

Investigation of paraffin precipitation in crude oil under dynamic conditions using an HPHT microscope

Badanie zjawisk wytrącania parafin w ropie naftowej w warunkach dynamicznych z wykorzystaniem mikroskopu HPHT



DOI: 10.15199/62.2025.2.5

The temp. of the onset of paraffin pptn. was examined in gas-satd. crude oil samples under variable pressure conditions using a suitably modified PVT apparatus. The deposited solid paraffin phase was obsd. under a specialized microscope. The expts. were used to det. the boundary between the paraffinic area (presence of paraffin in the solid phase) and the paraffin-free area.

Przedstawiono problem związany z wpływem ciśnienia i temperatury na wytrącanie się osadów parafinowych z ropy naftowej. Wymieniono ważniejsze metody badawcze służące do określania temperatury depozycji stałej fazy parafinowej WAT (*wax apperance temperature*). Wykorzystując odpowiednio zmodyfikowaną aparaturę PVT, określono temperaturę początku wytrącania się parafiny, po osiągnięciu której na specjalistycznym mikroskopie obserwowano zdeponowaną stałą fazę parafinową. Na podstawie przeprowadzonych eksperymentów została wyznaczona granica rozdzielająca obszar parafinowy (występowanie parafin w fazie stałej) od obszaru bez parafiny.

Słowa kluczowe: parafiny, WAT, depozycja stałej fazy parafinowej

Keywords: paraffins, WAT, paraffin wax deposition

Terminem parafiny określa się grupę węglowodorów nasyconych, ale interpretacja składu tej grupy może różnić się w zależności od kontekstu. W chemii organicznej termin ten odnosi się do alifatycznych węglowodorów nasyconych (homologów metanu) o ogólnym wzorze $C_n H_{2n+2}$, które mogą występować w fazie gazowej, ciekłej oraz stałej. Przynależą do nich cząsteczki o zawartości 1–61 atomów węgla. W nomenklaturze stosowanej w przemyśle naftowym parafinami nazywa się mieszaniny *n*-alkanów, izoalkanów i cykloalkanów w fazie stałej, które są znane jako woski. Te substancje zawierają 17 lub więcej atomów węgla w cząsteczce i wytrącają się z mediów złożowych podczas procesu wydobywania surowców naftowych. Zazwyczaj zawierają pewną ilość zanieczyszczeń.

Parafinowanie to wytrącanie się z ropy naftowej osadów parafinowych na ściankach armatury napowierzchniowej. Proces ten generuje znaczne trudności i zagrożenia podczas eksploatacji, transportu oraz procesów przeróbki węglowodorów. Problem dotyczy nie tylko złóż ropnych, ale również gazowo-kondensatowych¹⁾. Wytrącająca się parafina może osadzać się na ściankach orurowania, zmniejszając przepływ. Niejednokrotnie prowadzi to do całkowitego wstrzymania wydobywania, na skutek przytykania rurek wydobywczych, żerdzi pompowych, jak również rurociągów napowierzchniowych. Parafinowanie przyczynia się więc do generowania znacznych strat finansowych związanych ze zmniejszeniem wydobywania, wzrostem zapotrzebowania mocy na



Mgr inż. Sławomir SZUFLITA (ORCID: 0000-0001-7776-4656) w roku 2008 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu i Wydziale Paliw i Energii AGH w Krakowie. Obecnie jest asystentem w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), symulacje procesów złożowych oraz problematyka depozycji stałej fazy parafinowej.



Mgr inż. Jerzy KUŚNIERCZYK (ORCID: 0000-0002-6579-605X) w roku 2008 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. Obecnie jest starszym specjalistą badawczo-technicznym w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja, badania właściwości fazowych płynów złożowych (PVT) oraz symulacje procesów złożowych.

* Adres do korespondencji:

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Lubicz 25, 31-503 Kraków, tel.: (12) 421-00-33, fax: (12) 430-38-85, e-mail: szuflita@inig.pl



Fig. 1. Example of a pipeline that is blocked due to the deposition of paraffin on the walls⁹⁾

Rys. 1. Przykład rurociągu zaczopowanego na skutek depozycji parafiny na ściankach⁹⁾

przetłaczanie oraz koniecznością wykonywania kosztownych zabiegów serwisowych^{2–5)}.

Wyróżnia się dwa rodzaje parafin/wosków wytrącających się z płynów złożowych: (i) woski makrokrystaliczne zbudowane głównie z *n*-alkanów o masach cząsteczkowych 300–600, krystalizujące w formie płaskich/płytkowych struktur, i (ii) woski mikrokrystaliczne lub amorficzne tworzone głównie przez izo- i cykloalkany o masach cząsteczkowych w zakresie 300–2500, krystalizujące w formie małych igielkowych struktur^{6, 7)}.

W warunkach złożowych parafiny pozostają w stanie równowagi z innymi składnikami płynu złożowego, w których są rozpuszczalne. W przypadku zakłócenia istniejącej równowagi, np. poprzez zmiany temperatury lub ciśnienia, może dojść do wytrącenia parafin z mediów złożowych i ich osadzania na ściankach (rys. 1). Kryształy parafin osiągając pewną masę krytyczną, mają tendencję do agregacji, a procesowi temu sprzyjają asfalteny, produkty korozji, części ilaste oraz drobiny skalne. W odpowiednich warunkach następuje skupianie cząstek i ich osadzanie się w postaci fazy stałej⁸⁾.

Temperatura jest istotnym czynnikiem wpływającym na proces wytrącania się parafin, ponieważ spadek temperatury powoduje zmniejszenie ich rozpuszczalności w płynach złożowych. Instalacje wydobywcze i transportowe, zwłaszcza te znajdujące się w rejonach o niskich temperaturach, szczególnie podwodne, są podatne na parafinowanie. Wyraźna zależność między temperaturą a wytrącaniem się parafin jest dobrze widoczna na diagramach fazowych, gdzie granica między fazą stałą a płynną jest uzależniona od ciśnienia oraz ilości rozpuszczonego w ropie gazu⁹⁾.

Proces tworzenia się fazy stałej wosku składa się z dwóch etapów, nukleacji, czyli tworzenia się zarodków, i swobodnego wzrostu kryształów. Początek tego procesu ma miejsce, gdy temperatura płynu złożowego obniża się do temperatury początku wytrącania parafiny (WAT), powodując łączenie się cząsteczek wosków w klastry, tworzące zarodki. Te zarodki następnie łączą się w większe aglomeraty, aż osiągną wielkość krytyczną, zapewniającą im stabilność. Nukleacja jest fazą tworzenia zarodków, a gdy temperatura utrzymuje się poniżej WAT, dochodzi do fazy wzrostu kryształów, w której cząsteczki tworzą struktury blaszkowe lub płytkowe¹⁰⁾.

Ważnym aspektem jest też temperatura rozpuszczenia parafin (WDT), czyli temperatura, przy której kryształy parafiny ponownie całkowicie rozpuszczają się podczas ogrzewania płynu złożowego. WDT jest zazwyczaj wyższa niż WAT¹¹⁾. Szybkość ochładzania płynu złożowego również ma znaczący wpływ na proces depozycji. Szybkie schładzanie prowadzi do tworzenia mniejszych kryształów w większej liczbie, co wpływa na tworzenie się luźnej i porowatej struktury wypełnionej ropą, podczas gdy wolniejsze schładzanie sprzyja powstawaniu większych kryształów i bardziej zwartej struktury.

Ciśnienie wywiera pośredni wpływ na proces wytrącania się parafin. Obniżenie ciśnienia prowadzi do zmniejszenia rozpuszczalności gazu w ropie, co powoduje przejście gazu z fazy ciekłej do gazowej. Kiedy lżejsze składniki ropy, które są dobrymi rozpuszczalnikami dla wosków odparowują, zmniejsza się rozpuszczalność parafin. To z kolei prowadzi do ich wytrącania, co objawia się zmętnieniem ropy naftowej⁵⁾.

Temperatura, przy której dochodzi do zmętnienia ropy jest nazywana temperaturą zmętnienia CPT (*cloud-point temperature*). Ta temperatura jest równoważna WAT. Zjawisko zmętnienia jest zatem wskaźnikiem krytycznym dla procesów związanych z wydobywaniem i przetwarzaniem ropy, ponieważ wskazuje na to, że warunki są sprzyjające wytrącaniu się wosków^{10, 12, 13)}.

Część doświadczalna

Materiały i surowce

W badaniach dotyczących warunków depozycji stałej fazy parafinowej wykorzystano próbki ropy naftowej i gazu ze złoża B3, znajdującego się w polskiej strefie ekonomicz-



Dr inż. Marcin WARNECKI (ORCID: 0000-0002-1200-7678) w roku 2000 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH w Krakowie. W 2016 r. uzyskał stopień doktora nauk o Ziemi w Państwowym Instytucie Geologicznym – Państwowym Instytucie Badawczym w Warszawie. Jest adiunktem w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym w Krakowie O/Krosno, gdzie kieruje Zakładem Badania Złóż Ropy i Gazu. Zajmuje się badaniami właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), tematyką wspomaganą wydobycia ropy (EOR), sekwestracją CO₂ (CCS/CCUS), symulacjami procesów złożowych na symulatorze komputerowym oraz na fizycznych modelach złoża. Specjalność – inżynieria złożowa, eksploatacja.



Dr inż. Artur M. WÓJCIKOWSKI (ORCID: 0000-0002-3217-2275) w roku 1999 ukończył studia na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH w Krakowie. W 2023 r. w wyniku realizacji doktoratu wdrożeniowego uzyskał stopień doktora nauk technicznych w dziedzinie inżynierii środowiska, górnictwa i energetyki na tym samym wydziale. Od 2007 r. jest pracownikiem Lotos Petrobaltic SA (obecnie Orlen Petrobaltic SA) w Gdańsku. Specjalność – transport płynów złożowych rurociągami podwodnymi, CCS oraz produkcja wodoru *offshore*.

nej Morza Bałtyckiego, których parametry przedstawiono w tabelach 1 i 2. Złoże to jest eksploatowane przez firmę Orlen Petrobaltic SA, będącą jedynym polskim przedsiębiorstwem górniczym specjalizującym się w poszukiwaniu i eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu na polskim szelfie Morza Bałtyckiego. Firma ta oferuje również kompleksowe usługi logistyczne *offshore*, w tym obsługę badań morza oraz zarządzanie flotą.

Table 1. Separator oil parameters

Tabela 1. Podstawowe parametry ropy separatorowej

Parametr	Wartość
Gęstość, g/cm ³	0,81169
Lepkość dynamiczna, mPa·s	5,13
Zawartość parafin, % mas.	16,023
Zawartość żywic, % mas.	8,12
Zawartość asfaltenów, % mas.	0,59

Table 2. Composition of separator gas

Tabela 2. Skład gazu separatorowego

Składnik	Zwartość
C1, % obj.	46,60
C2, % obj.	26,37
C3, % obj.	16,20
<i>i</i> -C4, % obj.	1,06
<i>n</i> -C40, % obj.	2,91
neo-C5, % obj.	0,002
<i>i</i> -C5, % obj.	0,48
<i>n</i> -C5, % obj.	0,48
ΣC5+, % obj.	1,19
N ₂ , % obj.	5,45
CO ₂ , % obj.	0,19
Wartość opalowa gazu, MJ/m ³	54,63

Aparatura

Do badań nad warunkami depozycji stałej fazy parafinowej wykorzystano HPM Particle Analyser, opracowany przez Vinci Technologies (rys. 2). To zaawansowane urządzenie służy do rejestrowania i analizowania ilości cząstek stałych w nasyconej gazem ropie naftowej. Kluczowe cechy i funkcje tego systemu obejmują rejestrację obrazów; kamera cyfrowa systemu tworzy obrazy



Fig. 2. HPM measurement cell^[14]

Rys. 2. Komora pomiarowa HPM^[14]

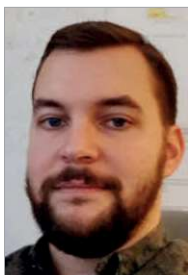
o rozdzielczości 1360 × 1024 pikseli w kolorze, co pozwala na szczegółową obserwację cząstek stałych w ropie (rys. 3). Automatyczna analiza i zapis danych analizuje wyświetlane obrazy i zapisuje wyniki. Użytkownik może określić częstotliwość zapisu danych w opcjach systemowych, co umożliwi dostosowanie do specyficznych potrzeb badawczych. Dzięki wykorzystaniu zaawansowanego mikroskopu i przetwarzania obrazu, system pozwala na dokładną obserwację i zliczanie zdeponowanych cząstek parafinowych w różnych ropach naftowych.

W eksperymentach z wykorzystaniem systemu HPM do badania warunków depozycji stałej fazy parafinowej istnieje możliwość pracy w szerokim zakresie ciśnień (1–1000 bar) oraz temperatur (-20–200°C). Użycie specjalistycznego układu chłodzącego umożliwia osiągnięcie i utrzymanie ujemnych temperatur, co jest kluczowe dla badań umożliwiających odtworzenie rzeczywistych warunków transportu ropy w rurociągach podmorskich.

Podczas eksperymentu pod mikroskopem obserwowano cienką warstwę płynu o grubości mniejszej niż 0,3 mm. To pozwoliło na szczegółową obserwację procesów zachodzących w mikroskali. Dzięki zaawansowanej komputerowej obróbce obrazu wideo była możliwa analiza różnych parametrów, takich jak rozkład, liczba oraz prędkość formowania wytrąconych cząstek stałych. Ta metoda pozwala na uzyskanie dokładnych i szczegółowych informacji o dynamice i mechanizmach depozycji parafin w różnych warunkach ciśnienia i temperatury.

Metodyka badań

Metodyka badań za pomocą mikroskopu wysokociśnieniowego HPM skupia się na dokładnym badaniu procesu wytrącania parafin i była prowadzona wg następujących 5 etapów: (i) przygotowanie próbki – badany płyn był wprowa-



Dr inż. Michał M. GRUSZKA w roku 2013 ukończył studia magisterskie na Wydziale Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w Krakowie. W 2023 r. uzyskał stopień doktora nauk w dziedzinie inżynierii środowiska, górnictwa i energetyki na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu tej samej uczelni. Od 2017 r. pracuje w firmie wydobywczej Lotos Petrobaltic SA (obecnie Orlen Petrobaltic SA) jako starszy specjalista ds. wydobywania w biurze eksploatacji i inżynierii złożowej. Specjalność – transport płynów złożowych rurociągami podwodnymi, CCS oraz produkcja wodoru *offshore*.

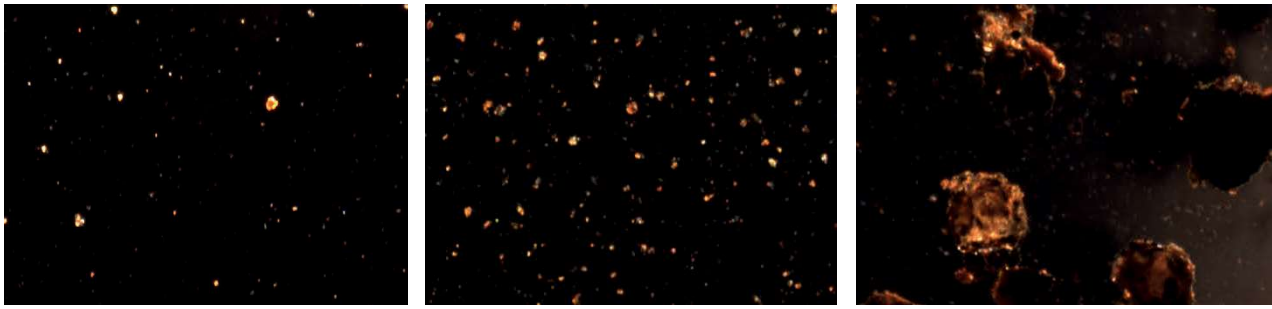


Fig. 3. View of the precipitated solids¹⁴⁾

Rys. 3. Widok wytrąconych osadów stałych¹⁴⁾

dzany do głównej komory ciśnieniowej, gdzie był rekombinowany (nasycony gazem) i stabilizowany w odpowiednich warunkach ciśnienia i temperatury, zapewniających reprezentatywność badania dla rzeczywistych warunków eksploatacyjnych; (ii) przetłaczanie próbki przez mikroskop – po stabilizacji płyn był przepompowywany do mikroskopu wysokociśnieniowego HPM, gdzie przepływał przez mikroskopową komorę do zrzutowego ciśnieniowego pojemnika z tłokiem pływającym, zlokalizowanego w kontrolowanej łaźni temperaturowej; (iii) regulacja i kontrola warunków eksperymentalnych – w trakcie eksperymentu nieustannie monitorowane i regulowane były ciśnienie oraz temperatura, co zapewniało stabilność i powtarzalność warunków eksperymentalnych (parametry te były krytyczne dla prawidłowego przebiegu badania); (iv) rejestrowanie i analiza danych – system wykorzystywał kamerę wideo do rejestrowania zmian zachodzących w badanym płynie, a obrazy były analizowane przez oprogramowanie, które mierzyło i analizowało różne parametry, takie jak liczba i rozmiar cząstek stałych; (v) badanie procesu wytrącania parafin – w celu zbadania początku temperatury wytrącania parafin dokładnie kontrolowano proces

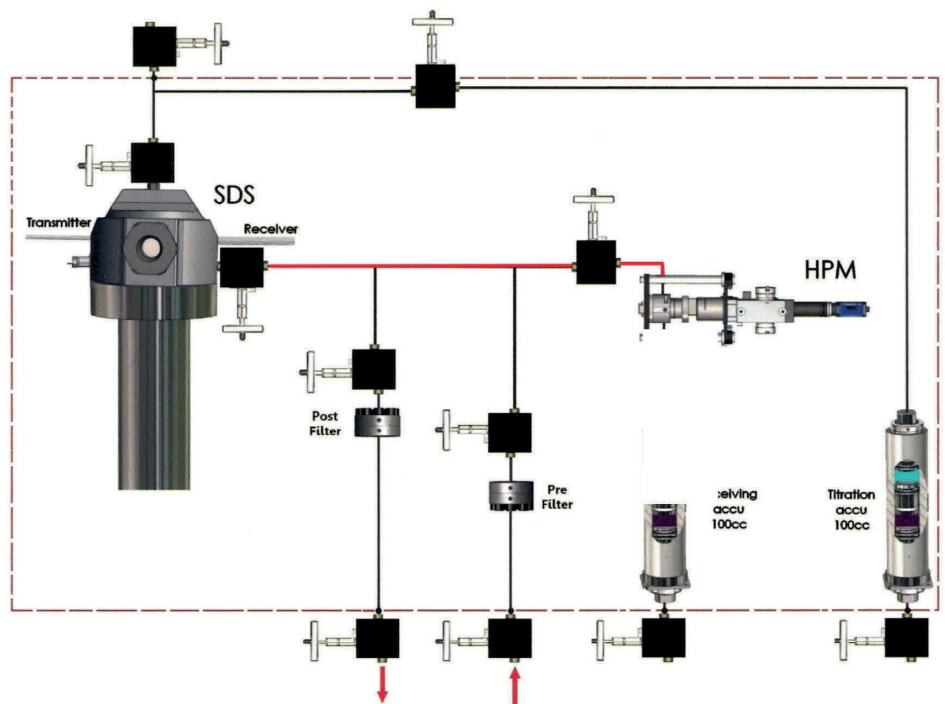


Fig. 4. PVT apparatus adapted to study paraffin precipitation phenomena¹⁴⁾

Rys. 4. Schemat aparatury PVT dostosowanej do badania zjawisk wytrącania parafin z wykorzystaniem mikroskopu wysokociśnieniowego¹⁴⁾

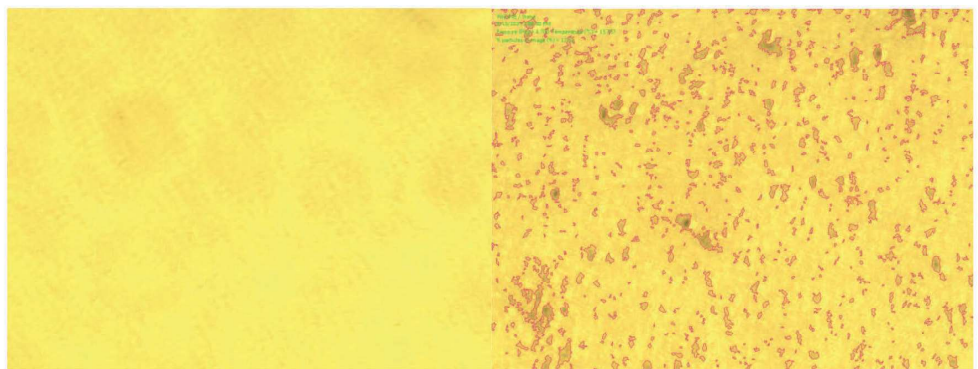


Fig. 5. Comparison of recorded images of a paraffin-free oil sample (left photo) and precipitated paraffins (right photo)

Rys. 5. Porównanie zarejestrowanych obrazów próbki ropy wolnej od parafin (z lewej) oraz z wytrąconymi parafinami (z prawej)

obniżania temperatury przy stałym ciśnieniu, obserwując zmiany w próbce (rys. 4).

Kryształy wytrąconego osadu parafinowego mogą być obserwowane w ropie naftowej poniżej temperatury pojawienia się parafin (WAT). Wielkość kryształów parafiny może być różna w różnych ropach naftowych, co dla przykładu pokazano na rys. 5.

Dla pobranej próbki ropy wykonano 2 serie badawcze. W pierwszej serii wykonano 5 eksperymentów. Założono, że pierwszy eksperyment przeprowadzony zostanie dla próbki ropy martwej (nienasyconej gazem). Dla kolejnych badań próbka była nasycona gazem w krokach co 25 bar, aż do uzyskania $P_{nas} = 100$ bar.

W drugiej serii badawczej wykonano 4 eksperymenty. Przed każdym badaniem wykonywano rekombinację ok. 300 cm³ próbki do ciśnienia nasycenia 100 bar w temp. 20°C. Założono, że każdy eksperyment przeprowadzony zostanie dla próbki ropy o tej samej wartości ciśnienia nasycenia. W kolejnych krokach badana próbka była sprężana w krokach co 50 bar, do uzyskania $P_{bad} = 300$ bar.

Wyniki badań

Analiza wykresów i danych z eksperymentów dotyczących wyznaczania WAT w ropie naftowej pozwoliła na zrozumienie relacji między temperaturą a procesem wytrącania się parafin. Na rys. 6 przedstawiono, jak zmieniała się liczba rejestrowanych cząstek stałych w zależności od temperatury próbki ropy, z zaznaczeniem wartości WAT wskazującej na moment, gdy zaczynało się wytrącanie parafin. Na rys. 7 zaprezentowano, jak procentowe pokrycie obrazu rejestrowanego przez kamerę zmieniało się w zależności od temperatury, z analogicznym zaznaczeniem wartości WAT.

W tabeli 3 zebrano szczegółowe dane z wszystkich przeprowadzonych badań, umożliwiając kompleksową

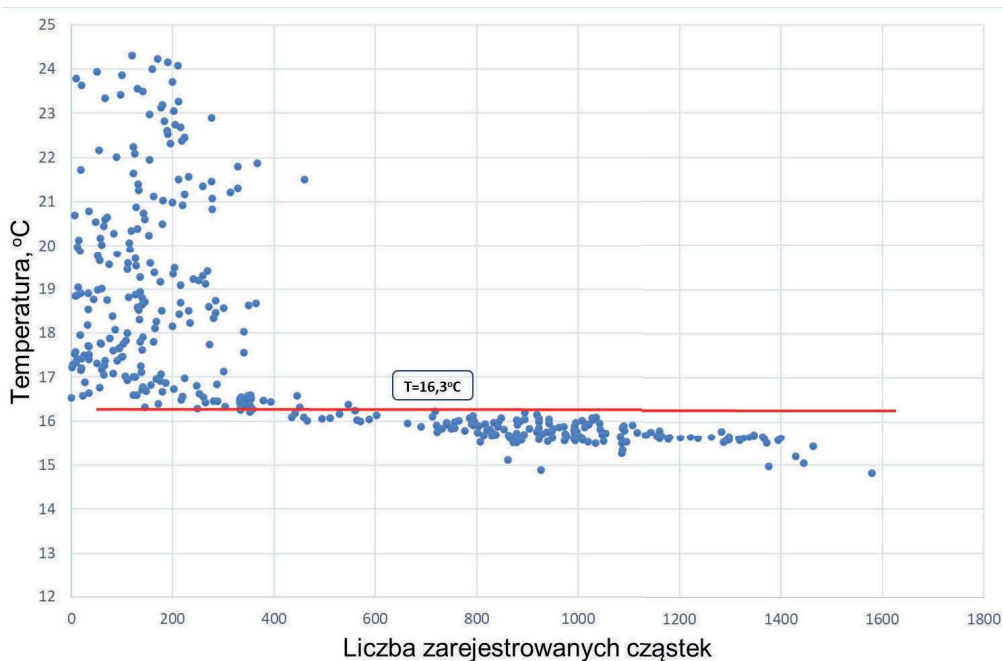


Fig. 6. Effect of oil sample temperature on the amount of deposited paraffin particles – determination of the temperature of the onset of deposition of the solid paraffin phase

Rys. 6. Wpływ temperatury próbki ropy na liczbę zdeponowanych cząstek parafiny – wyznaczenie temperatury początku depozycji stałej fazy parafinowej

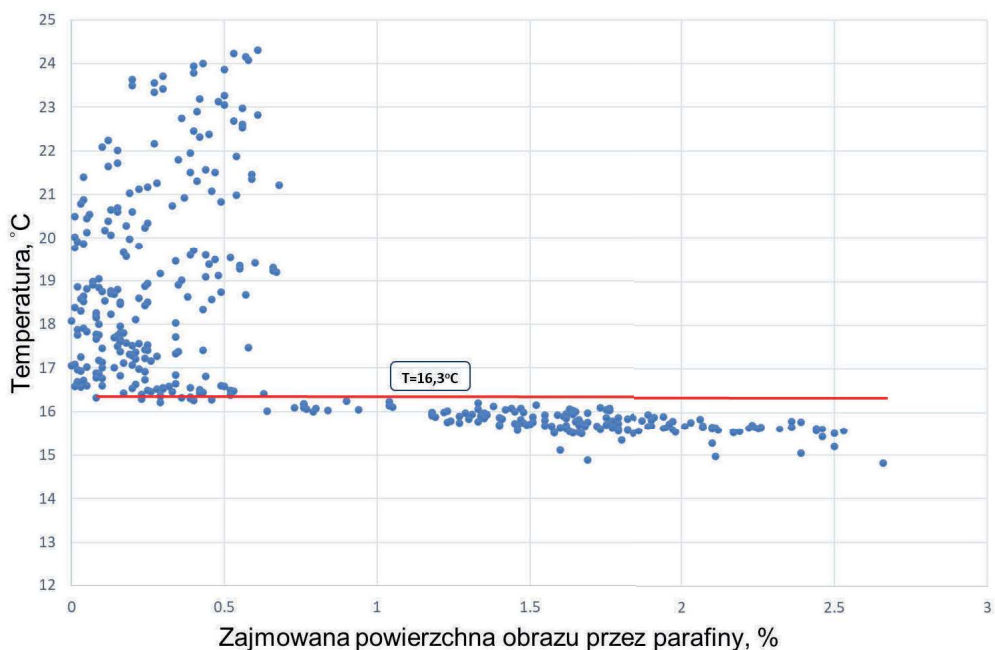


Fig. 7. Effect of oil sample temperature on the percentage of surface area occupied by paraffins – determination of the temperature of onset of deposition of the solid paraffin phase

Rys. 7. Wpływ temperatury próbki ropy na udział procentowy zajmowanej powierzchni przez parafiny – wyznaczenie temperatury początku depozycji stałej fazy parafinowej

analizę zależności między różnymi warunkami eksperymentalnymi a procesem wytrącania parafin. Na rys. 6 i 7 przedstawiono przebieg jednego z eksperymentów wykonanego dla próbki ropy pod ciśnieniem 102 bar i ciśnieniem nasycenia 100 bar, dostarczając wizualnego ujęcia zmian zachodzących w próbce podczas eksperymentu.

Table 3. Collected parameters and obtained results of pressure and temperature conditions of deposition of solid paraffin phase WAT

Tabela 3. Zebrane parametry i uzyskane wyniki wartości ciśnienia i temperatury depozycji stałej fazy parafinowej WAT

WAT, °C	Ciśnienie nasycenia, bar	Ciśnienie badania, bar	Uwagi
18,7	1,01	2	badanie próbki ropy martwej
17,8	10	12	ciśnienie nasycenia zbliżone do ciśnienia badania
17,5	25	27	
16,7	50	52	
16,5	75	77	
16,3	100	102	
17,2	100	125	ciśnienie nasycenia niższe niż ciśnienie badania
17,5	100	150	
18,3	100	200	
19,0	100	175	
19,5	100	250	
20,0	100	275	
20,4	100	300	

W pracy przeprowadzono kilkanaście testów dla różnych warunków ciśnienia i ciśnienia nasycenia. Takie podejście pozwoliło na uzyskanie przebiegu zmian warunków depozycji stałej fazy parafinowej w układzie PT. Ta analiza pozwala na głębsze zrozumienie mechanizmów wytrącania się parafin w ropie naftowej i znaczenia WAT jako krytycznego punktu dla tego procesu, co jest kluczowe dla efektywnego zarządzania ryzykiem związanym z parafinowaniem w przemyśle naftowym, zwłaszcza w kontekście przetwarzania i transportu ropy. Na rys. 8 przedstawiono uzyskane wyniki badań warunków depozycji stałej fazy parafinowej dla badanej próbki ropy. Uzyskany charakter krzywych w układzie PT daje pogląd przebiegu zmian temperatury WAT dla próbki ropy martwej, w dalszej kolejności wpływ rozpuszczonego gazu i ciśnienia, a finalnie wpływ samego wzrostu ciśnienia.

Ciśnienie oraz obecność rozpuszczonego gazu w próbce ropy znacząco wpływały na wyniki WAT. Obserwowano niższe temperatury WAT w przypadku próbek ropy nasyconej gazem w porównaniu z próbkami ropy martwej. To wskazuje na konieczność uwzględnienia tych czynników w rzeczywistych warunkach eksploatacji.

Uwzględniając wpływ ciśnienia na WAT dla badanej próbki ropy, ustalono, że w próbkach ropy wartość WAT wzrastała o 2°C na każde 100 bar wzrostu ciśnienia, co podkreśla zależność procesu wytrącania się parafin od ciśnienia.

Podsumowanie i wnioski

Nowo opracowana metodyka badania procesu wytrącania osadów parafinowych w ropie naftowej okazała się skuteczna. Umożliwia ona dokładniejszą analizę i lepsze zrozumienie procesów zachodzących w ropie nasyconej gazem, co jest bliższe rzeczywistym warunkom eksploatacji.

WAT jest kluczowym parametrem w procesie wytrącania się parafin. Zrozumienie jej wpływu na różnych etapach eksploatacji ropy jest niezbędne dla efektywnego zarządzania ryzykiem związanym z depozycją stałej fazy parafinowej, szczególnie w kontekście eksploatacji w warunkach morskich.

Przeprowadzenie testów dla różnych warunków ciśnienia i ciśnienia nasycenia pozwoliło na uzyskanie bardziej kompleksowego obrazu procesu wytrącania parafin w układzie PT. Dzięki temu można lepiej przewidywać i kontrolować te zjawiska w różnych warunkach eksploatacyjnych.

Badania wykazały, że rozpuszczony gaz i ciśnienie mają znaczący wpływ na proces wytrącania się parafin.

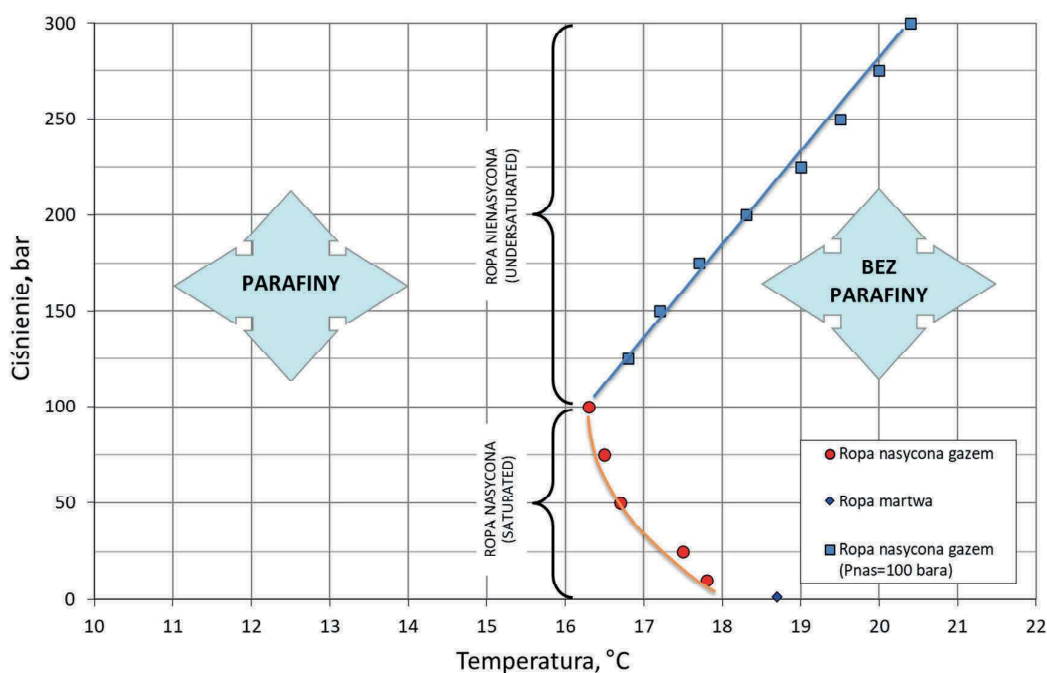


Fig. 8. PT area of paraffin precipitation for the tested oil sample experimentally determined

Rys. 8. Obszar PT wytrącania parafiny dla badanej próbki ropy wyznaczony eksperymentalnie

Tradycyjne podejście skupiające się na badaniu próbek ropy martwej okazuje się niewystarczające. Nowe badania, uwzględniające warunki, w jakich ropa jest eksploatowana (nasycona gazem), dostarczają bardziej wiarygodnych danych, które są kluczowe dla realistycznego planowania i przewidywania problemów w przemyśle naftowym.

Podsumowując, wyniki tych badań dostarczają cennych informacji, które mogą być wykorzystane do poprawy efektywności i bezpieczeństwa procesów wydobywczych i przetwarzania ropy naftowej, szczególnie w kontekście zarządzania problemami związanymi z wytrącaniem się parafin.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. „Badanie zjawisk wytrącania parafin w ropie naftowej w warunkach dynamicznych z wykorzystaniem mikroskopu HPHT”, praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW, nr archiwalny: DK-4100-40/23, nr zlecenia: 40/KB/23.

Otrzymano: 12-11-2024

Zrecenzowano: 16-11-2024

Zaakceptowano: 27-12-2024

Opublikowano: 20-02-2025

LITERATURA

- [1] Z. Jeirani, A. Lashanizadegan, S. Ayatollahi, J.J. Avanmardi, *J. Natural Gas Chem.* 2007, **16**, 293.
- [2] J. Lubaś, K. Sowizdżał, M. Stadtmüller, S. Szufliita, *Prace Nauk. Inst. Nafty Gazu* 2010, **170**, 379.
- [3] D. Bęben, *Nafta Gaz* 2014, nr 10, 684.
- [4] S. Szufliita, J. Kuśnierczyk, M. Wojnicki, M. Warnecki, *Nafta Gaz* 2018, **74**, nr 10, 759.
- [5] S. Szufliita, J. Kuśnierczyk, *Nafta Gaz* 2017, nr 6, 395.
- [6] B.J. Musser, P.K. Kilpatrick, *Energy Fuels* 1998, **12**, 715.
- [7] A. Elsharkawy, T.A. Al-Sathhaf, M.A. Fanhim, *Fuel* 2000, **79**, 1047.
- [8] F. Alnaimat, M. Ziauddin, *J. Pet. Sci. Eng.* 2020, **184**, 106385.
- [9] A. Wójcikowski, S. Nagy, *Wiad. Naft. Gaz.* 2022, **6**, 4.
- [10] J. Fanchi, L. Lake, *Petroleum engineering handbook*, vol. I. *General engineering*, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [11] S. Parameshwar, R.J. Ratnadip, M. Babu, *Int. J. Interdisciplinary Res. Innov.* 2015, **3**, 98.
- [12] J. Lubaś, E. Biały, M. Warnecki, *Prace IGNiG* 1999, nr 100.
- [13] K.S. Pedersen, H.P. Rønningsen, *Energy Fuels* 2003, **17**, 321.
- [14] S. Szufliita, W. Krasodomski, J. Kuśnierczyk, M. Wojnicki, M. Warnecki, *Nafta Gaz* 2023, **79**, nr 1, 11.

Organizatorzy konferencji:



zapraszają na

XVI Konferencję Naukowo-Techniczną MATERIAŁY WĘGLOWE i KOMPOZYTY POLIMEROWE **NAUKA - PRZEMYSŁ 2025**

8–11 kwietnia 2025 r.

USTROŃ-Jaszowiec, Pensjonat JAWOR

HONOROWY PATRONAT NAD KONFERENCJĄ OBJĘLI:

Komitet Inżynierii Materiałowej i Metalurgii PAN, Sekcja Materiałów Niemetalowych

oraz

Polskie Towarzystwo Materiałów Kompozytowych

PATRONAT MEDIALNY

Przemysł Chemiczny

PATRONAT WSPIERAJĄCY

Tokai Cobex Polska Sp. z o.o.

Jest to cykliczna, coroczna konferencja Naukowo-Techniczna, której celem jest prezentacja aktualnych wyników badań i tendencji dalszego rozwoju w zakresie otrzymywania, badania i zastosowania materiałów węglowych i kompozytów polimerowych oraz surowców do ich wytwarzania. Celem organizatorów jest stworzenie forum do wymiany poglądów i doświadczeń oraz zwiększenie integracji pomiędzy środowiskiem naukowym i przemysłem. W programie konferencji przewiduje się wygłoszenie: referatów (do 30 min), komunikatów (15 min), prezentację posterów i prezentację firm. Postery będą oceniane przez Komisję Konkursową, a najlepsze z nich otrzymają dyplomy i nagrody.

TERMINY

do 1 marca 2025 r. – zgłoszenie

do 10 marca 2025 r. – opłata konferencyjna i przesłanie skrótu wystąpienia

Zgłoszenie uczestnictwa i bliższe informacje do pobrania na stronie internetowej:

www.ptw.edu.pl/konferencje; www.konferencjaptw.pl

dr inż. Lidia Kurzeja, przewodnicząca Komitetu Organizacyjnego, kom.: +48 507-046-734, e-mail: lidia.kurzeja@interia.pl