

# Płyny do hydraulicznego szczelinowania oparte na nowych dodatkach chemicznych

## Hydraulic fracturing fluids based on new chemical additives

Marek Czupski

*Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy*

**STRESZCZENIE:** Potrzeba wykonania prac opisanych w publikacji wynikała z obowiązującego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1907/2006 REACH, regulującego kwestie stosowania chemikaliów poprzez ich rejestrację i ocenę oraz, w niektórych przypadkach, udzielanie zezwoleń i wprowadzanie ograniczeń obrotu. Spowodowało ono radykalną zmianę na rynku dostępnych środków, które mogą być użyte jako składniki płynów do hydraulicznego szczelinowania. Część firm, nie chcąc ponosić kosztów związanych z procedurą rejestracji chemikaliów w systemie, wycofała je z rynku europejskiego, z kolei w zamian za nie pojawiły się nowe produkty, bardziej przyjazne dla środowiska naturalnego. Środki chemiczne, które poddano badaniom w ramach niniejszej pracy, są zarejestrowane przez Europejską Agencję Chemikaliów, a więc mogą być wykorzystane do wykonywania zabiegów hydraulicznego szczelinowania na terenie Polski i Unii Europejskiej. Testy te obejmowały: laboratoryjne badania środków powierzchniowo czynnych wykonane za pomocą goniometru (napięcie powierzchniowe i kąt zwilżania) oraz badania środków do stabilizacji minerałów ilastych (testy czasu nasiąkliwości kapilarnej (CST) i pęcznienia próbki piaskowca kwarcowego). Dokonano analizy oddziaływania zmierzonych wartości napięcia powierzchniowego i kąta zwilżania na wielkość ciśnienia kapilarnego, które ma bezpośredni wpływ na odbiór cieczy po wykonanym zabiegu. Na tej podstawie w skład nowo opracowanych płynów szczelinujących włączono mikroemulsję w koncentracji 2 l/m<sup>3</sup>. Natomiast pomiary czasu kapilarnej nasiąkliwości i badania pęcznienia wykazały, że spośród testowanych środków jedynie 2-proc. roztwór KCl efektywnie zmniejszył wartość pęcznienia próbki skały piaskowcowej. Kolejny etap badań miał na celu opracowanie składu płynów szczelinujących na podstawie m.in. testów kompatybilności oraz pomiarów właściwości reologicznych. Część eksperymentalną pracy zakończono przygotowaniem profili łamania lepkości opracowanych płynów szczelinujących w 4 temperaturach w zależności od zastosowanych koncentracji łamaczy utleniających. Wyniki badań po ewentualnych modyfikacjach mogą być wykorzystywane do projektowania zabiegów hydraulicznego szczelinowania w krajowym przemyśle naftowym.

**Słowa kluczowe:** płyn szczelinujący, pomiary właściwości reologicznych, badania środków powierzchniowo czynnych, testy stabilizatorów minerałów ilastych.

**ABSTRACT:** The need to carry out the work described in the paper as a result of the implementation of the current European Parliament and Council Regulation (EC) No. 1907/2006 REACH concerning the use of chemicals, through their registration and evaluation and, in some cases, authorization and restriction on the marketing. It has caused a radical change of available agents in the market, that can be used as components of hydraulic fracturing fluids. Some companies which did not want to bear the costs of the procedure of registering chemicals in the system, withdrew them from the European market, in return for these chemical additives, new more environmentally friendly products have shown up. Chemicals that have been tested as part of this work are registered by the European Chemicals Agency so they can be used to perform hydraulic fracturing treatments in Poland and the European Union. These tests included: laboratory tests of surface active agents performed with a goniometer (surface tension and contact angle) and tests of clay control additives (capillary suction time measurements (CST) and swelling of a quartz sandstone sample). The impact of measured values of surface tension and contact angle on the capillary pressure was analyzed, which has a direct influence on the liquid flowback after the treatment. On this basis, the microemulsion at a concentration of 2 l/m<sup>3</sup> was included in newly developed fracturing fluids. However, measurements of capillary suction time and swelling tests showed that only 2% KCl solution effectively reduced the swelling value of the sandstone sample. The next stage of the research was the development of fracturing fluid compositions based on, among others compatibility tests and measurements of rheological properties. The experimental part of the work was completed with the preparation of breaking profiles of developed fracturing fluids at 4 temperatures depending on the concentrations of oxidative breakers. The results of studies after possible modifications can be used to design hydraulic fracturing treatments in the domestic oil industry.

**Key words:** fracturing fluid, measurements of rheological properties, tests of surface active agents, tests of clay control additives.

---

Autor do korespondencji: M. Czupski, e-mail: [marek.czupski@inig.pl](mailto:marek.czupski@inig.pl)

Artykuł nadesłano do Redakcji 26.11.2018 r. Zatwierdzono do druku 3.01.2019 r.

## Wprowadzenie

Rozporządzenie (WE) nr 1907/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowanych ograniczeń w zakresie chemikaliów (REACH) i utworzenia Europejskiej Agencji Chemikaliów spowodowało radykalną zmianę na rynku dostępnych środków, które mogą być użyte jako składniki płynów do hydraulicznego szczelinowania. Producenci i importerzy zostali zobowiązani do dokonania rejestracji substancji. Natomiast użytkownicy zostali włączeni do systemu kontroli chemikaliów, dzięki czemu informacja o ryzyku stwarzanym przez poszczególne substancje została włączona w cały łańcuch dostaw (Krajowe Centrum Informacyjne REACH, 2018). Część firm, nie chcąc ponosić kosztów związanych z procedurą rejestracji w systemie środków chemicznych, wycofała je z rynku europejskiego, z kolei w zamian za nie pojawiły się nowe produkty. W niniejszym artykule przedstawiono badania, które służyły opracowaniu receptur cieczy do zabiegów hydraulicznego szczelinowania z wykorzystaniem środków zarejestrowanych przez Europejską Agencję Chemikaliów.

## Płyny do zabiegów hydraulicznego szczelinowania

Płyn szczelinujący jest jednym z krytycznych elementów decydujących o powodzeniu zabiegu hydraulicznego szczelinowania. Dlatego tak ważny jest dobór wszystkich jego składników, jego objętości i właściwości reologicznych, które powinny zapewnić (Montgomery, 2013a; Smith i Montgomery, 2015):

- odpowiednią rozwartość szczeliny, umożliwiającą wprowadzenie do niej materiału podsadzkowego;
- uzyskanie pożądanego ciśnienia netto (różnica ciśnień w szczelinie i ciśnienia zamknięcia szczeliny lub ciśnienia propagacji szczeliny i naprężeń *in situ*) w celu uzyskania zakładanej wysokości szczeliny lub zapobiegnięcia jej propagacji w niepożądane warstwy, np. zawodnione;
- odpowiednie właściwości nośnikowe do transportu materiału podsadzkowego z odwiertu do końca szczeliny;
- kontrolę filtracji w przypadkach, gdy nie jest tworzony płatek filtracyjny, lepkość płynu szczelinującego może być głównym parametrem decydującym o jego filtracji.

Oprócz tego należy wziąć również pod uwagę:

- bezpieczeństwo – płyn powinien być w jak najmniejszym stopniu szkodliwy dla personelu wykonującego zabieg;
- szkodliwość dla środowiska – w skład płynu powinny wchodzić środki przyjazne dla środowiska naturalnego;
- łamanie – płyn musi ulegać upłynnieniu do małych lepkości, aby można go było odebrać z wytworzonych szczelin na powierzchnię;

- koszty płynu – jego cena nie może powodować wzrostu kosztów zabiegu do nieakceptowanego poziomu;
- kompatybilność – płyn nie może powodować uszkodzenia formacji złożowej swoją interakcją z jej minerałami i/lub płynami złożowymi;
- oczyszczenie szczeliny i formacji dookoła niej po wykonanym zabiegu – płyn nie powinien powodować uszkodzenia przewodności wytworzonych szczelin, nie może być przyczyną blokad wodnych ani zmieniać względnej przepuszczalności formacji. Jest to szczególnie ważne w przypadku odwiertów eksploatujących ze złóż o niskich ciśnieniach lub produkujących bardzo suchy gaz;
- łatwość mieszania – system płynu musi być łatwy do wymieszania nawet w bardzo niekorzystnych warunkach.

Niestety nie jest możliwe, aby dany płyn spełniał te wszystkie wymagania, natomiast najważniejszym z wymienionych wyżej parametrów jest jego lepkość.

Różnorodność warunków występująca w szczelinowanych złożach, obejmująca między innymi: temperaturę, przepuszczalność, rodzaj węglowodorów, właściwości mechaniczne, skład skały złożowej i ciśnienie porowe, wymusza opracowanie wielu rodzajów płynów zabiegowych.

Najczęściej stosowane są płyny na bazie wody z powodu ich stosunkowo niskich kosztów, dostępności i łatwości przygotowania. Jako ich najważniejszy składnik stosuje się rozpuszczalne w wodzie polimery, przede wszystkim guar, który również stanowił główny komponent płynów opisanych w niniejszym artykule. Guar jest polisacharydem złożonym z jednostek mannozy i galaktozy. Należy do nielicznych polimerów naturalnych o tak dużej masie cząsteczkowej, a jednocześnie rozpuszczalnych w wodzie (Beckwith, 2012). Chemiczna struktura guaru jest wyjątkowa i może być on szybko usieciowany poprzez grupy cis-hydroksylowe, a następnie struktura ta może ulec rozkładowi poprzez rozerwanie wiązań acetylenowych (Montgomery, 2013b). Gdy struktura guaru ulega rozkładowi, pozostawia on od 6% do 10% nierozpuszczalnych pozostałości.

W skład cieczy szczelinujących oprócz polimeru mogą wchodzić następujące dodatki (Economides i Nolte, 2000; Montgomery, 2013b; Smith i Montgomery, 2015):

- sieciowniki;
- bufony pH;
- środki bakteriobójcze;
- łamacze lepkości;
- stabilizatory temperaturowe;
- dodatki do kontroli filtracji;
- środki powierzchniowo czynne / *mutual solvents*;
- stabilizatory minerałów ilastych;
- inhibitory wytrącania się osadów nieorganicznych.

**Sieciowniki** – związki zwiększające lepkość płynu poprzez utworzenie przestrzennej sieci w wyniku reakcji z łańcuchami

polimeru liniowego. Często do wykonywania zabiegów w złożach o wysokich temperaturach stosowane są kompleksy cyrkonu i tytanu. Jednak płyny usieciowane za pomocą tych kompleksów są wrażliwe na naprężenia ścinające, występujące podczas ich tłoczenia do odwiertu. Dlatego najczęściej stosowane są jednak sieciowniki oparte na związkach boru, szczególnie do sieciowania guaru, wynika to ze stosunkowo niskich kosztów takich systemów płynów, łatwości ich stosowania w terenie, ale przede wszystkim z tego, że odbudowują one swoją lepkość po ich ekspozycji na duże naprężenia ścinające (Williams et al., 2012; Legemah et al., 2014; Schnoor, 2016). Obecnie najbardziej powszechnymi sieciownikami tego typu są: kwas borowy, jego sole wapnia i magnezu oraz organiczne kompleksy boranowe (Montgomery, 2013b).

Bufory pH – umożliwiają regulację pH płynu, tak aby zapewnić odpowiednią dyspersję, hydratację oraz sieciowanie polimeru. Zazwyczaj w tym celu używane są następujące związki (Montgomery, 2013b): wodorowęglan sodu, węglan sodu, wodorotlenek sodu, fosforan sodu, kwas mrówkowy, kwas fumarowy, kwas solny, tlenek magnezu.

Środki bakteriobójcze – są dodawane do płynu w celu zminimalizowania enzymatycznego rozkładu polimeru przez bakterie tlenowe obecne w wodzie technologicznej. Ich niekontrolowany rozwój może być przyczyną jego szybkiej degradacji. Oprócz tego biocydy zapobiegają wtłoczeniu do złoża bakterii redukujących siarczany (SRB – ang. *sulfate-reducing bacteria*) w warunkach beztlenowych, co będzie prowadziło do wytwarzania przez nie siarkowodoru i biofilmu.

Łamacze lepkości – są dodawane do płynów szczelinujących w celu zredukowania masy cząsteczkowej użytych polimerów, dzięki czemu następuje zmniejszenie lepkości płynu. Umożliwia to jego usunięcie ze szczeliny po zakończonym zabiegu (Montgomery, 2013b; Smith i Montgomery, 2015). Wyróżnia się trzy rodzaje środków do łamania lepkości płynów szczelinujących: utleniacze, enzymy i kwasy. Najczęściej używanymi związkami utleniającymi wytwarzającymi wolne rodniki, w temperaturze powyżej 52°C, są: nadsiarczan amonu i nadsiarczan sodu. Atakują one łańcuch polimerowy, rozrywając go do wchodzących w jego skład pojedynczych cukrów, które pozostawione w podsadzonej szczelinie mogą powodować jej uszkodzenie. Główną wadą łamaczy utleniających jest to, że działają one szybko w wysokich temperaturach, co stwarza problemy z ustawieniem ich dozowania w ten sposób, aby z jednej strony odpowiednio długo zachować właściwości nośnikowe płynu, a z drugiej efektywnie zdegradować polimer i osiągnąć odpowiednią przewodność szczeliny po zakończonym zabiegu. Dlatego wprowadzono łamacze kapsułkowane, w których związek utleniający otoczony jest powłoką nieorganiczną lub organiczną (Watson et al., 2010). Kolejną grupę łamaczy stanowią kwasy takie jak solny i octowy, które atakują

łańcuch polimerowy w sposób podobny do utleniaczy, ale działają znacznie mniej selektywnie i mogą przyczyniać się do utworzenia dużej ilości nierozpuszczonego materiału. Są one raczej używane do oczyszczania szczelin po zabiegach, w których stwierdzono niedostateczne złamanie lepkości płynu. Trzecią grupę łamaczy stanowią enzymy, czyli cząsteczki białek działające jako katalizatory organiczne, które trawią polimery w określonych punktach wzdłuż łańcucha polimerowego. Mają one kilka zalet w porównaniu do tradycyjnych łamaczy utleniających, tj. w specyficzny sposób rozkładają długie łańcuchy polimeru, nie powodując niepożądanego uszkodzenia odwiertu, formacji ani sprzętu zabiegowego (Sarwar et al., 2011; Chopade et al., 2015). Ze względu na swe katalityczne działanie nie ulegają zużyciu, a więc nie są wymagane ich duże ilości i co bardzo ważne – są nietoksyczne. Wadą enzymów jest fakt, że działają one w wąskim zakresie pH i często są nieaktywne przy jego dużych wartościach. Dodatkowo w wysokich temperaturach ich aktywność zmniejsza się lub całkowicie zanika wskutek denaturacji.

Stabilizatory temperaturowe – są dodawane do płynów szczelinujących w celu zmniejszenia utraty ich lepkości wywołanej wysoką temperaturą złożową (Chetan i Songire, 2015).

Dodatki do kontroli filtracji – używanych jest kilka typów tego rodzaju środków, z tym że ich efektywność zależy od rodzaju problemów, z którymi spotykają się inżynierowie projektujący zabieg: filtracja dostosowana do nisko- lub wysokoprzepuszczalnej matrycy czy do mikroszczelin. Zadaniem tych dodatków jest np. w przypadku płynów na bazie guaru i jego pochodnych pomoc w tworzeniu placka filtracyjnego na powierzchni skały w złożach o niższej przepuszczalności lub też tzw. wewnętrznego placka filtracyjnego wewnątrz matrycy skalnej w przypadku kolektora o dużej przepuszczalności.

Środki powierzchniowo czynne / mutual solvents – są dodawane do płynów szczelinujących w celu pozostawienia wodozwilżalnej powierzchni skały złożowej, zapobiegania tworzenia się emulsji z płynami złożowymi oraz zmniejszenia napięcia powierzchniowego płynu szczelinującego (Montgomery, 2013b; Smith i Montgomery, 2015; Wilk et al., 2016; Yue et al., 2016). Podczas zabiegów hydraulicznego szczelinowania do złoża wtłaczana jest duża objętość płynu, którego znaczna część nigdy nie będzie odebrana po zakończonym zabiegu. Płyn filtruje w strukturę porową formacji dookoła generowanych szczelin, blokując jednocześnie przepływ do nich węglowodorów (Bostrom et al., 2014; Dutta et al., 2014). Zjawisko to szczególnie niekorzystnie wpływa na pozabiegową produkcję w złożach niekonwencjonalnych o małej przepuszczalności. Dlatego w skład płynów szczelinujących z powodzeniem włączane są tzw. mikroemulsje, czyli termodynamicznie stabilne mieszaniny środka powierzchniowo czynnego, rozpuszczalnika/ropy/współrozpuszczalnika i wody, występujące

jako jedna faza, która jest optycznie przejrzysta (Penny et al., 2006; Agee et al., 2010). Tego typu środki powodują znaczne zmniejszenie napięcia powierzchniowego oraz napięcia międzyfazowego pomiędzy zatłaczanym płynem a skałą złożową, co pozwala na przewyciężenie sił kapilarnych powodujących uwięzienie cieczy w formacji. Umożliwia to łatwiejszy jej odbiór, a co za tym idzie – efektywniejszy przepływ węglowodorów z formacji do szczeliny, a następnie do odwiertu. Oprócz tego w odróżnieniu od konwencjonalnych środków powierzchniowo czynnych, które szybko tracą swoją efektywność działania ze względu na ich szybką adsorpcję na powierzchni skały złożowej i ograniczoną stabilność termiczną, mikroemulsje charakteryzujące się mniejszymi rozmiarami cząstek i mniejszym napięciem powierzchniowym mogą penetrować głębiej w formację. Dzięki temu możliwe jest osiągnięcie większej produkcji gazu, szczególnie z formacji o małych przepuszczalnościach (Rostami i Nasr-El-Din, 2014).

Stabilizatory minerałów ilastych – są używane w zabiegach stymulacyjnych w celu zapobiegania migracji lub pęcznieniu minerałów ilastych podczas ich kontaktu z płynem na bazie wody. Oddziaływanie płynów zabiegowych na formację złożową wrażliwą na kontakt z wodą może poważnie wpływać na końcową produkcję danego odwiertu. Specyficzną cechą minerałów ilastych jest ich wysoka hydrofilność, plastyczność, zdolność do adsorpcji, wymiany jonowej oraz pęcznienia. Woda związana w łańcuchach to woda zatrzymana w przestrzeni międzypakietowej oraz na powierzchni minerałów ilastych wiązaniami elektrochemicznymi. Zdolność iłłów do wiązania wody odzwierciedla wskaźnik pojemności wymiany kationowej (CEC). Parametr ten zależy od rodzaju minerałów ilastych i jest proporcjonalny do wielkości ich powierzchni właściwej (zewewnętrznej i wewnętrznej). Największą zdolność do wiązania wody mają minerały ilaste charakteryzujące się wysokim wskaźnikiem CEC, takie jak: smektyt, mieszanopakietowe illit-smektyt i illit. Natomiast w przypadku chlorytu i kaolinitu wielkość CEC jest mniejsza (Klaja i Gąsior, 2010). Kiedy formacja zawierająca ily wchodzi w kontakt z płynem zabiegowym, który nie jest z nią w równowadze jonowej, ily absorbują wodę do wewnątrz swojej struktury krystalicznej. Zjawisko to stanowi przyczynę pęcznienia i wzrostu objętości cząstek iłłów, a co za tym idzie – zatykania porów skały złożowej, w których się one znajdują. Z kolei ich dyspergowanie przez obce płyny stymulacyjne powoduje migrację iłłów przez kanały porowe aż do zablokowania napotkanego przewężenia porów pomiędzy ziarnami skały. Stabilizatory minerałów ilastych działają, kontrolując ładunek i właściwości elektrolityczne płynu zabiegowego (El-Monier i Nasr-El-Din, 2010), i można je podzielić na dwie kategorie:

- stabilizatory tymczasowe – najczęściej stosowane są roztwory soli nieorganicznych takich jak chlorek potasowy (KCl)

(ze względu na idealną wielkość jonu potasowego), czwartorzędowe aminy, chlorek cholicy i chlorek tetrametyloamoniowy. Zapobiegają one pęcznieniu i dyspersji iłłów, ale nie zapewniają długoterminowej ochrony formacji ze względu na to, że są wymywane podczas produkcji płynów złożowych;

- stabilizatory trwałe – są zwykle na bazie anionowych i niejonowych polimerów o małej masie cząsteczkowej działających na zasadzie mostkowania i zamykania minerałów, ale również bardzo często są używane kationowe polimery. Te ostatnie z grupami czwartorzędowych amin mogą wiązać się ze znaczącą liczbą miejsc na minerałach ilastych, dzięki czemu nie można ich usunąć na drodze wymiany jonowej, jak ma to miejsce w przypadku stabilizatorów tymczasowych (Maley et al., 2013).

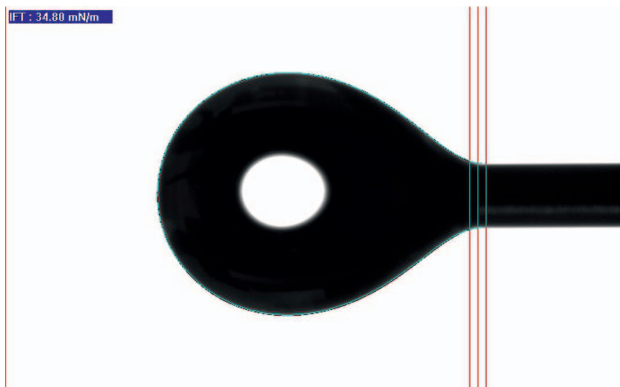
Inhibitory wytrącania się osadów nieorganicznych – są związkami chemicznymi zapobiegającymi lub inhibitującymi wzrost kryształów osadów nieorganicznych, które powstają w wyniku wtłoczenia wody słodkiej w formację złożową.

Obecnie w krajowym przemyśle naftowym najczęściej stosowanymi płynami szczelinującymi są żele liniowe i sieciowane. O ile odpowiednie skomponowanie składu tych pierwszych nie nastęrcza dużych trudności, to już uzyskanie płynu sieciowanego, którego lepkość musi ulec redukcji do wartości bliskich zera po wykonanym zabiegu, jest już znacznie trudniejsze, dlatego w niniejszym artykule opisano przygotowanie kompozycji tych ostatnich.

### **Laboratoryjne badania środków powierzchniowo czynnych jako dodatków do cieczy szczelinujących (pomiar napięcia powierzchniowego i kąta zwilżania)**

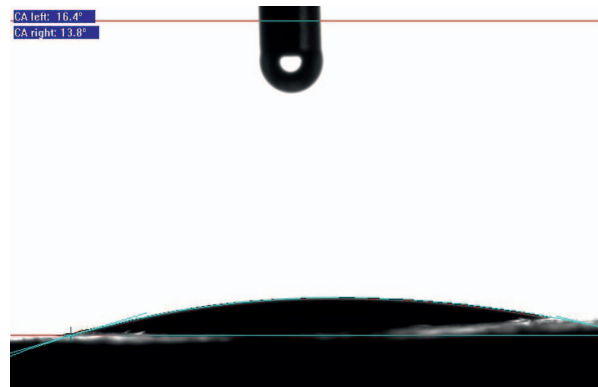
Badania środków powierzchniowo czynnych wykonano za pomocą goniometru OCA 15EC DataPhysics. Dzięki zastosowaniu tego urządzenia możliwe jest wyznaczenie wartości napięcia powierzchniowego/międzyfazowego oraz kąta zwilżania powierzchni skały złożowej przez roztwór, w skład którego wchodzi środek powierzchniowo czynny. Zastosowaną metodą pomiaru napięcia powierzchniowego/międzyfazowego była metoda wiszącej kropli (ang. *pendant drop*), w której informacje o napięciu uzyskiwane są na podstawie komputerowej analizy zarejestrowanego fotograficznie obrazu kropli zwisającej z odpowiednio zakończonej igły (rys. 1).

Natomiast do pomiaru kąta zwilżania użyto metody kropli posadowionej (ang. *sessile drop*). Na podstawie kąta zwilżania można ustalić zwilżalność. Wyższa wartość kąta zwilżania wskazuje na niską zwilżalność skały, tj. jej hydrofobowość, natomiast niższa wartość kąta – na hydrofilność. Kąt zwilżania może być zawarty w przedziale od 180° (materiały całkowicie



Rys. 1. Pomiar napięcia powierzchniowego metodą kropli wiszącej (ang. *pendant drop*)

Fig. 1. Measurement of surface tension with the pendant drop method



Rys. 2. Pomiar kąta zwilżania metodą kropli posadowionej (ang. *sessile drop*)

Fig. 2. Measurement of the contact angle using sessile drop method

hydrofobowe) do 0° (materiały maksymalnie hydrofilne o bardzo dużej wartości energii swobodnej).

Pomiary przeprowadzono na płytkach wyciętych z piaskowca karpackiego, a następnie wyszlifowanych za pomocą papierów ściernych o coraz mniejszej granulacji, aż do uzyskania bardzo równej powierzchni. W celu wykonania pomiaru kropla cieczy jest wprowadzana na powierzchnię wyszlifowanej płytki. Wytworzona kropla oświetlana jest światłem rozproszonym i umieszczana w osi optycznej kamery dla uwidocznienia jej linii granicznej. Kąt zwilżania określa się na podstawie analizy komputerowej fotografii wykonanej po ustaleniu się równowagi adsorpcyjnej (rys. 2).

Badaniom poddano dwa środki:

- stosowaną dotychczas mikroemulsję o stężeniu 2 l/m<sup>3</sup>, której badania prowadzono już wielokrotnie. Jest to środek wyróżniający się spośród innych doskonałymi właściwościami, a od jego producenta otrzymano zapewnienie, że będzie on dalej dostępny na europejskim rynku;
- nowy dodatek micelarny będący mieszaniną środków powierzchniowo czynnych, wody i rozpuszczalników aromatycznych. Badania tego środka przeprowadzono dla kilku jego stężeń (1, 2, 3, 4 l/m<sup>3</sup>), aby wybrać takie, przy którym charakteryzuje się on najlepszymi właściwościami.

Analizując wpływ poszczególnych środków na odbiór cieczy po wykonanym zabiegu, należy porównać, w jaki sposób pomierzone wielkości wpływają na wartość ciśnienia kapilarnego, które jest wyrażane następującym wzorem:

$$P_k = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (1)$$

gdzie:

$P_k$  – ciśnienie kapilarne [Pa = N/m<sup>2</sup>],

$\gamma$  – napięcie powierzchniowe [N/m],

$\cos \theta$  – cosinus kąta zwilżania [–],

$r$  – promień kapilary (porów skały) [m].

Przy założeniu stałej wartości promienia kapilary wartość ciśnienia kapilarnego jest tym mniejsza (a więc łatwiejszy jest odbiór cieczy pozabiegowej), im niższe są wartości napięcia powierzchniowego i cosinusa kąta zwilżania.

W tabeli 1 przedstawiono wyniki pomiarów napięcia powierzchniowego i kąta zwilżania dla testowanych roztworów wraz z wartościami odchylenia standardowego. Oprócz tego dla założonego promienia kapilary równego 0,000013 m obliczono wartości ciśnienia kapilarnego dla poszczególnych dodatków.

Dla obydwu badanych środków zmierzone wartości napięcia powierzchniowego są znacznie mniejsze od wody

Tabela 1. Wyniki pomiarów napięcia powierzchniowego i kąta zwilżania dla poszczególnych środków oraz obliczone na ich podstawie ciśnienia kapilarne

Table 1. Results of surface tension and contact angle measurements for respective additives and capillary pressures calculated on their basis

Roztwór środka	Napięcie powierzchniowe	Kąt zwilżania $\theta$	Cosinus kąta zwilżania $\theta$	Promień kapilary	Ciśnienie kapilarne
	[N/m]	[°]			
Woda wodociągowa	0,07202 (±0,00042)	28,15 (±2,75)	0,882	0,000013	9773
Mikroemulsja 2 l/m <sup>3</sup>	0,03442 (±0,00068)	17,74 (±2,15)	0,952	0,000013	5041
Dodatek micelarny 1 l/m <sup>3</sup>	0,03792 (±0,00050)	24,32 (±2,76)	0,911	0,000013	5315
Dodatek micelarny 2 l/m <sup>3</sup>	0,03690 (±0,00049)	17,96 (±5,44)	0,951	0,000013	5399
Dodatek micelarny 3 l/m <sup>3</sup>	0,03551 (±0,00041)	15,10 (±1,51)	0,965	0,000013	5272
Dodatek micelarny 4 l/m <sup>3</sup>	0,03518 (±0,00048)	13,41 (±1,98)	0,973	0,000013	5266

wodociągowej. Najmniejszą wartością tego parametru charakteryzuje się roztwór mikroemulsji o stężeniu  $2 \text{ l/m}^3$  – równą  $0,03442 \text{ N/m}$ . Natomiast dla nowego dodatku micelarnej o najmniejszą wartość, równą  $0,03518 \text{ N/m}$ , zmierzono dla jego koncentracji równej  $4 \text{ l/m}^3$ . Dla założonego promienia kapilary  $0,000013 \text{ m}$  najmniejszą wartość ciśnienia kapilarnego wyliczono również dla mikroemulsji:  $5041 \text{ N}$ , co wskazuje na fakt, że będzie ona najbardziej efektywnie wpływać na odbiór cieczy pozabiegowej ze szczeliny oraz ze strefy wokół niej. Dlatego w skład opracowywanych cieczy zdecydowano się włączyć ten właśnie środek.

### Laboratoryjne badania środków do stabilizacji minerałów ilastych

Minerały ilaste mają tendencję do pęcznienia pod wpływem wody, przez co zwiększają swoją objętość i zatykają kanały porowe w skale. Badania czasu kapilarnej nasiąkliwości, w połączeniu z badaniami pęcznienia, pozwalają wytypować najbardziej odpowiedni stabilizator minerałów ilastych do cieczy zabiegowej dla danej formacji złożowej.

Czas kapilarnej nasiąkliwości (CST) jest to czas, w którym następuje radialne przemieszczanie się frontu wody niezwiązanej, oddawanej przez zawiesinę skalną, pomiędzy dwoma czujnikami na specjalnym, porowatym papierze filtracyjnym. Odpowiedni papier filtracyjny stwarza warunki do powstania niezbędnego ciśnienia zasysania kapilarnego, co umożliwi przemieszczanie się niezwiązanej wody pomiędzy stożkiem pomiarowym a czujnikami urządzenia. Czas kapilarnej nasiąkliwości jest wskaźnikiem przepuszczalności osadu filtracyjnego utworzonego przez sporządzoną zawiesinę. Osad utworzony z zawiesiny zawierającej zdyspergowaną skałę charakteryzuje się niską przepuszczalnością i wysokim pomierzonym czasem kapilarnej nasiąkliwości  $t_{CST}$ , natomiast zawiesina sflokulowana utworzy osad o dużej przepuszczalności i niskim czasie  $t_{CST}$ . Dlatego też czas kapilarnej nasiąkliwości może być używany do oceny względnej wrażliwości skały na oddziaływanie różnych cieczy roboczych.

Wskaźnik wrażliwości obliczany jest według wzoru:

$$W = (t_{CST-próbka} - t_{CST-czysty\ roztwór}) / t_{CST-czysty\ roztwór} \quad (2)$$

Przyjęto, że jeżeli wskaźnik ten wynosi 0,5 lub mniej, oznacza to, że dana ciecz/roztwór nie oddziałuje na badaną skałę (brak wrażliwości). Wraz ze wzrostem wskaźnika rośnie wpływ oddziaływania danej cieczy na badaną próbkę, przy czym jego wartość równa 50 oznacza, że skała jest ekstremalnie wrażliwa na oddziaływanie danej cieczy/roztworu.

Badania przeprowadzono na próbce piaskowca kwarcowego o spoiwie mieszanym krzemionkowo-węglanowo-ila-

stym pochodzącej z warstwy miocenu autochtonicznego, którą wysuszono, a następnie zmielono i przesiano przez sito o rozmiarze oczek równym  $210 \mu\text{m}$  (70 mesh). Kolejnym etapem był pomiar bazowego czasu nasiąkliwości kapilarnej dla wody wodociągowej, a następnie dla wodnych roztworów stabilizatorów minerałów ilastych oraz 2-proc. roztworu KCl. W tym celu po uruchomieniu miernika CST wprowadzano 5 ml cieczy do jego komory pomiarowej, ustawionej na specjalnym papierze filtracyjnym, i mierzono czas przesuwania się jej frontu pomiędzy dwoma czujnikami urządzenia.

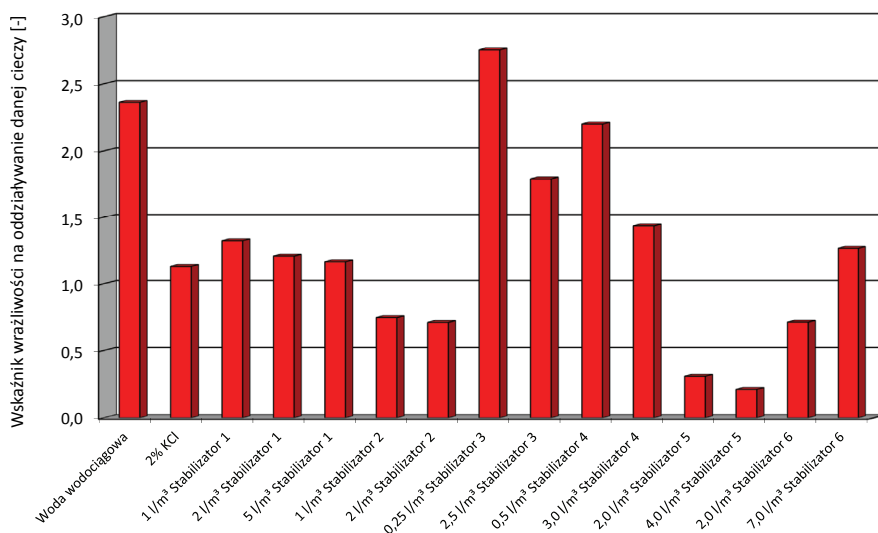
Następnie wykonywano pomiar czasu kapilarnej nasiąkliwości dla zawiesiny skały złożowej w badanym roztworze cieczy. Przygotowywano ją, mieszając 2,5 g zmielonej skały w 50 ml danej cieczy przez 20 minut. W celu wykonania pomiaru do komory pomiarowej CST wprowadzano tak jak poprzednio 5 ml sporządzonej zawiesiny i mierzono czas przesuwania się frontu cieczy na papierze filtracyjnym pomiędzy dwoma czujnikami urządzenia.

Do badań zostały użyte stabilizatory minerałów ilastych produkowane przez wiodące firmy na światowym rynku dodatków zabiegowych. Środki zostały dobrane na podstawie wieloletniego doświadczenia pracowników Zakładu Stymulacji Wydobywania Węglowodorów. Warunkiem ich użycia w testach była również dostępność na rynku europejskim.

Na rysunku 3 przedstawiono obliczone na podstawie pomiarów wartości wskaźników wrażliwości.

Dane przedstawione na rysunku 3 wskazują, że woda wodociągowa w umiarkowany sposób oddziałuje na analizowaną próbkę skały, o czym świadczy wskaźnik wrażliwości równy 2,4. Natomiast najmniejszą wartość tego parametru spośród testowanych roztworów wyliczono dla Stabilizatora 5 o stężeniu  $4,0 \text{ l/m}^3$  i wynosiła ona 0,2. Na podstawie testów CST do badań pęcznienia wytypowano 11 roztworów. Należy tutaj zaznaczyć, że nie zawsze ciecze charakteryzujące się małymi wartościami wskaźników wrażliwości równie dobrze stabilizują minerały ilaste w testach pęcznienia. Wynika to z pewnych ograniczeń metody CST, na której wyniki znaczny wpływ ma np. lepkość testowanych roztworów.

Pomiary pęcznienia przeprowadzono na tej samej próbce skały i na wybranych na podstawie badań CST roztworach stabilizatorów minerałów ilastych. Wykonano je w Zakładzie Inżynierii Naftowej (SI) za pomocą liniowego miernika pęcznienia (ang. *linear swell meter* – LSM) firmy Fann. Przyrząd ten pozwala na określenie przyrostu objętości próbki skały w środowisku danej cieczy spowodowanego pęcznieniem zawartych w niej minerałów ilastych. Tabletki (cylindry o średnicy  $28,6 \text{ mm}$  i wysokości około  $15 \text{ mm}$ ) do badań na tym przyrządzie wykonuje się w specjalnej prasie. W tym celu 20 gramów sproszkowanej skały sprasowuje się, utrzymując



**Rys. 3.** Wartości wskaźników wrażliwości próbki piaskowca kwarcowego z warstwy miocenu autochtonicznego na oddziaływanie testowanych roztworów cieczy

**Fig. 3.** The values of the sensitivity index of the quartz sandstone sample from the Miocene autochthonous layer and the tested liquid solutions

ciśnienie 70 MPa przez okres 2 godzin. Następnie umieszcza się ją w osuszaczu próżniowym z nasyconym roztworem chloru wapnia na 24 godziny w celu uzyskania odpowiedniej, stałej wilgotności próbki (na poziomie około 29,5%). Tak przygotowaną tabletkę umieszcza się w specjalnej głowicy aparatu LSM, zalewa się badanymi cieczami i rozpoczyna rejestrację pęcznienia (przyrost wysokości tabletki) w funkcji czasu. Pomiaru kontynuowane są do momentu, gdy krzywa pęcznienia osiągnie plateau, co oznacza, że próbka przestała pęcznieć lub dalsze pęcznienie jest pomijalnie małe. Wyniki tych testów przedstawiono w tabeli 2.

**Tabela 2.** Pęcznienie próbki piaskowca kwarcowego z warstwy miocenu autochtonicznego w środowisku wybranych cieczy

**Table 2.** Swelling of the quartz sandstone sample from the Miocene autochthonous layer in the environment of selected liquids

Ciecz robocza	Pęcznienie
	[%]
Woda wodociągowa	24,12
2% KCl	14,09
2 l/m³ Stabilizator 1	23,29
5 l/m³ Stabilizator 1	21,68
1 l/m³ Stabilizator 2	25,73
2 l/m³ Stabilizator 2	20,70
2,5 l/m³ Stabilizator 3	21,18
3,0 l/m³ Stabilizator 4	21,54
4,0 l/m³ Stabilizator 5	25,77
2,0 l/m³ Stabilizator 6	22,17
1 l/m³ Stabilizator 7	30,02
5 l/m³ Stabilizator 7	21,67

Analiza wyników przedstawionych w tabeli 2 wskazuje na dosyć duże pęcznienie próbki piaskowca kwarcowego w środowisku wody wodociągowej, równe 24,12%. Spośród testowanych stabilizatorów minerałów ilastych jedynie 2-proc. KCl efektywnie zmniejszał wartość pęcznienia do 14,09%. Wśród pozostałych roztworów najmniejsze pęcznienie badanej próbki skały, równe 20,70%, otrzymano dla Stabilizatora 2 zastosowanego w stężeniu 2 l/m³. Na podstawie tych wyników jako bazę, na której zostanie sporządzona ciecz szczelinująca, wytypowano 2-proc. roztwór chlorku potasu, pomimo tego, że powoduje on zazwyczaj pewne problemy ze stabilnością całego systemu płynu.

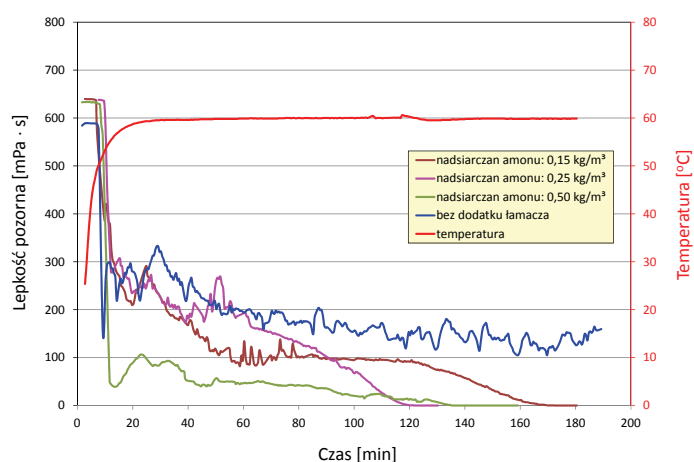
### Pomiary właściwości reologicznych płynów szczelinujących

Na podstawie badań wykonanych w poprzednich etapach pracy ustalono, że opracowywane ciecze szczelinujące będą sporządzone na bazie 2-proc. roztworu KCl. Oprócz tego w ich skład została włączona mikroemulsja oraz biocyd na bazie aldehydu glutarowego wybrany na podstawie wcześniejszych badań przeprowadzonych dla przemysłu, zarejestrowany przez Europejską Agencję Chemikaliów i używany w zabiegach hydraulicznego szczelinowania. Natomiast podstawowym składnikiem cieczy będzie sypki guar. Do sieciowania cieczy szczelinujących zdecydowano się użyć dwóch rodzajów sieciowników:

- sieciownika 1 – boranowy o natychmiastowym działaniu;
- sieciownika 2 – boranowy o opóźnionym działaniu.

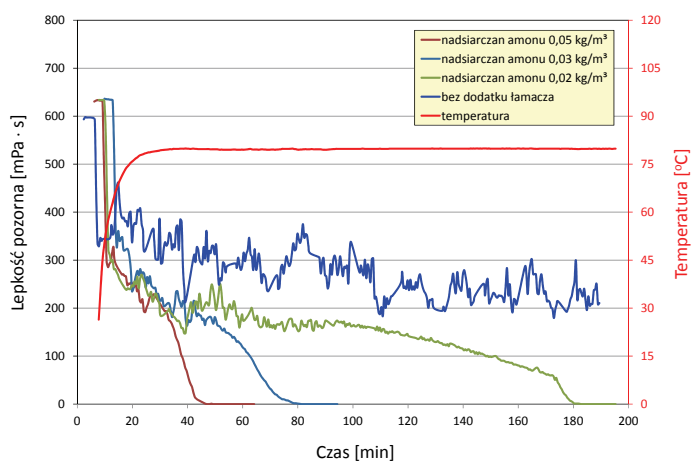
Przeprowadzone wstępnie testy kompatybilności wykazały, że składniki płynów są w pełni kompatybilne, gdyż nie zaobserwowano wytrącania się żadnych osadów. Natomiast kluczowe znaczenie mają jednak testy reologiczne, podczas których określana jest charakterystyka reologiczna cieczy w danej temperaturze. Założono, że badania reologiczne zostaną przeprowadzone w 4 temperaturach tj. 60°C, 80°C, 100°C i 120°C. Zakres ten dobrano tak, aby opracować składy cieczy dla warunków odpowiadających aktualnym potrzebom przemysłowym. Badania wykonano z użyciem wysokotemperaturowego i wysokociśnieniowego wiskozymetru Nordman. Norma ISO 13503-1:2011 szczegółowo opisuje procedurę pomiarową używaną przez większość ośrodków badawczych i firm serwisowych. W pierwszym etapie prac skupiono się na przygotowaniu kompozycji płynów o stabilnych parametrach reologicznych w założonych temperaturach. Jednak aby mogły być one zastosowane

jako ciecz szczelinująca, ich lepkość w warunkach złożowych musi ulec zmniejszeniu do wartości bliskich lepkości wody. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu tzw. łamaczy. Po przeprowadzeniu wstępnych testów zdecydowano się zastosować łamacze na bazie środków utleniających. W przypadku niższych temperatur, 60°C i 80°C, użyto nadsiarczanu amonu, natomiast w przypadku wyższych, 100°C i 120°C, zastosowano ciekły łamacz wysokotemperaturowy. Założono, że ciecz powinna ulegać upłynnieniu po około 90–120 minutach. Badania łamania lepkości płynów wykonuje się metodą prób i błędów, zwiększając lub zmniejszając koncentrację środka łamiącego lepkość. Na rysunkach 4, 5, 6 i 7 przedstawiono tylko wyniki dla receptur płynów mogących mieć zastosowanie praktyczne.



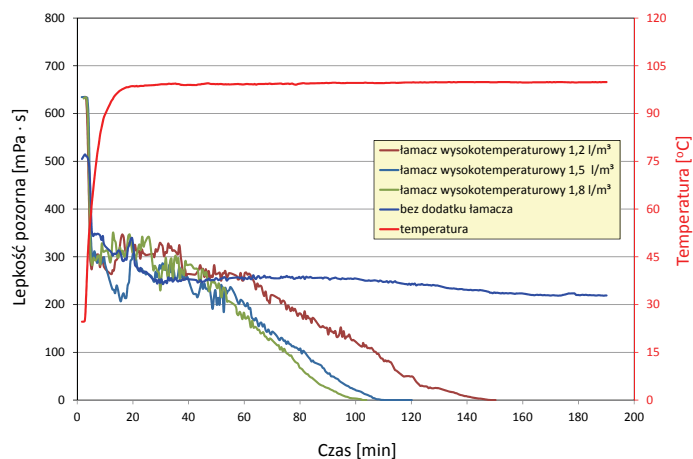
**Rys. 4.** Łamanie lepkości płynu zabiegowego (szybkość ścinania 170 s<sup>-1</sup>) opracowanego dla temperatury 60°C dla 3 różnych koncentracji łamacza (nadsiarczanu amonu)

**Fig. 4.** Breaking fracturing fluid (shear rate 170 s<sup>-1</sup>) developed for a temperature 60°C for 3 different concentrations of the breaker (ammonium persulfate)



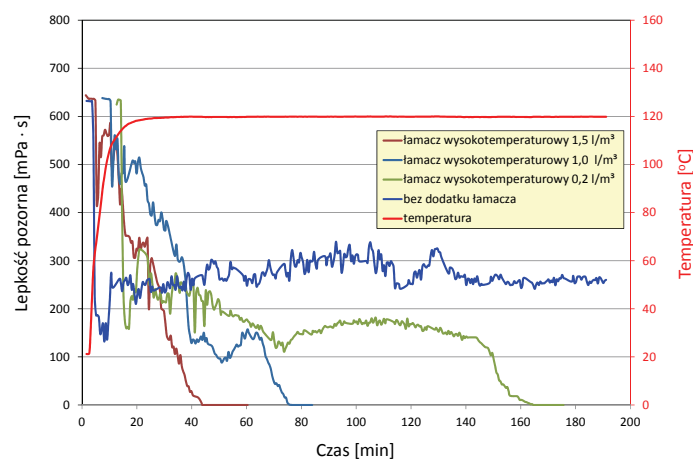
**Rys. 5.** Łamanie lepkości płynu zabiegowego (szybkość ścinania 170 s<sup>-1</sup>) opracowanego dla temperatury 80°C dla 3 różnych koncentracji łamacza (nadsiarczanu amonu)

**Fig. 5.** Breaking fracturing fluid (shear rate 170 s<sup>-1</sup>) developed for a temperature 80°C for 3 different concentrations of the breaker (ammonium persulfate)



**Rys. 6.** Łamanie lepkości płynu zabiegowego (szybkość ścinania 170 s<sup>-1</sup>) opracowanego dla temperatury 100°C dla 3 różnych koncentracji łamacza wysokotemperaturowego

**Fig. 6.** Breaking fracturing fluid (shear rate 170 s<sup>-1</sup>) developed for a temperature 100°C for 3 different concentrations of the high temperature breaker



**Rys. 7.** Łamanie lepkości płynu zabiegowego (szybkość ścinania 170 s<sup>-1</sup>) opracowanego dla temperatury 120°C dla 3 różnych koncentracji łamacza wysokotemperaturowego

**Fig. 7.** Breaking fracturing fluid (shear rate 170 s<sup>-1</sup>) developed for a temperature 120°C for 3 different concentrations of the high temperature breaker

Analizując wyniki badań płynów sieciowanych w temperaturach 60°C i 80°C, należy zwrócić uwagę na fakt, że mimo takiego samego składu w niższej temperaturze płyn był mniej stabilny i miał gorsze parametry reologiczne niż w wyższej. Wynika to z faktu, że działanie sieciownika 2 aktywowane jest w zakresie temperatur 60–75°C, dzięki czemu w 80°C płyn charakteryzował się wyższą lepkością. W celu otrzymania cieczy o stabilnych parametrach reologicznych w temperaturze 100°C nieznacznie zmniejszono koncentrację sieciownika 1 o natychmiastowym działaniu, natomiast zwiększono stężenie sieciownika 2 o opóźnionym działaniu. Najwięcej problemów przysporzyło otrzymanie kompozycji płynu o stabilnych właściwościach reologicznych w temperaturze 120°C. Wymagało



ono przeprowadzenia wielu testów, a w końcu odpowiedni efekt otrzymano dzięki zwiększeniu stężenia bufora pH. Niezbędne było również zwiększenie koncentracji sieciownika 1 oraz sieciownika 2. Kluczowe jednak było zastosowanie aminowego stabilizatora temperaturowego, który zapewnił odpowiednią lepkość płynu w tak wysokiej temperaturze.

Przedstawione na rysunkach od 4 do 7 profile łamania lepkości poszczególnych płynów mogą również stanowić bazę do przygotowania programu dozowania łamaczy lepkości, w zależności od przewidywanego czasu trwania zabiegu. Na przykład w przypadku kompozycji cieczy opracowanych dla 120°C zabieg, który według planu pompowania ma trwać 120 minut, można rozpocząć od dozowania łamacza wysokotemperaturowego w koncentracji 0,2 l/m<sup>3</sup>, następnie 70 minut przed przewidywanym końcem zabiegu jego koncentracja może zostać zwiększona do 1,0 l/m<sup>3</sup>, natomiast 30 minut przed końcem stężenie dozowanego łamacza można podwyższyć do 1,5 l/m<sup>3</sup>. Zastosowanie takiego programu dozowania nie tylko powoduje zmniejszenie czasu potrzebnego na całkowite upłynnienie cieczy szczelinującej, ale wpływa również znacząco na lepsze rozbicie struktury usieciowanego polimeru, co z kolei przekłada się na efektywniejsze oczyszczenie szczeliny po zabiegu i późniejszą produkcję z danego odwiertu.

### Podsumowanie

W niniejszej publikacji zaprezentowano badania, których celem było opracowanie kompozycji cieczy szczelinujących z wykorzystaniem nowych środków chemicznych, które są zarejestrowane przez Europejską Agencję Chemikaliów. System cieczy postanowiono oprzeć na sypkim guarze oraz układzie dwóch sieciowników boranowych: pierwszym o mniejszym stężeniu i natychmiastowym działaniu oraz drugim o większym stężeniu i działaniu opóźnionym, aktywowanym temperaturą. Dzięki takiemu rozwiązaniu płyn ma zapewnione odpowiednie właściwości nośnikowe podsadzki na powierzchni oraz podczas przepływu do odwiertu, jednocześnie charakteryzując się mniejszymi oporami przepływu w rurach i na perforacji niż płyn, w którym byłby zastosowany jedynie sieciownik o natychmiastowym działaniu. Natomiast do odpowiedniego wzrostu lepkości dochodzi w momencie, gdy jest on najbardziej potrzebny, tj. w szczelinie, gdzie następuje znaczne zmniejszenie szybkości przepływu płynu i w związku z tym jego zdolności do transportowania podsadzki. Profile łamania lepkości płynów w poszczególnych temperaturach pozwalają na przygotowanie programu dozowania łamaczy lepkości w zależności od przewidywanego czasu zabiegu, co umożliwia nie tylko zmniejszenie czasu niezbędnego do całkowitego upłynnienia cieczy szczelinującej, ale również przekłada się

na efektywniejsze oczyszczenie szczeliny po zabiegu i późniejszą produkcję z danego odwiertu.

Na podstawie tych profili opracowano receptury cieczy szczelinujących dla 4 różnych temperatur, które po ewentualnych modyfikacjach mogą być zastosowane w pracach oferowanych dla przemysłu. Należy jednak pamiętać, że przedstawione w artykule wyniki badań stanowią ważną, ale dopiero bazę do opracowania naprawdę efektywnego płynu, który może być przeznaczony do konkretnych warunków złożowych. Dopiero uwzględnienie takich parametrów jak m.in. filtracja danego płynu ze szczeliny w formację, decydująca o jego sprawności, czy jego wpływ na uszkodzenie tej formacji oraz szczeliny po wykonanym zabiegu pozwala na odpowiednią ocenę jakości danego systemu płynu. Jednak tego typu badania wykonuje się dla konkretnych odwiertów, gdy znane są już wstępne założenia projektowe i posiada się już odpowiednią ilość informacji geologiczno-złożowej oraz materiał rdzeniowy z interwałów, w których ma być wykonany zabieg hydraulicznego szczelinowania.

Artykuł powstał na podstawie pracy badawczej pt.: *Opracowanie receptur cieczy do zabiegów hydraulicznego szczelinowania w oparciu o nowe środki chemiczne* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 12/KS/18, nr archiwalny: DK-4100/12/18.

### Literatura

- Agee D.M., Wirajati A.Y., Schafer L., Grant G., Garnier A., Thouvenin E., Wijanarko A., 2010. Post-fracturing fluid recovery enhancement with microemulsion. SPE-128098-MS. DOI: 10.2118/128098-MS.
- Beckwith R., 2012. Depending on guar for shale oil and gas development. *Journal of Petroleum Technology*, 64 (12): 44–55.
- Bostrom N., Chertov M., Pagels M., Willberg D., Chertova A., Davis M., Zagorski W., 2014. The time-dependent permeability damage caused by fracture fluid. SPE-168140-MS. DOI: 10.2118/168140-MS.
- Chetan P., Songire S., 2015. A sulfur-free and biodegradable gel stabilizer for high temperature fracturing applications. SPE-175786-MS. DOI: 10.2118/175786-MS.
- Chopade P., Fontenelle L., Reddy B.R., Coria B., 2015. Novel stabilized enzyme breaker for fracturing applications. SPE-173583-MS. DOI: 10.2118/173583-MS.
- Dutta R., Lee C.H., Odumabo S., Ye P., Walker S.C., Karpyn Z.T., Ayala L.F., 2014. Experimental investigation of fracturing-fluid migration caused by spontaneous imbibition in fractured low-permeability sands. SPE-154939-PA. DOI: 10.2118/154939-PA.
- Economides M.J., Nolte K.G., 2000. *Reservoir Stimulation* (3rd ed.). Wiley. ISBN: 0471491926.
- El-Monier T.A., Nasr-El-Din H.A., 2010. A new environmentally friendly clay stabilizer. SPE-136061-MS. DOI: 10.2118/136061-MS.
- Kłaja J., Gąsior I., 2010. Ilościowa ocena przestrzeni porowej zajętej wodą związaną w łałach, z wykorzystaniem metody magnetycznego rezonansu jądrowego. *Nafta-Gaz*, 3: 178–188.
- Krajowe Centrum Informacyjne REACH, 2018. <<https://reach.gov.pl/reach/pl/akty-prawne/>> (dostęp: 6.08.2018).
- Legemah M., Guerin M., Sun H., Qu Q., 2014. Novel high efficiency

- boron crosslinkers for low-polymer-loading fracturing fluids. SPE-164118-PA. DOI: 10.2118/164118-PA.
- Maley D., Farion G., Giurea-Bica G., O'Neill B., 2013. Non-polymeric permanent clay stabilizer for shale completions. SPE-165168-MS. DOI: 10.2118/165168-MS.
- Montgomery C., 2013a. Fracturing fluids. ISRM-ICHF-2013-035. DOI: 10.5772/56192.
- Montgomery C., 2013b. Fracturing fluid components. ISRM-ICHF-2013-034. DOI: 10.5772/56422.
- Penny G.S., Pursley J.T., Clawson T.D., 2006. Field study of completion fluids to enhance gas production in the Barnett Shale. SPE-100434-MS. DOI: 10.2118/100434-MS.
- Rostami A., Nasr-El-Din H.A., 2014. Microemulsion vs. surfactant assisted gas recovery in low permeability formations with water blockage. SPE-169582-MS. DOI: 10.2118/169582-MS.
- Sarwar M.U., Cawiezal K.E., Nasr-El-Din H.A., 2011. Gel degradation studies of oxidative and enzyme breakers to optimize breaker type and concentration for effective break profiles at low and medium temperature ranges. SPE-140520-MS. DOI: 10.2118/140520-MS.
- Schnoor E., Maxey J., Russell A., 2016. How Low Can You Go? Quality Vs. Cost in Guar-Borate Fracturing Fluids. URTEC-2433971-MS. DOI: 10.15530/URTEC-2016-2433971.
- Smith M.B., Montgomery C.T., 2015. Hydraulic fracturing. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group. ISBN: 9781466566859.
- Watson W.P., Aften C.W., Previs D.J., 2010. Delayed-release coatings for oxidative breakers. SPE-127895-MS. DOI: 10.2118/127895-MS.
- Wilk K., Kasza P., Czupski M., 2016. Dobór dodatków do energetyzowanych płynów szczelinujących. *Nafta-Gaz*, 12: 39–47. DOI: 10.18668/NG.2016.12.12.
- Williams N.J., Kelly P.A., Berard K.G., Dore E., Emery N.L., Williams C.F., Mukhopadhyay S., 2012. Fracturing fluid with low-polymer loading using a new set of boron crosslinkers: laboratory and field studies. SPE-151715-MS. DOI: 10.2118/151715-MS.
- Yue Z., Peng Y., He K., Xu L., 2016. Multifunctional Fracturing Additives as Flowback Aids. SPE-181383-MS. DOI: 10.2118/181383-MS.

### Akty prawne i normatywne

ISO 13503-1:2011 *Petroleum and natural gas industries – Completion fluids and materials – Part 1: Measurement of viscous properties of completion fluids*, second edition.



Dr inż. Marek CZUPSKI  
 Adiunkt w Zakładzie Stymulacji Wydobywania  
 Węglowodorów  
 Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
 ul. Lubicz 25 A  
 31-503 Kraków  
 E-mail: [marek.czupski@inig.pl](mailto:marek.czupski@inig.pl)

## OFERTA

### ZAKŁAD STYMULACJI WYDOBYCIA WĘGLOWODORÓW

Zakres działania:

- przygotowywanie receptur i badania płynów zabiegowych do stymulacji wydobywania ropy i gazu;
- 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;
- oznaczanie współczynnika przepuszczalności i porowatości skał, kamienia cementowego, betonu itp.;
- dobór środków regulujących właściwości reologiczne płynów (SPCz, polimery itp.);
- 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;
- badania zjawisk korozyjnych występujących w górnictwie naftowym;
- dobór ochrony inhibitorowej zapobiegającej zjawiskom korozyjnym.



**Kierownik:** dr inż. Piotr Kasza  
**Adres:** ul. Armii Krajowej 3, 38-400 Krosno  
**Telefon:** 13 436 89 41 w. 5229  
**Faks:** 13 436 79 71  
**E-mail:** [piotr.kasza@inig.pl](mailto:piotr.kasza@inig.pl)

