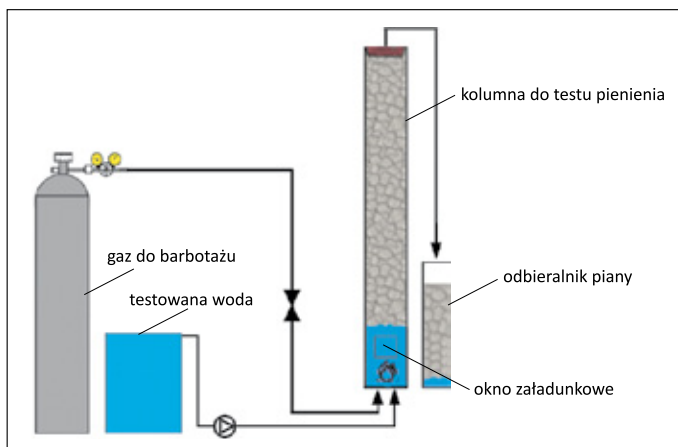
w tabeli 1. Analizy fizyczne i chemiczne prowadzono z wykorzystaniem następującej aparatury: pH-metr 330i (pH, potencjał oksydacyjno-redukcyjny), waga analityczna Radwag WAA 220/C/2 (substancje rozpuszczone i nierozpuszczone), spektrofotometr UV/VIS Lambda 35 (siarczany, żelazo, mangan). Zanieczyszczenie ropopochodne (TPH) oznaczano poprzez rozpuszczalnikową ekstrakcję dichlorometanem, którą przeprowadzono w trzech seriach (20 ml rozpuszczalnika, 15 min). Substancje polarne usunięto poprzez filtrację przez kolumnienki Bakerbond z wypełnieniem Florisil. Rozpuszczalnik odparowano na próżniowej wyparce obrotowej, a ekstrakt rozpuszczono w 1 ml dichlorometanu i analizowano metodą GC. Analizę wyekstrahowanych zanieczyszczeń ropopochodnych, obejmującą ilościowe oznaczenie sumarycznej ich zawartości, wykonano na chromatografie Clarus 500 GC firmy PerkinElmer. Do ilościowego oznaczenia sumarycznej zawartości zanieczyszczeń ropopochodnych (TPH) zastosowano zestaw standardów kalibracyjnych firmy Tusnovics Instruments (certyfikowany wzorzec: BAM K010).

Testy pienienia badanych wód prowadzono z wykorzystaniem środków powierzchniowo czynnych w formie świec pniących o handlowych nazwach:

- BioLight 30/380 – zawiera etoksyloowane alkohole C16-18 jako niejonowy SPCz;
- BioAcid 30/380 – głównym składnikiem jest kwas amido-sulfonowy (60%) oraz inhibitory korozji;
- BioCond Plus 30/380 – zawiera wodorotlenek (2-hydroksy-3-sulfopropyl)dimetylo[3-[(1-oksododecylo)amino]propyl]amonu (15%), zalecana do spieniania wód z wysoką zawartością kondensatu.

Badania wpływu środków pniących na wynoszenie ciekłej fazy z odwiertów gazowych przeprowadzono w warunkach laboratoryjnych na zbudowanym w tym celu stanowisku badawczym, symulującym odwiert gazowy. Układ doświadczalny (rysunek 1) składał się z pionowej kolumny o wysokości 2,3 m, średnicy wewnętrznej 3 cm i grubości ścianek 1 cm. Kolumnę w dolnej części wyposażono w okno do umieszczenia testowanego środka powierzchniowo czynnego oraz zawory umożliwiające wprowadzanie gazu barbotującego i testowanej wody. Gaz i badaną wodę (0,35 dm<sup>3</sup>) doprowadzano do kolumny testowej z wykorzystaniem wysokociśnieniowej pompy z natężeniem przepływu 6,5 dm<sup>3</sup>/min.

Skłonność do pienia cieczy określano na podstawie objętości piany powstałej podczas napowietrzania oraz szybkości jej gaśnięcia. Metoda oznaczania polegała na przedmuchiowaniu ze stałą prędkością powietrza przez badaną próbkę cieczy. Badanie prowadzono w temperaturze 20°C przez 20 min. W czasie pomiaru mierzono objętość powstałej piany i określano szybkość jej zaniku. Objętość piany odczytywano z wyskalowanego odbieralnika, natomiast objętość wypienionej z instalacji wody –



**Rysunek 1.** Schemat laboratoryjnego stanowiska do testów pienienia wód złożowych

**Figure 1.** Scheme of a laboratory stand for foaming of reservoir water tests

z różnicy zanotowanych poziomów wprowadzonej do kolumny testowej wody oraz wody w odbieralniku po zakończonym teście, po jej odgazowaniu.

Podczas testów pienienia wód złożowych, prowadzonych kolejno z dawkami środków powierzchniowo czynnych: 1,5 g/m<sup>3</sup>, 3,0 g/m<sup>3</sup> oraz 5,0 g/m<sup>3</sup>, wykonywano pomiary: napięcia powierzchniowego wody, objętości wytworzonej piany w funkcji czasu oraz wypienionej wody złożowej.

Badania napięcia powierzchniowego wody na granicy z powietrzem przeprowadzono na aparacie PAT-1 niemieckiej firmy Sinterface Technologies, który jest laboratoryjnym

tensjometrem (Miller i Liggieri, 2011; Janocha, 2014). Aparat w posiadanej wersji przeznaczony jest głównie do analizy profilu wiszącej kropli cieczy jednorodnych. Urządzenie sterowane jest komputerowo za pomocą oprogramowania SINTERFACE. Po wprowadzeniu procedury kalibracyjnej analizie poddawano roztwór, a wynikiem była średnia arytmetyczna z 10 powtórzeń.

### Charakterystyka wód przeznaczonych do testów pienienia

Do przeprowadzenia testów pienienia wytypowano wody o zróżnicowanej mineralizacji i zawartości składników organicznych. Analizie fizycznej i chemicznej poddano wody złożowe pobrane z separatorów odwiertów: W-8, WG-1, Ż-11, a także wodę wodociągową (WW). Uzyskane wyniki badań przedstawiono w tabeli 1.

Przeprowadzone badania wód wykazały, że charakteryzują się one odczynem w granicach pH 5,5–7,2, natomiast wartości potencjału oksydacyjno-redukcyjnego Eh oznaczono w zakresie od –111,6 mV do +260 mV. W celu określenia zawartości substancji organicznych wykonano oznaczenie takich parametrów wód jak: ChZT<sub>(Cr)</sub>, zawartość TPH (ang. *total petroleum hydrocarbons*) oraz substancji organicznych wyekstrahowanych dichlorometanem. W badanych wodach oznaczono zróżnicowane wartości wskaźników zapotrzebowania tlenu ChZT<sub>(Cr)</sub> (30–35 400 mg O<sub>2</sub>/dm<sup>3</sup>), świadczące o obecności substancji o właściwościach redukcyjnych i TPH (0–60 mg/dm<sup>3</sup>).

**Tabela 1.** Parametry fizyczne i chemiczne badanych wód

**Table 1.** Physical and chemical parameters of the tested reservoir waters

Oznaczenia	Jednostka	Odwiert W-8	Odwiert WG-1	Odwiert Ż-11	Woda WW
pH	–	5,5	5,6	5,3	7,2
Eh	[mV]	–92,3	–76,4	–111,6	+260
Gęstość (20°C)	[g/cm <sup>3</sup> ]	1,168	1,091	1,184	0,998
Sucha pozostałość 104°C	[mg/dm <sup>3</sup> ]	272 152	160 588	311 664	278
Pozostałość po prażeniu	[mg/dm <sup>3</sup> ]	234 284	133 200	263 580	260
Substancje nierozpuszczone	[mg/dm <sup>3</sup> ]	222	94	34	n.s.
ChZT <sub>(Cr)</sub>	[mg O <sub>2</sub> /dm <sup>3</sup> ]	10 160	35 400	14 410	30
TPH	[mg/dm <sup>3</sup> ]	34	60	2,2	n.s.
Ekstrakt dichlorometanem	[mg/dm <sup>3</sup> ]	59	102	6,0	n.s.
Zawartość chlorków Cl <sup>–</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	145 245	77 990	163 070	17
Zawartość siarczanów SO <sub>4</sub> <sup>2–</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	300,0	39,5	198,1	n.s.
Zawartość węglanów CO <sub>3</sub> <sup>2–</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.
Zawartość wodorowęglanów HCO <sub>3</sub> <sup>–</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	42,7	158,6	24,4	76
Zawartość wapnia Ca <sup>2+</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	17 635	13 226	30 661	54
Zawartość magnezu Mg <sup>2+</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	1458,6	1944,8	1385,7	22
Zawartość żelaza Fe <sub>og.</sub>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	82,1	54,3	111,8	0,1
Zawartość manganu Mn <sup>2+</sup>	[mg/dm <sup>3</sup> ]	19,4	29,4	29,0	n.s.
n.s. – nie stwierdzono					

Wody są znacznie zróżnicowane pod kątem stopnia mineralizacji (260–311 664 mg/dm<sup>3</sup>) oraz zawartości substancji organicznych, które wyekstrahowano z wód za pomocą dichlometanu w ilościach od 0 mg/dm<sup>3</sup> (woda wodociągowa) do 102 mg/dm<sup>3</sup> (WG-1). Zawartość substancji nierozpuszczonych w badanych wodach złożowych kształtuje się na poziomie 0–222 mg/dm<sup>3</sup>. Oznaczone zawartości chlorków, wapnia i magnezu korespondują ze stopniem mineralizacji wód. Najwyższe ich zawartości oznaczono w wodach o najwyższym stopniu mineralizacji. W badanych wodach oznaczono zróżnicowaną zawartość żelaza ogólnego i manganu (Fe: 0,1–111,8 mg/dm<sup>3</sup>, Mn: 0–29,4 mg/dm<sup>3</sup>).

### Testy pienienia wód złożowych ze środkami powierzchniowo czynnymi

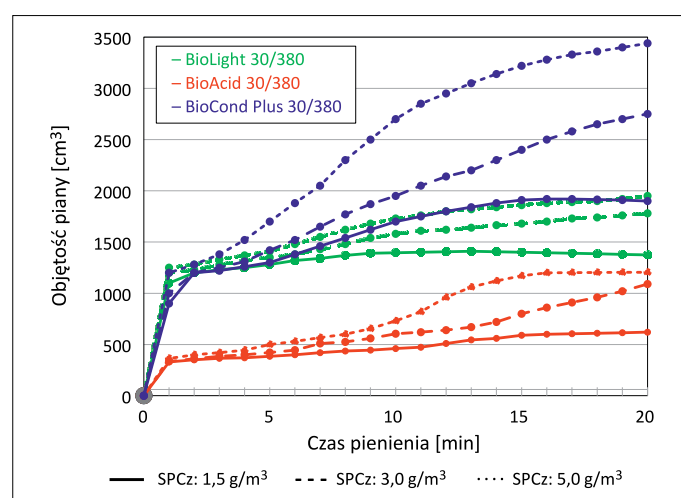
Wyniki przeprowadzonych testów pienienia wód złożowych z odwiertów W-8, WG-1, Ż-11 oraz wody WW z wykorzystaniem środków pianotwórczych (BioLight 30/380, BioAcid 30/380, BioCond Plus 30/380) zilustrowano w formie graficznej na rysunkach 2–9, natomiast w tabeli 2 przedstawiono wartości napięcia powierzchniowego poszczególnych roztworów środków powierzchniowo czynnych i testowanych wód.

Wykresy krzywych pienienia na rysunkach 2, 4, 6 i 8 wskazują, że skuteczność spieniania badanych wód za pomocą testowanych środków powierzchniowo czynnych można uszeregować w kolejności wzrastającej efektywności działania: BioAcid 30/380 < BioLight 30/380 < BioCond Plus 30/380. Duży potencjał tworzenia piany wykazuje środek powierzchniowo czynny BioCond Plus 30/380. Wykreślone krzywe pienienia dla wód złożowych z odwiertów W-8 i Ż-11 spienianych za pomocą tego środka stosowanego w stężeniach 3,0 g/m<sup>3</sup> i 5,0 g/m<sup>3</sup> wskazują znaczny przyrost objętości piany w funkcji czasu. W praktyce zabiegów prowadzonych w kopalniach zbyt intensywne pienienie i długie utrzymywanie się piany w strumieniu gazu może powodować zakłócenia pracy urządzeń napowierzchniowych i kontrolno-pomiarowych.

Przeprowadzone testy pienienia wody złożowej z odwiertu W-8 za pomocą środków BioLight 30/380 i BioCond Plus 30/380 wykazały, że ich zastosowanie w dawkach 1,5 g/m<sup>3</sup> po 20 min trwania testu umożliwiło usunięcie wody z instalacji symulującej zawadziony odwiert w 34%obj. i 47%obj. Znacznie lepsze efekty usuwania wody złożowej osiągnięto przy zastosowaniu wyższych dawek SPCz, tj. 3,0 g/m<sup>3</sup> i 5,0 g/m<sup>3</sup>. Objętości spienionych i wyniesionych z instalacji roztworów, uzyskane po 20 min testu kształtowały się w zakresie 57–80%obj. Efekt wynoszenia w strukturze piany wody złożowej spienionej za pomocą najmniej skutecznego SPCz BioAcid 30/380 był znikomy, gdyż dopiero przy dawce 5,0 g/m<sup>3</sup>

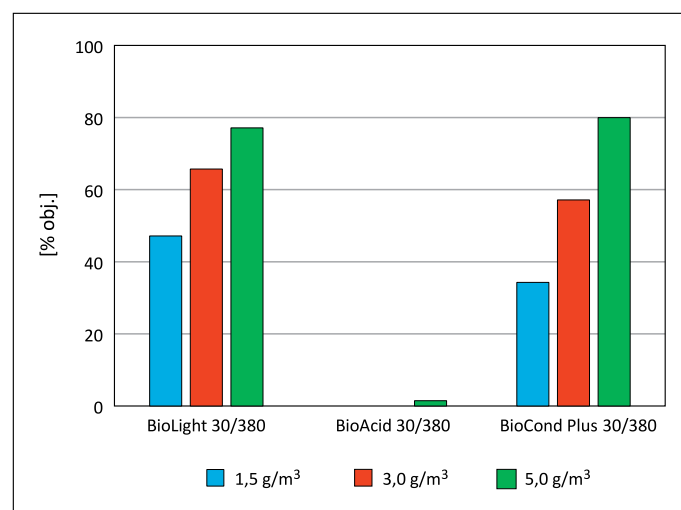
po 20 min trwania testu odebrano jedynie 1%obj. roztworu (rysunki 2–3).

Podobnie jak w przypadku testów spieniania wody złożowej z odwiertu W-8, tak i dla wód z odwiertów WG-1 i Ż-11 środek BioAcid 30/380 wykazał niską skuteczność działania, niezależnie od stężenia. Po 20 min trwania testu z instalacji wypieniono od 6%obj. do 20%obj. roztworu. Znacznie lepsze efektywności wynoszenia wody w strukturze piany osiągnięto przy zastosowaniu BioLight 30/380 i BioCond Plus 30/380 jako środków pianotwórczych. Po 20 min trwania testów pienienia z ich zastosowaniem w stężeniu 1,5 g/m<sup>3</sup> usunięto



**Rysunek 2.** Objętości wytworzonej piany z wody złożowej W-8 i świec pianotwórczych BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380

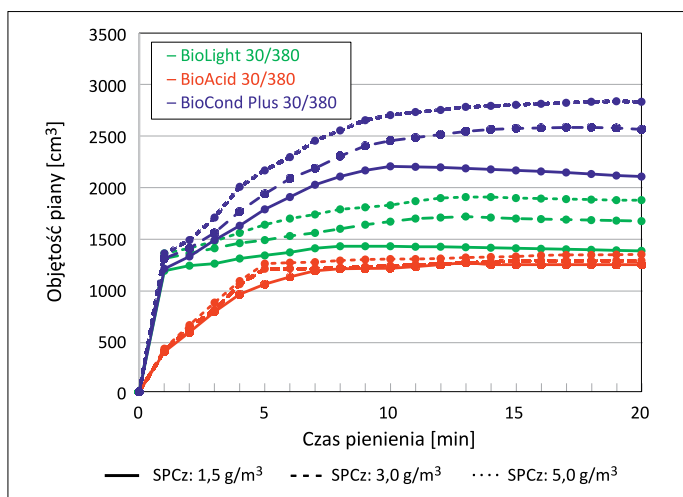
**Figure 2.** Volumes of foam produced from W-8 reservoir water and foaming candles BioLight 30/380, BioAcid 30/380, and BioCond Plus 30/380



**Rysunek 3.** Objętości wypienionej wody złożowej W-8 z wykorzystaniem różnych środków powierzchniowo czynnych w czasie 20 min

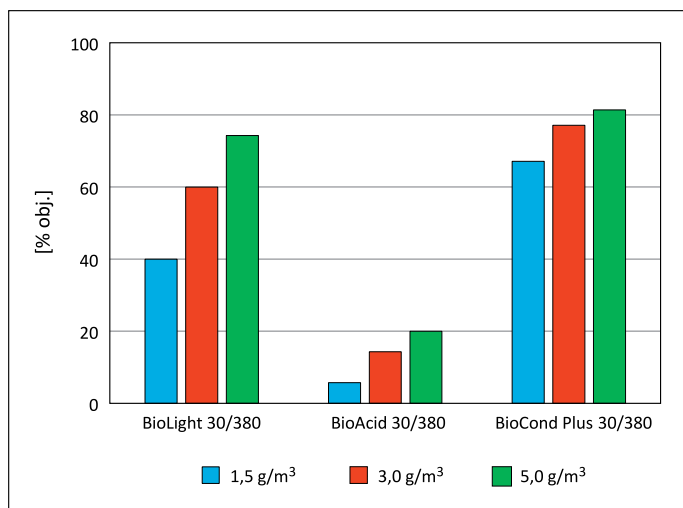
**Figure 3.** Volumes of W-8 reservoir water removed using various surfactants over 20 minutes

40–67%obj. (WG-1) i 47–57%obj. (Ż-11) wody z instalacji. W wyniku zwiększenia stężenia środka pianotwórczego w wodach złożowych do wartości 3,0 g/m<sup>3</sup> i 5,0 g/m<sup>3</sup> osiągnięto wzrost usunięcia wody z instalacji do zakresu 60–83%obj. (rysunki 4–7).



**Rysunek 4.** Objętości wytworzonej piany z wody złożowej WG-1 i świec pianotwórczych BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380

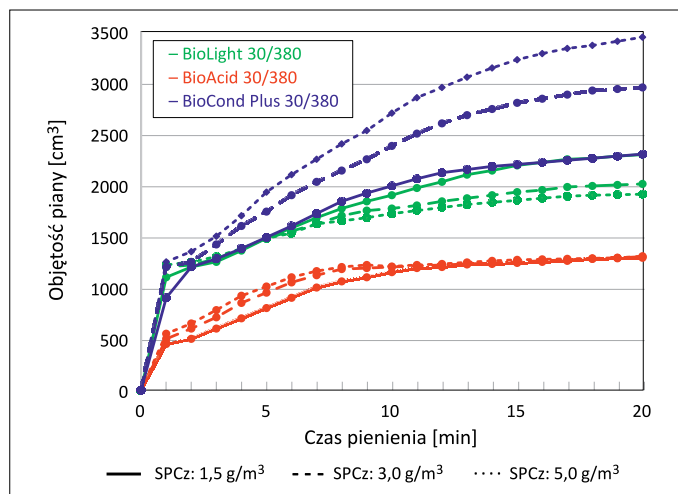
**Figure 4.** Volumes of foam produced from WG-1 reservoir water and foaming candles BioLight 30/380, BioAcid 30/380, and BioCond Plus 30/380



**Rysunek 5.** Objętości wody złożowej WG-1 wypienionej z wykorzystaniem różnych środków powierzchniowo czynnych w czasie 20 min

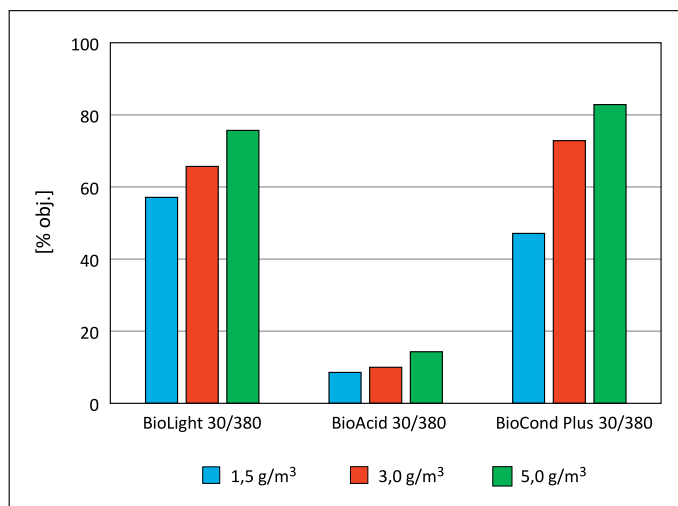
**Figure 5.** Volumes of WG-1 reservoir water removed using various surfactants over 20 minutes

Na rysunkach 8–9 przedstawiono skuteczność spieniania wody wodociągowej (WW) za pomocą testowanych SPCz. Badanie prowadzono w celu porównania efektywności spieniania wód o wysokim stopniu mineralizacji, zawierających substancje organiczne (wody złożowe), z efektywnością spieniania



**Rysunek 6.** Objętości piany wytworzonej z wody złożowej Ż-11 i świec pianotwórczych BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380

**Figure 6.** Volumes of foam produced from Ż-11 reservoir water and foaming candles BioLight 30/380, BioAcid 30/380, and BioCond Plus 30/380



**Rysunek 7.** Objętości wody złożowej Ż-11 wypienionej z wykorzystaniem różnych środków powierzchniowo czynnych w czasie 20 min

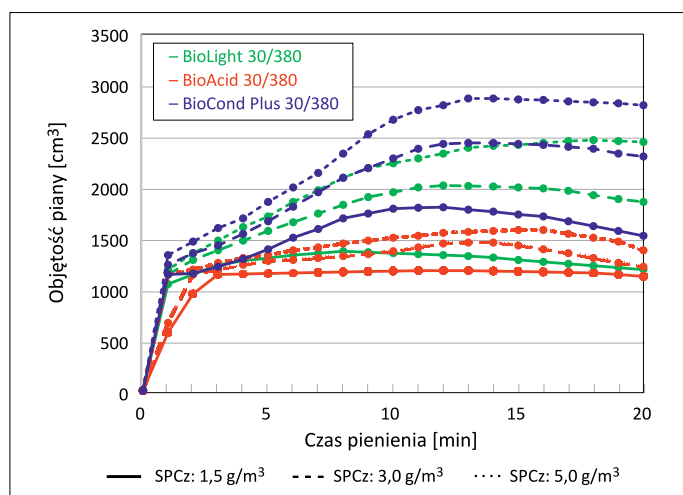
**Figure 7.** Volumes of Ż-11 reservoir water removed using various surfactants over 20 minutes

wody o niskim stopniu mineralizacji. Z przedstawionych danych wynika, że niskozmineralizowana woda (WW), pozbawiona organicznych zanieczyszczeń, jest znacznie łatwiej usuwana w strukturze piany z instalacji symulującej zawadniony odwiert gazowy. W trakcie 20-minutowego testu przeprowadzonego z różnymi środkami powierzchniowo czynnymi zanotowany efekt przedstawia się następująco:

- koncentracja SPCz: 1,5 g/m<sup>3</sup> – usunięcie wody w granicach 6–43%obj.;
- koncentracja SPCz: 3,0 g/m<sup>3</sup> – usunięcie wody w granicach 31–89%obj.;

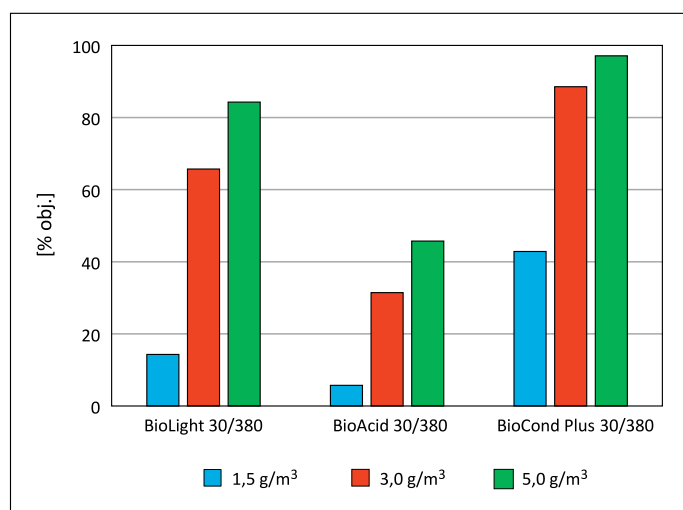
- koncentracja SPCz:  $5,0 \text{ g/m}^3$  – usunięcie wody w granicach 46–97%obj.

Równoległe z prowadzonymi testami spienialności wód złożowych za pomocą wytypowanych środków powierzchniowo czynnych prowadzono pomiar napięcia powierzchniowego otrzymanych roztworów. Z danych przedstawionych w tabeli 2 wynika, że dodatek środków powierzchniowo czynnych do roztworów obniża ich napięcie powierzchniowe, co zwiększa możliwość ich spieniania (Yakhshi-Tafti et al., 2011). Napięcie powierzchniowe badanych wód kształtowało się w zakresie  $65,8$ – $72,6 \text{ mN/m}$ . Wprowadzenie do wód złożowych środków



**Rysunek 8.** Objętości piany wytworzonej z wody WW i świec pianotwórczych BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380

**Figure 8.** Volumes of foam produced from WW water and foaming candles BioLight 30/380, BioAcid 30/380, and BioCond Plus 30/380



**Rysunek 9.** Objętości wytworzonej piany z wody WW i świec pianotwórczych BioLight 30/380, BioAcid 30/380 oraz BioCond Plus 30/380

**Figure 9.** Volumes of WW water removed using various surfactants over 20 minutes

pianotwórczych spowodowało nieznaczne jego obniżenie (tabela 2).

Na podstawie wyników przeprowadzonych testów pienienia wód złożowych z odwiertów W-8, WG-1 oraz Ż-11 można stwierdzić, że wysoki potencjał do usuwania wody z odwiertów gazowych wykazują:

- w przypadku wody złożowej z odwiertu W-8:
  - BioLight 30/380 w stężeniach  $3,0$ – $5,0 \text{ g/m}^3$ ;
- w przypadku wody złożowej z odwiertu WG-1:
  - BioLight 30/380 w stężeniach  $3,0$ – $5,0 \text{ g/m}^3$ ,
  - BioCond Plus 30/380 w stężeniach  $1,5$ – $5,0 \text{ g/m}^3$ ;
- w przypadku wody złożowej z odwiertu Ż-11:
  - BioLight 30/380 w stężeniach  $1,5$ – $5,0 \text{ g/m}^3$ ,
  - BioCond Plus 30/380 w stężeniach  $3,0$ – $5,0 \text{ g/m}^3$ .

Kryterium wyboru efektywności działania środka powierzchniowo czynnego dla badanej wody było jej skuteczne wynoszenie w strukturze piany z instalacji symulującej zawodniony odwiert gazowy oraz minimalizacja dawki wprowadzanego do wody środka pianotwórczego.

Decyzja o zastosowaniu technologii polegającej na wytworzeniu piany z wód złożowych, a następnie jej usunięciu z zawodnionych odwiertów gazowych powinna być poprzedzona badaniami w warunkach laboratoryjnych. Z uwagi na nieznaną interakcję komercyjnie dostępnych środków powierzchniowo czynnych z wodami złożowymi o różnorodnych parametrach fizycznych i chemicznych, takich jak mineralizacja czy obecność węglowodorów, przeprowadzenie testów pienienia wód złożowych z odwadnianego odwiertu jest konieczne, ponieważ umożliwia ich selekcję pod kątem skuteczności działania. Ma to na celu wybór optymalnego rodzaju i stężenia środków powierzchniowo czynnych możliwych do zastosowania w warunkach terenowych.

## Podsumowanie

Zawadnianie odwiertów gazowych jest dużym problemem w eksploatacji złóż gazu ziemnego. Jednym ze sposobów zapobiegania nadmiernej akumulacji cieczy jest dozowanie środków powierzchniowo czynnych na dno odwiertu. Środki te powodują zmniejszenie napięcia powierzchniowego cieczy, tym samym zmniejszając minimalną prędkość krytyczną gazu wymaganą dla jego przepływu. Powstająca piana zmniejsza gęstość cieczy, a tym samym ciśnienie hydrostatyczne wywierane na spód odwiertu i złoża. Piana jest w stanie płynąć jako faza ciągła przy mniejszej prędkości gazu i wynosić wodę z odwiertu. Pomaga to wydłużyć żywotność odwiertu gazowego.

Przeprowadzenie badań na stanowisku badawczym symulującym kolumnę wydobywczą stanowi cenną wskazówkę podczas doboru środków powierzchniowo czynnych do

**Tabela 2.** Napięcie powierzchniowe oraz objętości wypienionych z układu wód złożowych w zależności od rodzaju świecy pianotwórczej

**Table 2.** Surface tension and volume of reservoir water removed from the system depending on the type of foaming candle

Rodzaj świecy pianotwórczej	Stężenie świecy pianotwórczej			
	0 g/m <sup>3</sup>	1,5 g/m <sup>3</sup>	3,0 g/m <sup>3</sup>	5,0 g/m <sup>3</sup>
	Napięcie powierzchniowe [mN/m]			
<b>Odwiert W-8</b>				
BioLight 30/380	71,8	63,5	61,8	61,6
BioAcid 30/380	71,8	67,0	64,2	63,0
BioCond Plus 30/380	71,8	62,4	60,7	59,5
<b>Odwiert WG-1</b>				
BioLight 30/380	65,8	63,5	62,5	61,8
BioAcid 30/380	65,8	63,1	63,0	61,0
BioCond Plus 30/380	65,8	62,0	61,6	60,5
<b>Odwiert Ż-11</b>				
BioLight 30/380	70,0	64,2	63,9	64,0
BioAcid 30/380	70,0	65,6	63,8	63,0
BioCond Plus 30/380	70,0	65,0	62,2	60,0
<b>Woda WW</b>				
BioLight 30/380	72,6	70,3	67,3	61,2
BioAcid 30/380	72,6	70,1	67,2	60,6
BioCond Plus 30/380	72,6	69,5	66,2	59,2

odwadniania odwiertów gazowych. Testy pienienia wykonane dla kompozycji wód złożowych o zróżnicowanych parametrach fizykochemicznych ze środkami powierzchniowo czynnymi umożliwiły wyselekcjonowanie tych najefektywniej działających, rekomendowanych do zastosowania w warunkach przemysłowych.

Przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych testy pienienia wód złożowych z odwiertów W-8, WG-1 oraz Ż-11 wykazały wysoką skutecznością działania środków pianotwórczych:

- w przypadku wody złożowej z odwiertu W-8 – BioLight 30/380;
- w przypadku wód złożowych z odwiertów WG-1 i Ż-11: – BioLight 30/380 oraz BioCond Plus 30/380.

Środek powierzchniowo czynny BioAcid 30/380 wykazał niską skuteczność spieniania wszystkich testowanych wód.

Równoległe z prowadzonymi testami spienialności wód złożowych za pomocą środków powierzchniowo czynnych prowadzono pomiar napięcia powierzchniowego badanych roztworów. Wykazano, że dodatek środków powierzchniowo czynnych do roztworów obniża ich napięcie powierzchniowe, co zwiększa możliwość ich spieniania.

Wyniki wykonanych badań laboratoryjnych dotyczących możliwości zastosowania środków powierzchniowo czynnych do usuwania wody złożowej z zawodnionych odwiertów wykazują ich aplikacyjny charakter w kontekście zwiększania stopnia szczerpania zasobów geologicznych złoża gazu ziemnego.

Artykuł zrealizowany na podstawie pracy pt. *Badania wpływu środków pieniących na skuteczność wynoszenia wody złożowej z odwiertu*, praca INiG – PIB; nr zlecenia: 0020/KE/2022, nr archiwalny: DK-4100-0008/2022.

**Literatura**

Ajani A., Kelkar M., Sarica C., Pereyra E., 2016. Effect of surfactants on liquid loading in vertical wells. *International Journal of Multiphase Flow*, 83: 183–201. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2016.03.019.

Amani P., Rudolph V., Hurter S., Firouzi M., 2022. Sustainable dewatering of unconventional gas wells using engineered multiphase flow dynamics. *Fuel*, 324, Part B: 124675. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124675.

Chang P., Bai B., 2017. An improved method of gas well deliquification using supersonic nozzle. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 108, Part B: 2262–2272. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.01.054.

Janocha A., 2014. Zmiany napięcia powierzchniowego zasiarczonej wody złożowej na granicy z powietrzem. *Nafta-Gaz*, 70(6): 365–369.

Liang Z., Wang F., Deng X., 2014. A novel technology of combining foam injection and compression to lift liquid in water flooded gas wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 19: 147–151. DOI: 10.1016/j.jngse.2014.04.020.

Martins A., Marino M., Kerem M., Guzman M., 2019. Foam assisted gas lift: the impact of different surfactant delivery methods on oil well performance. *SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, London, England, UK*. DOI: 10.2118/195462-MS.

Miller R., Liggieri L. (eds.), 2011. *Bubble and Drop Interfaces* (1<sup>st</sup> ed.). CRC Press. DOI: 10.1201/b12177.

- Nimwegen A.T. van, Portela L.M., Henkes R.A.W.M., 2018. Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 105: 1–14. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.09.012.
- Oyewole P.O., Lea J.F., 2008. Artificial lift selection strategy for the life of a gas well with some liquid production. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA*. SPE-115950-MS. DOI: 10.2118/115950-MS.
- Szpunar T., Budak P., 2012. Ilościowe ujęcie zagadnienia usuwania wody z odwiertów gazowych. *Nafta-Gaz*, 68(1): 27–31.
- Veeken K., Hinai K., Shanfari A.A., Yamadi A., Zadjali A., Saidi A., Hadrhrami H., Daraai T., Mans J., Yousfi I., Hinai H., Wahaibi Y., Musalami K., Medhi R., McIntyre N., Kindi A., Kindi O., Naabi H., Mabsali L., Dhahri H., 2017. Evaluating performance of foam-assisted lift in sultanate of Oman by dedicated field testing. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE*. DOI: 10.2118/188223-MS.
- Yakhshi-Tafti E., Kumar R., Cho H.J., 2011. Measurement of surface interfacial tension as a function of temperature using pendant drop images. *International Journal of Optomechatronics*, 5: 393–403. DOI: 10.1080/15599612.2011.633206.
- Zhang P., Guo D., Cao X., Li X., Xia W., Peng W., Bian J., 2022. Foam stability: The key to inhibiting slug generation in gas-liquid flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 218: 110969. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110969.
- Zhang Z., Wang Z., Gao T., Li H., Wang J., Sun B., 2019. Experimental study on the effect of surfactants on the characteristics of gas carrying liquid in vertical churn and annular flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180: 347–356. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.05.048.



Dr hab. inż. Teresa STELIGA, prof. INiG – PIB  
Kierownik Zakładu Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [teresa.steliga@inig.pl](mailto:teresa.steliga@inig.pl)



Dr inż. Dariusz BĘBEN  
Adiunkt w Zakładzie Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [dariusz.beben@inig.pl](mailto:dariusz.beben@inig.pl)



Dr inż. Dorota KLUK  
Adiunkt w Zakładzie Technologii Eksploatacji Płynów Złożowych  
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A  
31-503 Kraków  
E-mail: [dorota.kluk@inig.pl](mailto:dorota.kluk@inig.pl)

## OFERTA BADAWCZA ZAKŁADU TECHNOLOGII EKSPLOATACJI PŁYNÓW ZŁOŻOWYCH

Zakład oferuje:

- opracowanie kompleksowej technologii bioremediacji in-situ gruntu zanieczyszczonego substancjami ropopochodnymi;
- rekultywację terenów skażonych substancjami ropopochodnymi;
- opracowanie technologii oczyszczania i utylizacji wód złożowych i odpadów po zabiegach stymulacyjnych z zastosowaniem nowoczesnych rozwiązań technicznych i technologicznych oraz metod biologicznych;
- optymalizacja procesów wydobycia i przygotowania do transportu ropy i gazu;
- monitorowanie zmian zawartości związków siarki w podziemnych magazynach gazu;
- badania i dobór inhibitorów parafinowo-hydratowych oraz deemulgatorów stosowanych w procesach eksploatacji złóż węglowodorów.

Badania i analizy laboratoryjne:

- analizy chromatograficzne:
  - » składu gazu ziemnego ( $C_1 - C_8$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ , He,  $H_2$ ),
  - » związków siarki w gazie ziemnym,
  - » węglowodorów ciężkich ( $C_3 - C_{36}$ , BTEX),
- analizy toksykologiczne z wykorzystaniem nowoczesnych testów: Microtox, zestawów testów typu „toxkit” i testu MARA;
- analizy zawartości wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) w próbkach środowiskowych z wykorzystaniem HPLC;
- analiza płynów złożowych, zanieczyszczeń gleby i ścieków, odpadów eksploatacyjnych i wiertniczych z wykorzystaniem chromatografii jonowej;
- nieniszczące badania grubości materiałów konstrukcyjnych (certyfikat UT2).



Kierownik: dr hab. inż. Teresa Steliga, prof. INiG – PIB Adres: ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno  
Telefon: 13 436 60 29, 13 436 89 41 w. 5222 Faks: 13 436 79 71 E-mail: [teresa.steliga@inig.pl](mailto:teresa.steliga@inig.pl)



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy