

Dariusz Bęben

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Ochrona rurociągów przed wytrącaniem się parafiny z ropy naftowej

W artykule opisano zjawiska wytrącania się asfaltenów i parafiny oraz badania, jakie należy wykonać w celu ich ograniczenia. Szczególną uwagę zwrócono na skład rop naftowych, określenie temperatury wytrącania się parafiny, temperatury krzepnięcia ropy naftowej oraz na dobranie środków chemicznych w celu ograniczenia tych zjawisk. Opracowano program badań laboratoryjnych, którym należy poddać wytypowane najlepsze środki chemiczne wspomagające wydobywanie, aby zastosować je w kopalniach.

Słowa kluczowe: parafina, asfalteny, inhibitor, test laboratoryjny.

Protection of pipelines before precipitation of paraffin from crude oil

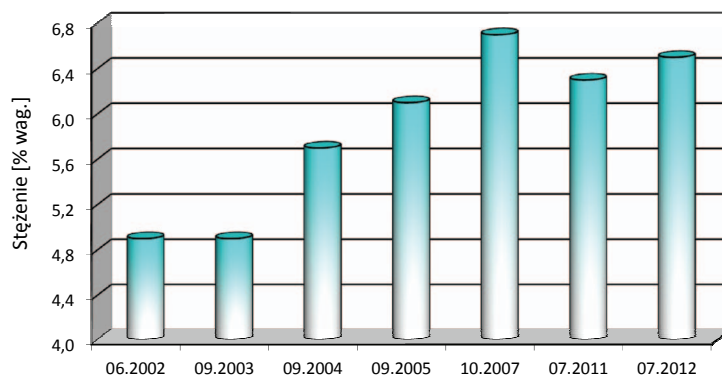
The article describes the phenomenon of the precipitation of asphaltenes and paraffins and research to be done to limit them. Particular attention was paid to the composition of crude oils, determination of wax precipitation temperature, solidification of petroleum and chemical selection in order to limit these phenomena. A program of laboratory tests, to select the best chemicals to use to supporting production and to be applied in mines was developed.

Key words: paraffin, asphaltene inhibitor, laboratory test.

Wstęp

Ropa naftowa wydobywana ze złoża zawiera w swym składzie znaczne ilości parafin, które podczas zmian fizykochemicznych i fazowych płynu złożowego, poprzez wytrącenia, utrudniają proces eksploatacji. Poruszona powyżej problematyka jest bardzo ważna dla zachowania ciągłości eksploatacji złóż ropy naftowej. Występowanie pokładów o zwiększonej zawartości parafin, asfaltenów i wody złożowej, która tworzy emulsję, stanowi utrudnienie podczas eksploatacji. Wytrącająca się parafina, w wyniku zmniejszania się temperatury podczas przepływu ropy naftowej z odwiertu do kopalni, osadza się na ściankach rurociągu, co zmniejsza przepływ, aż do całkowitego jego zaniku. Udrożnienie rurociągu wymaga użycia specjalistycznego sprzętu oraz wielu jednostek serwisowych, co jest kosztownym zabiegiem. W wyniku burzliwego przepływu ropy naftowej i wody złożowej w rurociągach tworzy się trudna do rozdzielenia emulsja. W pracy zajęto się badaniami laboratoryjnymi, jak i próbami przemysłowymi w kopalni

potwierdzającymi dobre wyselekcjonowanie pakietów środków chemicznych (związków powierzchniowo czynnych) do zapewnienia ciągłości transportu rurociągami. Na rysunku 1 przedstawiono przykładową zmianę stężenia parafiny w jednym z wybranych odwiertów złoża w czasie eksploatacji.



Rys. 1. Przykładowa zmiana stężenia parafiny w odwiercie Nizu Polskiego w czasie eksploatacji złoża

Zmiany ciśnienia i temperatury zachodzące podczas eksploatacji złoża powodują zmiany fizykochemiczne ropy naftowej i często prowadzą do trudno przewidywalnych wytrąceń parafin i asfaltenów. Może to spowodować znaczne ograniczenie przepływu ropy rurociągami, a nawet całkowite jego zatrzymanie.

Do podstawowych właściwości fizykochemicznych ropy naftowej zalicza się: gęstość, lepkość, skład frakcyjny, zawartość asfaltenów, żywic, siarki i innych zanieczyszczeń. Gęstość i lepkość należą do najważniejszych właściwości fizycznych ropy naftowej, ponieważ łatwo określają różnice w jej składzie chemicznym i strukturalnym. Gęstość

jest funkcją składu chemicznego ropy i jest uzależniona od udziału węglowodorów ciekłych oraz stałych (parafina, asfalteny, smoła i inne). Surowce o większej zawartości węglowodorów parafinowych charakteryzują się niższą gęstością w porównaniu do zawierających dużą ilość węglowodorów aromatycznych. Wyższa zawartość siarki, azotu i asfaltenów w ropie powoduje jej większą gęstość. Spotykane na światowym rynku ropy mają zwykle gęstość w przedziale 800÷1000 kg/m³. Wzrost gęstości ropy naftowej powoduje zwiększenie lepkości i średniej masy cząsteczkowej parafin, asfaltenów i żywic. W zależności od gatunku ropy zawartość żywic i asfaltenów waha się w granicach 4÷5% lub 10÷20%.

Charakterystyka ropy naftowej z Niżu Polskiego

W ropie naftowej Niżu Polskiego oznaczono około 16% związków aromatycznych, co w ropie handlowej daje dobre własności reologiczne, natomiast – jak wiadomo – w przypadku ropy surowej podczas procesu wydobycia i dopływu do instalacji stabilizacji sprawia pewne trudności związane z wytrącaniem się osadów parafinowo-asfaltenowych.

Cykliczne węglowodory alifatyczne (nafteny) mają budowę pierścieniową (związki cykliczne) – są to związki charakteryzujące się szczególnymi właściwościami. O ile nafteny o niskiej masie cząsteczkowej są dosyć dobrze poznane (cyklopropan, cyklobutan, cyklopentan, cykloheksan itd.), to bardziej złożone struktury są jeszcze wielką niewiadomą i wymagają dalszych badań [2].

Składniki ropy, począwszy od butanu, posiadają izomery, których liczba szybko rośnie wraz ze zwiększaniem się liczby atomów węgla w cząsteczce. Fakt ten bardzo utrudnia wyodrębnianie z frakcji naftowych indywidualnych węglowodorów. Niemniej jednak w przypadku alkanów, dzięki dokładnym pracom analitycznym (metodami chromatografii), ich skład z podziałem na n-alkany i izoalkany do C₂₀ jest bardzo wiarygodny. Jeśli zawartość naftenów w ropie naftowej jest istotna, należy się liczyć, że jej energia wewnętrzna może podlegać różnym wahaniom w zależności od warunków zewnętrznych. Ropa naftowa podczas jej magazynowania dąży do uzyskania najniższego stanu energetycznego. Jeśli naprężenia wewnątrz układów cząsteczkowych składników ropy naftowej zmierzają do osiągnięcia najniższej energii – łącznie ze znaczącym zanikiem ruchów Browna – pojawia się stan „metastabilny” ropy, który można porównać ze stanem pseudokrystalicznym lub przejściem zolu w żel. Właściwości takiej ropy są anomalnie inne niż surowca pozyskiwanego podczas ciągłego wydobycia (wzrasta gęstość, lepkość itp.). Zawartość cykloalkanów w ropie naftowej ze złoża Niżu Polskiego przesyłanej do zbiorników magazynowych wynosi ponad 8%. Należy mieć na uwadze, że zastosowane

metody analityczne pozwalają na dokładne oznaczenie wyodrębnionych cykloalkanów jedynie dla frakcji o długości łańcucha węglowodorowego w ropie do 8÷9, podczas gdy wiele węglowodorów cyklicznych posiada w swej strukturze łańcuchy węglowodorowe w liczbie nawet do kilkuset (częściowo występują różne wtrącenia nieorganiczne) [1]. Najcięższe cykloalkany i ich pochodne oznaczane są w postaci asfaltenów, których zawartość w ropie przekracza niekiedy 3%. W niniejszym wywodzie posługiwano się najbardziej wyrazistym przykładem składników ropy, jakimi są cykloalkany, niemniej jednak należy pamiętać, że wszystkie cięższe węglowodory i ich pochodne podlegają tego typu mechanizmowi – dążąc do osiągnięcia jak najniższego stanu energetycznego w zbiorniku magazynowym. Ropa naftowa wypływająca ze złoża posiada dużą energię wewnętrzną (wysoka temperatura, wysokie ciśnienie), a dodatkową energię otrzymuje podczas procesu technologicznego (stabilizacji, odsiarczania). Po przejściu procesu technologicznego w kopalni – ropa naftowa przepływa do zbiornika magazynowego. Tu następuje jej wychłodzenie i powstają zarodki krystalizacji, gdyż temperatura magazynowej ropy spada poniżej punktu wytrącania się osadów parafinowych (ang. *wax appearance temperature* – WAT). W ropie istotną rolę odgrywają substancje żywiczno-asfaltenowe. Należą one do grupy związków wielopierścieniowych, zawierających siarkę lub tlen, a także pierwiastki metaliczne. Żywice są substancjami rozpuszczalnymi w eterze naftowym, o konsystencji stałej lub półstałej, o gęstości dochodzącej do 1 g/cm³. Asfalteny to produkty kondensacji żywic – ciała stałe, nietopliwe lub bardzo trudno topliwe, nierozpuszczalne w eterze naftowym (rozpuszczalne w aromatach), których gęstość przekracza 1 g/cm³. Do tej grupy zalicza się także (uwzględniane w wynikach analizy asfaltenów według norm) produkty kondensacji asfaltenów, czyli karbeny – substancje rozpuszczalne jedynie w pirydynie lub chinolinie. Jeśli

w ropie występuje wolna siarka (lub siarkowodór) lub tlen, to pierwiastki te są potencjalnym źródłem kondensacji (lub polimeryzacji) związków organicznych, w kierunku tworzenia wielkocząsteczkowych asfaltenów (lub karbenów), o masie cząsteczkowej około tysiąca lub nawet kilku tysięcy (kondensacji sprzyjają także duże wahania temperatur) [1]. Asfalteny zachowują się specyficznie w obecności różnych rozpuszczalników – ogólnie są rozpuszczalne w aromatach, a spośród składników ropy – w żywicach. Istotnym logicznym wnioskiem jest potrzeba znajomości stosunku zawartości asfaltenów do żywic. W przypadku wysokiej wartości tego stosunku – w ropie naftowej występują zjawiska wytrącania się asfaltenów w postaci fazy stałej. Duża zawartość ciężkich związków węglowodorowych (bądź węglowodoropodobnych, jak substancje w rodzaju paku czy pozostałości podestylacyjnych) powoduje wysoką gęstość ropy, np. powyżej 0,93 g/dm³. Oczywiście jeśli jednocześnie w ropie naftowej niewiele jest związków aromatycznych, to można powiedzieć, że nie ma ropy w postaci płynnej kopaliny. Ropa taka zawiera znaczne ilości związków parafinowo-asfaltenowo-żywicznych, wpływających na jej

gęstość. Asfalteny pod względem chemicznym stanowią złożony system koloidalny – koloidalny roztwór asfaltenów z zaadsorbowaną przez nich częścią żywicy w środowisku utworzonym przez oleje i żywice. Dla scharakteryzowania właściwości asfaltenów duże znaczenie ma znajomość wzajemnego stosunku między asfaltenami, olejami i żywicami. Literatura podaje, że zagrożone wytrącaniem się osadów asfaltenowych są te ropy, których stosunek asfaltenów do żywicy jest wyższy od 0,3 [4]. Stosunek ten stanowi istotny parametr charakterystyki ropy.

Według powyższej teorii, uwzględniając dane analityczne, największe kłopoty z wytrącaniem się osadów asfaltenowych powinny zaistnieć podczas eksploatacji ropy naftowej z odwiertów Niżu Polskiego, gdzie stosunek asfaltenów do żywicy waha się od 0,7 do 0,9.

Z praktycznych obserwacji wynika, że możliwość wytrącania się osadów w ropociągach uwarunkowana jest nie tylko wartością stosunku asfaltenów do żywicy w analizowanych ropach, ale i zawartością w nich takich składników jak oleje, parafiny i lekkie składniki węglowodorowe, będące matrycą, w której są rozproszone żywice i asfalteny.

Badania laboratoryjne

Jak wcześniej wspomniano, ważny parametr stanowi temperatura początku wytrącania się osadów parafinowych z płynów złożowych (WAT). Określenie temperatury WAT jest niezbędne do doboru optymalnej metody przeciwdziałania powstawaniu wytrąceń parafinowych blokujących przepływ mediów złożowych. W trakcie wytrącania parafin w ropie zostają zdyspergowane cząsteczki i występuje jako niekryształiczna faza półstała. W rezultacie w objętości ropy pojawia się zawiesina zwiększająca jej lepkość.

W celu określenia temperatury początku wytrącania osadów parafinowych z ropy (WAT) wykorzystano metodę zmiany lepkości w funkcji temperatury. Analizowano dobór funkcji: liniowej, logarytmicznej, wielomianowej oraz wykładniczej, spośród których najbardziej adekwatną jest funkcja liniowa, która najlepiej oddaje właściwości punktu wytrącania się parafin. Przyjmuje się, że dla cieczy newtonowskich logarytm lepkości μ pozostaje w liniowej zależności od odwrotności temperatury $1/T$, zgodnie z równaniem Arrheniusa [3]:

$$\mu = C \exp E_a / R T \quad (1)$$

gdzie:

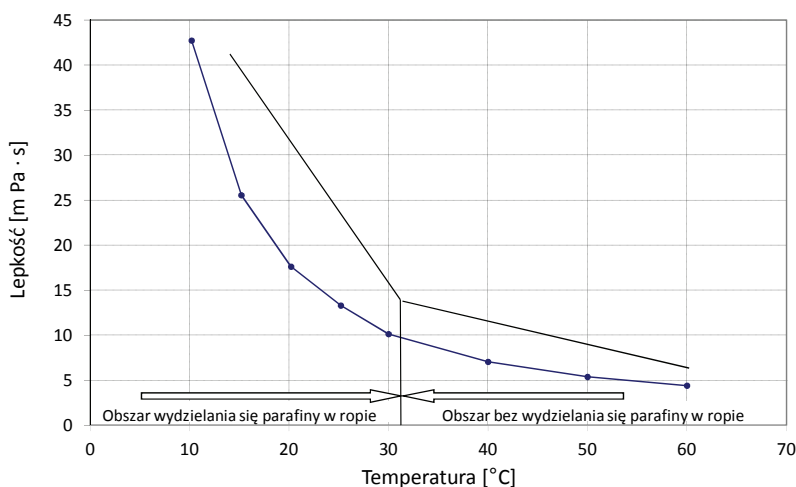
C – stała zależna od entropii pobudzającej przepływ,

E_a – energia aktywacji [J/mol],

R – uniwersalna stała gazowa [8,314 J/mol·K],

T – temperatura [K].

Z chwilą obniżenia temperatury poniżej wartości wypadania parafiny w ropie pojawia się zawiesina, ciecz przyjmuje charakter nienewtonowski, a zależność lepkości od temperatury traci charakter liniowy. Zjawisko załamania się krzywej lepkości wykorzystuje się do identyfikacji temperatury wy-



Rys. 2. Przykładowy wykres określenia temperatury początku wydzielania się parafiny z ropy odgazowanej – z odwiertu O-1 (załamanie krzywej lepkości w funkcji temperatury)

trącania się parafiny. Temperaturę początku wyznacza punkt odchylenia się krzywej w układzie lepkość–temperatura. Dla zauważenia zmian lepkości niezbędne jest wytrącenie się określonej liczby cząstek parafin, stąd wymienioną metodą uzyskuje się nieco zaniżone wyniki.

Przygotowanie ropy do badania polegało na wcześniejszym jej podgrzewaniu, w celu odparowania siarkowodoru H_2S , a następnie na pozostawieniu na kilka godzin w celu jej ustabilizowania w warunkach atmosferycznych, w temperaturze otoczenia. Następnie poddawano ją badaniom charakteryzującym zmiany lepkości w funkcji temperatury, przy różnych szybkościach ścinania. Do pomiaru lepkości ropy w zadanej temperaturze (z wykorzystaniem termostatu Huber CC-705) i przy różnych prędkościach ścinania zastosowano lepkościomierz Brookfield DV-II + Pro. Przykładowe otrzymane wyniki pomiarów dla kilku rop naftowych z Niżu Polskiego zestawiono na rysunku 1.

W tabelicy 1 zestawiono wartości temperatur początku wytrącania się osadów parafinowych (WAT) uzyskanych dla ropy z analizowanych odwiertów Niżu Polskiego.

Jak wynika z poszczególnych analiz, ropy naftowe charakteryzuje punkt przejścia z cieczy newtonowskiej w ciecz

Tablica 1. Wartości temperatury początku wytrącania się osadów parafinowych z odgazowanej ropy naftowej (WAT)


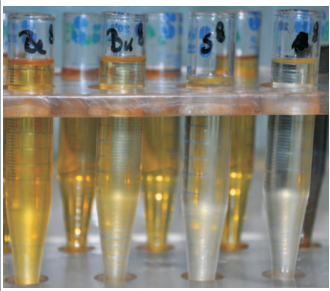
Ropa z odwiertu	Temperatura początku wytrącania się osadów parafinowych (WAT) [°C]
O-1	31,2
Bu-9	22,1
M-7	28,2
Ba-4	20,8
Ba-6	34,4
L-1	28,6
K P	32,5
B*-14	31,7

nienewtonowską w zakresie temperatur od około 20°C do 35°C. Poniżej oznaczonej temperatury WAT występują warunki powstawania nowej fazy półplastycznej. Przeprowadzone badania wykazały wysoki punkt temperatury wytrącenia się parafiny z ropy naftowej, dlatego jedną z metod zapobiegających temu zjawisku jest dozowanie środków chemicznych.

Dobór inhibitora parafin

Badania mają na celu zapewnienie ciągłości eksploatacji rurociągów kopalnianych poprzez dobranie – na podstawie wyników testów laboratoryjnych – odpowiednich środków chemicznych, zapewniających ciągłość przepływu ropy naftowej z odwiertu do kopalni.

Tablica 2. Mieszanie inhibitorów z frakcją ropy naftowej z odwiertów Ba-13k oraz Bu-13

Badane środki po 24 h	Osady po dodaniu:
	inhibitora parafiny IP 30÷60% węglowodory lekkie aromatyczne 10÷30% 1,2,4-trimetylobenzen 5÷10% metylen 5÷10% dimetylobenzen 1÷5% 1,2,3-trimetylenobenzen 1÷5% kumen
	demulgatora D 60÷100% węglowodory ciężkie aromatyczne 5÷10% 1,2,4-trimetylenobenzen 0,1÷1% naftalen

Zdjęcia wykonano po 24 h od wymieszania

Wstępne badanie środka chemicznego, wykonane przed jego wprowadzeniem do obrotu i stosowania, potwierdza wymagane właściwości techniczno-użytkowe. Obejmuje ono:

- ocenę wizualną środka chemicznego;
- badanie kompatybilności środków (mieszania, rozpuszczalności) z frakcją ropy naftowej (180÷360°C);
- badanie zamarzania środka;
- test na wytrącanie parafiny (metoda kuponowa);
- badanie skłonności do pienienia środków z wodą złożową.

Badanie kompatybilności inhibitorów z oddestylowaną frakcją ropy naftowej

W związku z koniecznością sprawdzenia, czy inhibitory mieszają się z ropą naftową, do badań użyto frakcji ropy naftowej z badanych odwiertów Ba-13k i Bu-13, o temperaturze wrzenia od 180°C do 360°C. Zmieszano inhibitor

Tablica 3. Badanie wytrącania osadów po 3 h, 6 h i 24 h, obserwacje po: zmieszaniu (z), 30 min, 6 h i 24 h

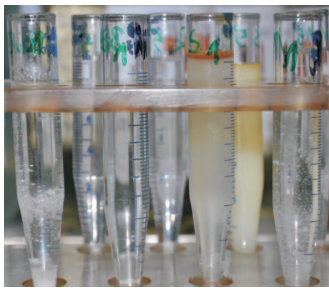

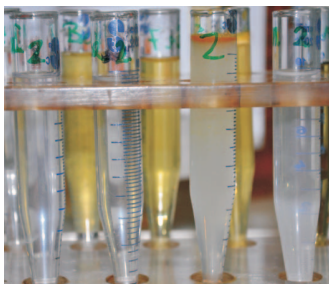
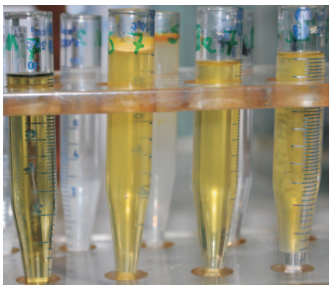
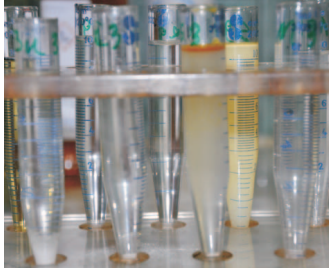

Symbol i nazwa środka chemicznego	Osady							
	Ba-13k				Bu-13			
	z	30	6	24	z	30	6	24
Inhibitor parafiny IP	+	+	+	+	+	+	+	+
Demulgator D	+	+	+	+	+	+	+	+

parafiny IP i demulgator D z otrzymaną frakcją w stosunku 1:1 i sprawdzano wytrącanie się osadów w czasie. Plussem (+) oznaczono brak osadów, minusem (-) powstawanie osadów.

Inhibitor, który powodował osady, nie był brany do dalszych badań, ponieważ w przyszłości mógłby stać się przyczyną utrudnień eksploatacyjnych w kopalni.

Badanie mieszania (kompatybilności) inhibitorów z wodą złożową

Tablica 4. Mieszanie inhibitorów z wodą złożową z odwiertów Ba-13k oraz Bu-13

Badane środki po 24 h	Osady po dodaniu:	Badane środki po 24 h	Osady po dodaniu:
	inhibitora hydratów IH-1 60÷100% metanol 1÷5% 2-butoksyetanol Bu-13 osad		inhibitora hydratów IH-2 30÷60% etano-1,2-diol
	inhibitora soli IS 10÷40% metanol		inhibitora korozji IK-1 10÷30% metanol 10÷30% imidazolina 1÷5% 2-merkaptioetanol Bu-13 rozdział faz
	inhibitora korozji i hydratów IHK-1 60÷100% metanol 1÷5% 2-butoksyetanol Bu-13 osad		inhibitora korozji i hydratów IKH-2 30÷60% etano-1,2-diol 0,1÷1% metanol

Zdjęcia wykonano po 24 h

Tablica 5. Mieszanie środka chemicznego w temp. 20°C ±1°C z wodą złożową 1:1, obserwacje po: zmieszaniu (z), 30 min, 6 h i 24 h

Symbol i nazwa środka chemicznego	Osady z wodą złożową z odwiertu							
	Ba-13k				Bu-13			
	z	30	6	24	z	30	6	24
Inhibitor hydratów IH-1	-	-	-	-	+	+	+	+
Inhibitor soli IS	+	+	+	+	+	+	+	+
Inhibitor korozji i hydratów IKH-1	-	-	-	-	+	+	+	+
Inhibitor hydratów IH-2	+	+	+	+	+	+	+	+
Inhibitor korozji IK-1	+	+	+	+	+	+	+	+
Inhibitor korozji i hydratów IKH-2	+	+	+	+	+	+	+	+

Znakiem (+) oznaczono brak osadów, znakiem (-) – powstawanie osadów.

Badanie skłonności do pienienia inhibitorów



Rys. 3. Pienienie inhibitora korozji IK-1

Tablica 6. Pienienie wody złożowej po dodaniu inhibitora

Symbol i nazwa środka chemicznego	Pienienie	
	Ba-13k	Bu-13
Inhibitor hydratów IH-1	+	+
Inhibitor soli IS	+	+
Inhibitor korozji i hydratów IKH-1	+	+
Inhibitor hydratów IH-2	+	+
Inhibitor korozji IK-1	-	-
Inhibitor korozji i hydratów IKH-2	-	-

Znakiem (+) oznaczono brak piany, znakiem (-) – powstawanie piany.

Badanie temperatury zamarzania inhibitorów

Tablica 7. Badanie temperatury zamarzania inhibitorów

Symbol i nazwa środka chemicznego	Temperatura krzepnięcia
	(-30°C ±1°C)
Inhibitor hydratów IP	+
Inhibitor korozji i hydratów IKH-1	+
Inhibitor hydratów IH-1	+
Inhibitor korozji IK-1	+
Inhibitor korozji i hydratów IKH-2	+
	(-10°C ±1°C)
Inhibitor soli IS	+
Demulgator D	+

Inhibitory parafin IP, korozji IK-1, hydratów IH-1 oraz korozji i hydratów IKH-1, IKH-2 nie powinny zamarzać

w temperaturze -30°C, a inhibitor soli IS i demulgator D nie powinny zamarzać w temperaturze -10°C.

Badanie ograniczenia wytrącania osadów na kuponach

Tablica 8. Test wytrącania osadów parafinowych na kuponach

Odwiert	Masa kuponu bez inhibitora [g]	Masa kuponu z inhibitorem [g]	Ubytek masy [%]
Ba-13k	0,2676 ±0,0001	0,1763 ±0,0001	34 ±1
Bu-13	0,2217 ±0,0001	0,1419 ±0,0001	35 ±1

Badane inhibitory zmniejszyły wydzielenie parafiny na kuponach. Dobrze dobrane inhibitory powinny zapewnić ciągłą eksploatację ropy naftowej z odwiertu do kopalni. Badania laboratoryjne pozwoliły wybrać związki mające zagwarantować ciągłą eksploatację – po przeprowadzeniu weryfikacji w kopalni poprzez wykonanie testów kopalnianych. Badania umożliwiły określenie skuteczności inhibitorów w warunkach statycznych (laboratorium), dlatego konieczne jest ich przetestowanie w kopalni w warunkach dynamicznych (przepływ, ciśnienie, zmiana temperatury). Spośród badanych związków możemy wybrać skuteczne, takie jak: inhibitor parafiny IP, demulgator D, inhibitor soli IS oraz inhibitor hydratów IH-2. Pozostałe mogą powodować utrudnienia eksploatacyjne, takie jak wytrącanie osadów w separatorach czy pienienie wody w separatorach, co stwarza szereg problemów (zawadnianie glikolu, zmiana koncentracji aminy itp.).

Wnioski

Ważnym aspektem transportu ropy naftowej rurociągami podczas jej wydobywania ze złoża jest zapobieganie wytrącaniu się z niej asfaltenów i parafin, mogących ograniczać lub całkowicie zablokować przepływ ropy. Aby temu zapobiec należy przeprowadzić badania laboratoryjne, które pozwolą określić temperaturę krzepnięcia oraz temperaturę wytrącania się z ropy naftowej parafiny i na tej podstawie wytypować najbardziej skuteczne – dla określonego składu ropy – inhibitory

parafin i hydratów. Przed zastosowaniem tych środków należy poddać je badaniom laboratoryjnym, w celu określenia: ich kompatybilności z frakcją ropy naftowej i wodą złożową, ich temperatury zamarzania i skłonności do pienienia w kontakcie z wodą złożową, a także zbadania ich tendencji do wytrącania osadów parafinowych. Przeprowadzenie ww. badań pozwoli wytypować te inhibitory oraz ich dawki, które zapewnią bezpieczny i bezawaryjny jej transport rurociągami eksploatacyjnymi.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2014, nr 10, s. 684–689

Literatura

- [1] Beben D.: *Dobór związków powierzchniowo czynnych w procesie fizykochemicznego oczyszczania ropy naftowych na Nizu Polskim*. Prace Naukowe INiG 2010, nr 167, 125 s.
- [2] Gazdzik B., Pajda M.: *Wpływ środków powierzchniowo czynnych o działaniu dyspergującym na właściwości fizykochemiczne i funkcjonalne inhibitorów parafin do wysokoparafinowych ropy naftowych*. Nafta-Gaz 2013, nr 4, s. 319–328.
- [3] Hamouda A. A.: *Wax deposition mechanism under high-pressure and in presence of light hydrocarbons*. SPE 25189, 1993.
- [4] Mansoori G. Ali: *Remediation of asphaltene and other heavy organic*

deposits in oil wells and in pipelines. Reservoir and Petroleum Engineering SOCAR 2010.



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