

## ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДОПОМОГОЮ ТВЕРДИХ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН

О.Р. Кондрат, С.М. Петрущак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,  
e-mail: alexkondratr@gmail.com, svyat89mailo@gmail.com

За результатами лабораторних досліджень проаналізовано вплив мінералізації пластової води, вуглеводного конденсату, температури на піноутворюючу здатність твердих і рідких поверхнево-активних речовин (ПАР) для винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин. Досліджено виносну здатність твердих і рідких ПАР за різних умов.

Рекомендовано використання різних типів ПАР при різних умовах експлуатації газових і газоконденсатних свердловин зі значним вмістом рідини в продукції.

Ключові слова: самоглушіння свердловини, піноутворюючі властивості, тверді та рідкі поверхнево-активні речовини, мінералізація, вуглеводневий конденсат, виносна здатність.

По результатам лабораторных исследований проанализировано влияние минерализации пластовой воды, углеводородного конденсата, температуры на пенообразующие способности твердых и жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ) для вынесения жидкости из газовых и газоконденсатных скважин. Исследована выносная способность твердых и жидких ПАВ в различных условиях.

Рекомендуется использование различных типов ПАВ при различных условиях эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с большим содержанием жидкости в продукции.

Ключевые слова: самоглушение скважины, пенообразующие свойства, твердые и жидкие поверхностно-активные вещества, минерализация, углеводородный конденсат, выносная способность.

According to the results of laboratory studies, the influence of mineralization of reservoir water, hydrocarbon condensate, temperature on the foaming ability of solid and liquid surface-active agents (SAA) for the removal of liquid from gas and gas condensate wells has been analyzed. The removable capacity of solid and liquid SAA in different conditions is researched.

It is recommended to use different types of SAA under different conditions of gas and gas condensate wells exploitation with significant liquid content in products.

Key words: self-killed well, foaming properties, solid and liquid surface-active agents, mineralization, hydrocarbon condensate, removable capacity.

**Вступ.** Однією з важливих проблем в області рациональної розробки газових і газоконденсатних родовищ є підвищення ступеня вилучення газу і газового конденсату із надр. Особливо актуальною ця проблема є при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ, що характеризується рядом ускладнюючих факторів. Одним із основних чинників є значне зростання кількості рідини в продукції свердловини. Тому для вирішення завдання забезпечення рівня видобутку газу і газоконденсату важливе значення має підтримання експлуатаційного фонду свердловин у робочому стані. При цьому особлива увага приділяється удосконаленню технологій підвищення продуктивності свердловин, в тому числі: своєчасне видалення рідини із стовбура свердловин, інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою свердловин, ліквідація водопритоків, кріплення привибійної зони пласта тощо.

У міру розробляння родовища знижується пластовий тиск, в стовбур свердловини починає надходити пластова вода, дебіт газу зменшується і тиск стає недостатнім для її винесення. Вода накопичується на вибої свердловини, створюючи додатковий протитиск на залягаю-

чий нижче продуктивний пласт. В результаті створюються умови, за яких виникає самоглушіння свердловини і її зупинка, а зона, розміщена нижче башмака насосно-компресорних труб (НКТ), по суті, перетворюється в «мертву» зону. Своєчасне видалення рідини із свердловин продовжує термін розробки родовища, призводить до збільшення об'ємів газу і конденсату, що видобувається. Ефективність видалення рідини з вибою свердловин за допомогою ПАР визначається їх піноутворюючими властивостями в умовах свердловини. Враховуючи те, що на вибої може накопичуватися пластова вода різної мінералізації, а в газоконденсатних свердловинах і рідкі вуглеводні, вибір ефективного піноутворювача для таких сумішей є першочерговим завданням [1].

**Аналіз літературних джерел.** Дослідженню ефективності застосування твердих і рідких ПАР присвячено роботи Гасумова Р.А., Кондрата О.Р. [2–5], Кондрата Р.М., Мазанова С.В. [6], Джеймса Лі [7], Ягодовського С.І. [8] та інших науковців.

Подачу піноутворюючих ПАР можна здійснювати як у вигляді різних розчинів, так і у вигляді зразків твердих ПАР. Із цих двох мето-

дів більш технологічним є метод централізованої подачі розчину рідких ПАР в свердловини по інгібіторопроводах з установки комплексної підготовки газу (УКПГ) за допомогою дозуючих насосів. В той же час виникає необхідність вибіркового оброблення свердловин шляхом застосування твердих ПАР, наприклад, для інтенсифікації роботи низькодебітних свердловин, які знаходяться на межі самоглушіння. В промисловій практиці подібні свердловини, зазвичай, запускають в роботу шляхом періодичного продування на факел, що супроводжується забрудненням атмосферного повітря і втратами природного газу. Тому дослідження, які націлені на відновлення роботи газових і газоконденсатних свердловин, або продовження часу їх стабільної експлуатації за рахунок створення сприятливих умов винесення з вибою рідкої фази, є актуальними.

У порівнянні з рідкими перевагами використання твердих ПАР, для видалення рідини з вибою свердловини, є їх невисока вартість і простота застосування – не потрібно використовувати додаткову техніку, опресовувати і завозити великий об'єм хімічних реагентів [9, 10].

Застосування твердих ПАР дозволяє обробляти свердловини без зміни обладнання їх стовбура (за винятком необхідності вилучення вибійних клапанів), за рахунок видалення води, підтримувати стабільність їх роботи до проведення таких заходів, як заміна НКТ або зниження тиску в газозбірній мережі. На відміну від інших способів видалення води, оброблення свердловини ПАР дозволяє проводити заміри глибинними пристроями.[11]

Піноутворююча здатність ПАР визначається в першу чергу, кількістю піни, яку можна отримати за допомогою даного ПАР. При цьому обсяг і загальна поверхня розділу фаз пов'язані один з одним дисперсністю. Залежно від розміру газових бульбашок обсяг піни різко змінюється. Оскільки визначення дисперсності пін є досить складним завданням, методи оцінки піноутворюючих властивостей ПАР за обсягом піни успішно використовуються в різних областях їх застосування. Другим критерієм для оцінки піноутворювача є час «життя» або час напіврозпаду піни.

Слід зазначити, що обсяг піни, яка утворилася і час її «життя» залежать від умов її отримання та не враховують дисперсність. До теперішнього часу не розроблені стандартизовані методики оцінки піноутворюючої здатності ПАР. При їх дослідженні застосовують різні способи приготування ПАР (струшування, перемішування, барботування, метод Росс-Майлса і ін.), що не дозволяє порівнювати результати, отримані різними авторами при дослідженні піноутворюючих властивостей ПАР.

Залежно від конкретних технологічних задач вибираються методика дослідження і установка, яка найбільшою мірою моделює умови піноутворення в свердловині.

Вода, що накопичується в стовбурах і на вибоях газових свердловин, різниться як по загальній мінералізації, так і за складом солей.

Залежно від типу води для видалення рідини з газових свердловин підбираються певний склад піноутворювача і його концентрація. Найбільш сприятливі умови для піноутворення і виносу рідини мають місце в свердловинах, де вміст  $\text{Ca}^{2+}$  і  $\text{Mg}^{2+}$  у воді або відсутній, або настільки малий ( $< 0,1$  г/л), що не робить істотного впливу на піноутворюючу здатність ПАР.

В цьому випадку для видалення рідини в якості піноутворювача можуть бути використані ПАР всіх типів, здатні спінувати прісну або слабомінералізовану воду. До них, перш за все, можна віднести:

- аніоноактивні ПАР - алкіл сульфати, сульфонати, алкіл сульфонати, алкілароматичні сульфокислоти і їх солі, що містять фтор і високомолекулярні ПАР;

- катіонні ПАР - солі первинних, вторинних і третинних аліфатичних і ароматичних амінів, солі четвертинних амонієвих підстав, окису алкіл амінів;

- неіоногенні ПАР – оксиетиліровані вищі жирні спирти, кислоти, аміни, аміді, блоксополімери та ін. ;

- амфолітні ПАР - карбоксібетаніти, сульфобетаніти, амінокарбонові кислоти і ін.

Для спінування хлоркальцієвих пластових вод підвищеної мінералізації більшість аніоноактивних ПАР малоефективні. Пояснюється це взаємодією ПАР з іонами  $\text{Ca}^{2+}$  і  $\text{Mg}^{2+}$ , в результаті чого утворюються нерозчинні сполуки і піноутворююча здатність ПАР погіршується. Як показує промисловий досвід, такі води рекомендується спінувати з використанням неіоногенних ПАР, піноутворююча здатність яких практично не залежить від мінералізації і складу рідини, що видаляється. Можливо також використання катіоноактивних і амфотерних ПАР. Концентрація піноутворювача в прісній і слабомінералізованій воді повинна становити від 2 до 5 г/л в перерахунку на активну речовину. Для спінування мінералізованих вод з високим вмістом іонів  $\text{Ca}^{2+}$  і  $\text{Mg}^{2+}$  концентрація ПАР в рідині, що видаляється повинна становити 3-8 г/л.

Наявність вуглеводневої фази в рідині, що видаляється з газоконденсатної свердловини набагато ускладнює процес піноутворення, оскільки конденсат є активним піногасником. Висока температура на вибої свердловини також є додатковим негативно діючим фактором на процес спінування рідини.

Піноутворення в суміші вода-вуглеводнева рідина визначається двома конкуруючими процесами: утворенням піни в одній рідині (як правило, у воді) і руйнуванням утвореної піни іншою рідиною (вуглеводневою). Інакше кажучи, утворення піни можливе лише в тому випадку, коли система з гетерогенної переходить в гомогенну. Для суміші вода-вуглеводень гомогенізація системи відбувається в результаті її емульгування. Незважаючи на широке застосування емульсій в різних областях народного господарства і велика кількість досліджень щодо їх утворення, стійкості, деемульгування і іншим властивостей, багато питань в теорії

емульсій залишаються відкрити. Так, володіючи великою поверхневою активністю, далеко не всі ПАР є ефективними стабілізаторами емульсій.

Введення ПАР в газоконденсатні свердловини, подальше перемішування води і конденсату шляхом барботування газу через стовп рідини призводять до утворення прямих або зворотних емульсій. Тип і властивості емульсій, що утворюються залежать від ряду факторів, основними з яких є співвідношення води і конденсату, їх хімічний склад, властивості і кількість ПАР, що вводяться, характер перемішування і температура.

Таким чином, при спінюванні суміші води і газового конденсату спочатку утворюється емульсія, а потім, у міру її стабілізації, відбувається процес піноутворення. Витрата ПАР для спінювання суміші води і конденсату в кілька разів більша, ніж для води. Це можна пояснити тим, що значна частина ПАР, що вводяться витрачається для емульгування суміші.

Піноутворення в газоконденсатних свердловинах залежить як від кількості конденсату рідини, що видаляється, так і від його хімічного складу. Зі збільшенням кількості конденсату в суміші піноутворення погіршується. На процес піноутворення рідини, що містить воду і газовий конденсат, впливає також і мінералізація води. Як і в газових свердловинах, зі збільшенням вмісту у воді іонів  $\text{Ca}^{2+}$  і  $\text{Mg}^{2+}$  піноутворюючі властивості ПАР погіршуються. У загальному випадку застосовуються концентрації піноутворювачів для видалення рідини з газоконденсатних свердловин завжди вищі, ніж з чисто газових.

В даний час розроблений досить широкий асортимент складів піноутворювачів для видалення рідини з газоконденсатних свердловин. Однак для кожного конкретного випадку перед промисловими випробуваннями необхідно перевірити передбачуваний до використання піноутворювач на стендовій установці в лабораторних умовах [12].

**Мета досліджень.** Встановлення та дослідження впливу ряду чинників (мінералізації пластової води, вуглеводневого конденсату, температури) та їх сукупності на піноутворюючу здатність твердих і рідких ПАР для винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин.

**Методика проведення досліджень.** Досліди із спінювання рідини проводилися на установці (рисунок 1), аналогічній до установки, яка використовувалась для дослідження спінюючих властивостей рідких ПАР [2]. Основною частиною установки є вертикальна скляна колонка 5 з внутрішнім діаметром 0,036 м і висотою 1 м з кварцовим пористим фільтром 1 в нижній частині.

Колонка розміщена в кожусі-термостаті 3 із скляної труби, ущільненої з двох сторін гумовими манжетами. Потрібна температура в колонці створювалась підігрітим діетиленглі-

колем, який подавався в кільцевий простір між колонкою і кожухом з допомогою термостату 2. В колонку заливали 20 см<sup>3</sup> досліджуваного розчину. Під час експериментів через колонку знизу доверху пропускали газ (повітря) при постійному тиску 760 мм водяного стовпа і постійній витраті 16,6 см<sup>3</sup>/с (1 л за 60 с).

Подача повітря здійснювалась через розміщений в термостаті змійовик та електричний нагрівник, що забезпечував підігрів його до температури досліду. Витрату повітря регулюють за допомогою регулятора витрати газу 7 та фіксують за допомогою лічильника газу 6. Джерелом повітря для проведення досліджень служить компресор 8. Після пропускання 0,5 л повітря (через 30 с з початку досліду) подачу його в колонку припиняли і визначали характеристики піни, яка утворилася: кратність піни  $K$  (відношення об'єму піни до об'єму зв'язаної в піну рідини) і стійкість піни  $S$  (величину, обернену до середньої швидкості виділення 50% ціноутворюючої рідини).

Досліди проводились з такими рідкими ПАР, як савенол SWP, ТЕАС, Стінол (світлий), Стінол (темний) та твердими ПАР торгової марки «Надра» виробник ПП «Хімпостачальник» і твердими ПАР виробництва Республіка Польща.

Досліди проводились з розчинами савенолу SWP, ТЕАС та стінолу у прісній воді, мінералізованій воді, суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату з масовою концентрацією ПАР 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5%.

В другій серії дослідів проводилась оцінка виносної здатності ПАР. В дослідях використано попередньо описану установку, наведену на рисунку 1. В колонку заливали 36,5 см досліджуваного розчину. Під час експерименту в розчин поміщали 2 г досліджуваного зразка твердого ПАР, після чого в нижню частину колонки подавали розчин з витратою 16,6 см<sup>3</sup>/с (1 л за 60 с), за аналогічною схемою, як в попередній серії дослідів. Загальний час проведення експерименту становив 10 хв. Під час проведення дослідів фіксували час початку появи піни в колонці, час припинення утворення піни, залишкову висоту рівня рідини в колонці та розраховували виносну здатність ПАР за такою залежністю:

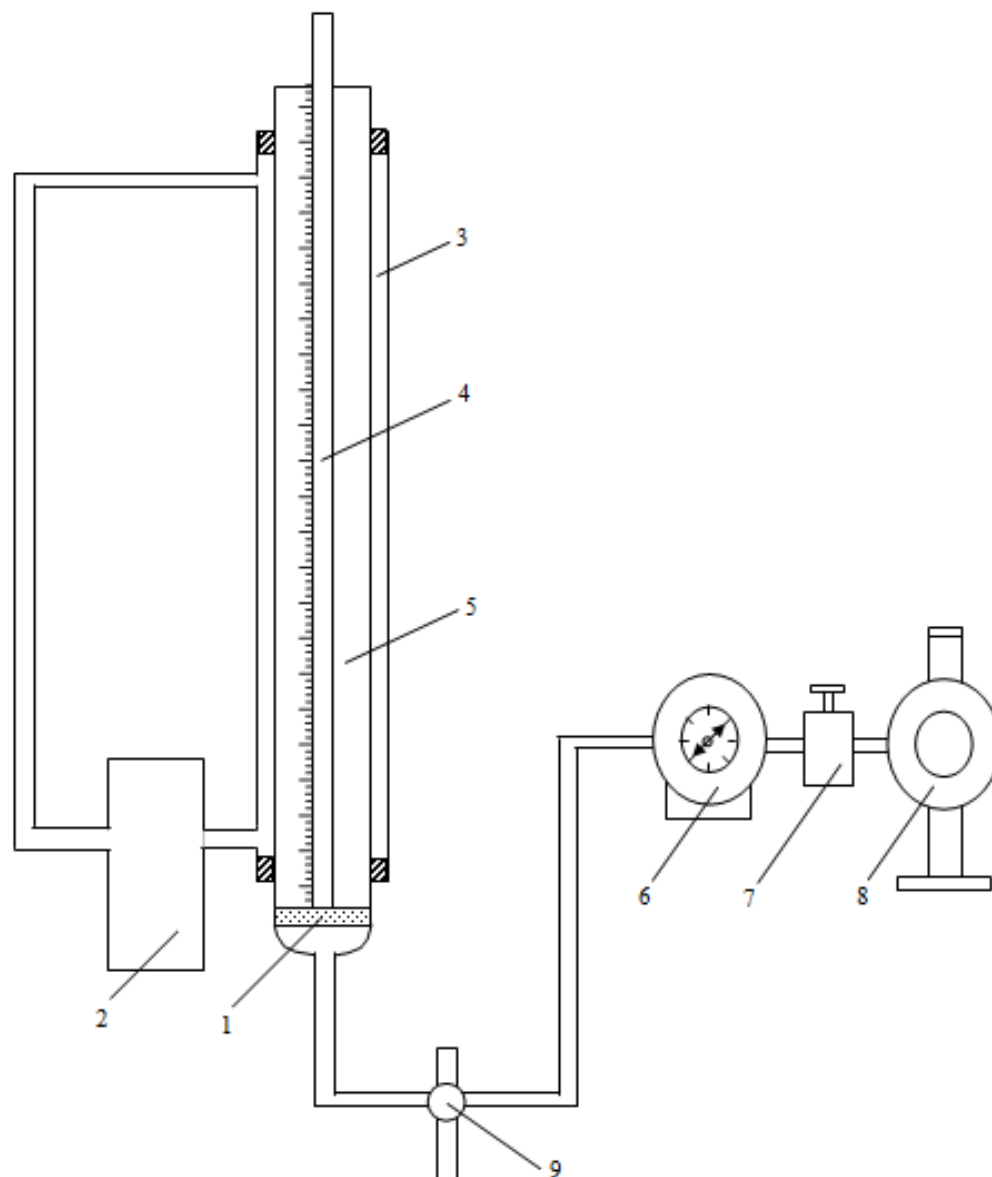
$$B = \frac{V_o - V_1}{1000 \cdot (m_o - m_1)}, \quad (1)$$

де  $V_o, V_1$  – об'єм води до і після експерименту, см<sup>3</sup>;

$m_o, m_1$  – маса взірця твердого ПАР до і після експерименту, г.

При проведенні експериментів використано принцип рандомізації, що дає можливість уникнути можливих систематичних похибок в кінцевих результатах. Цей принцип передбачає випадковий порядок реалізації дослідів [13].

**Результати досліджень.** Результати лабораторних досліджень піноутворюючої здатності розчинів поверхнево-активних речовин стінол (світлий) та стінол (темний), савенол SWP та



1 – кварцевий пористий фільтр; 2 – термостат; 3 – кожух - термостат; 4 – мірна лінійка;  
5 – скляна колонка; 6 – лічильник газу; 7 – регулятор витрати газу; 8 – компресор;  
9 – триходовий кран

**Рисунок 1 – Лабораторна установка для дослідження спінюючих властивостей поверхнево-активних речовин**

ТЕАС у прісній воді, мінералізованій воді, суміші дистильованої води і 20% вуглеводневого конденсату та суміші мінералізованої води і 50% вуглеводневого конденсату, а також твердого ПАР «Надра» представлені в узагальнюючій таблиці 1.

За результатами лабораторних досліджень встановлено, що зразок твердого ПАР «Надра» має високі піноутворюючі властивості (кратність і стійкість піни) порівняно з іншими досліджуваними поверхнево-активними речовинами в прісній, в мінералізованій воді та в суміші мінералізованої води і вуглеводневого конденсату. Причому, твердий ПАР «Надра» починає проявлятися при значних концентраціях ПАР у розчині (понад 2%), а також при наявності в розчині вуглеводневого конденсату.

Причому на відміну від досліджених рідких ПАР, на твердий ПАР «Надра» практично не впливає наявність значної кількості (50 %) вуглеводневого конденсату у розчині.

Залежно від мінералізації пластової води, складу і об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату у спінюваній рідині оптимальна масова концентрація твердого ПАР «Надра» змінюється від 0,5 до 2%.

Друга серія експериментів була направлена на дослідження виносної здатності твердих ПАР та встановлення їх витрати для винесення певної кількості рідини із свердловини. Дослідження проведено для двох взірців твердих ПАР: твердий ПАР «Надра» та твердий ПАР виробництва Республіка Польща. Результати досліджень наведені в таблиці 2.

Таблиця 1 – Результати досліджень піноутворюючих властивостей стінолу (світлий), стінолу (темний), савенолу SWP, ТЕАС, твердий ПАР «Надра»

Тип ПАР	Масова концентрація ПАР у вспінюваній рідині, %	Температура, °С	Прісна вода		Розчин NaCl (100 г/л)		Розчин NaCl (100 г/л) + конденсат (80% об.:50% об.)	
			Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>0</sup> , с/м <sup>3</sup>	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>0</sup> , с/м <sup>3</sup>	Кратність піни К	Стійкість піни S, 10 <sup>0</sup> , с/м <sup>3</sup>
Стінол (світлий)	0,5	20	22	3,31	22,5	1,03	4,25	0,14
		80	30,25	2,76	21,25	0,91	1,75	0,36
	1	20	22,25	3,42	23,75	1,22	4	0,08
		80	30,75	2,81	23	1,02	2,3	0,33
	2	20	22,5	3,54	24	1,56	3,75	0,06
		80	31	2,84	23,75	1,58	2,625	0,28
Стінол (темний)	0,5	20	22,75	3,12	21,75	0,92	4,5	0,11
		80	31,5	3,57	29,25	1,19	2,25	0,42
	1	20	23,125	3,6	22	1,31	3,75	0,1
		80	31,875	3,62	30,25	1,38	2,75	0,36
	2	20	23,375	3,98	22,75	1,5	3,5	0,09
		80	32,25	4,01	30,75	1,73	1,875	0,31
Савенол SWP	0,5	20	21,25	3,77	12,5	0,4	3,5	0,31
		80	13,75	0,71	13	0,5	1,75	0,06
	1	20	21,5	3,8	13	0,52	3,25	0,38
		80	15	0,75	13,5	0,6	1,625	0,05
	2	20	22	3,88	13,5	0,7	2,8	0,41
		80	15,5	0,81	14	0,73	1,45	0,042
ТЕАС	0,5	20	19,75	2,78	19,5	1,04	3,25	0,13
		80	21	1,95	14,75	0,41	3	0,22
	1	20	20,5	3,44	22,25	1,88	3	0,17
		80	22,25	2,61	16,75	1,21	3	0,28
	2	20	24,5	4,01	25,5	2,4	2,7	0,22
		80	23,25	3,18	21	2,35	3,75	0,36
твердий ПАР «Надра»	0,125	20	11,295	0,492	12,933	0,304	3,333	0,291
		80	12,622	0,497	22,267	0,503	8,000	0,429
	0,25	20	18,205	1,171	18,156	1,027	10,888	0,346
		80	21,511	0,777	26,222	0,804	20,444	0,745
	0,5	20	20,773	1,678	18,756	1,541	13,778	0,467
		80	25,444	1,015	28,889	1,147	20,667	0,885
	1	20	19,955	1,956	17,889	1,896	15,111	0,489
		80	26,711	1,130	29,213	1,425	18,000	1,024
	2	20	18,295	2,014	17,444	1,739	16,889	0,627
		80	27,711	1,333	29,34	1,478	19,556	1,225
	3	20	17,545	1,764	16,933	1,614	24,000	0,812
		80	29,000	1,239	29,553	1,345	24,889	1,111
	4	20	17,341	1,700	16,133	1,517	22,444	0,759
		80	28,778	1,454	30	1,477	25,556	1,245
	5	20	16,955	1,737	16,022	1,613	22,222	0,724
		80	28,067	1,449	29,787	1,457	25,111	1,202

Таблиця 2 – Результати досліджень виносної здатності твердих ПАР

Тип спінюваної рідини	Температура, °С	Маса взірця до спінювання, г	Маса взірця, що не спінилась, г	Час початку появи піни в колонці, хв	Час закінчення піни, хв	Висота рівня рідини в колонці, см	Залишкова висота рівня рідини в колонці в кінці спінювання, см	Виносна здатність, кг/м <sup>3</sup>
Твердий ПАР «Надра»								
Прісна вода	20	2	1,54	1 хв 25 с	10	36,5	7	0,0376
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	20	2	1,68	3 хв	10	36,5	31	0,1401
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	20	2	1,44	5 хв 3 с	10	36	25	0,1226
Прісна вода	50	2	0,96	1 хв 43с	10	36	0,5	0,0706
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	50	2	1,33	2 хв 3с	10	36	2,5	0,0482
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	50	2	1,07	48 с	10	36	2	0,0659
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	20	2	1,35	1 хв 49 с	10	35,5	12,5	0,0681
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	50	2	1,25	1 хв 12 с	10	35,5	8	0,0657
Твердий ПАР виробництва Республіка Польща								
Прісна вода	20	2	1,51	54 с	6 хв 55 с	35,5	0	0,0332
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	20	2	1,6	1 хв 2 с	7 хв 36 с	35,5	0	0,0271
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	20	2	1,19	5 хв 2 с	10	35,5	27	0,2294
Прісна вода	50	2	1,26	38 с	6 хв 11 с	35,5	0	0,0502
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л)	50	2	1,46	45 с	5 хв 45 с	35,5	0	0,0366
Прісна вода з додаванням вуглеводневого конденсату (100 г/л)	50	2	0,86	1 хв 11 с	8	35,5	0	0,0773
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	20	2	0,99	44 с	10	35,5	25	0,2316
Мінералізована вода (розчин NaCl у прісній воді концентрацією 100 г/л) + 50 % вуглеводневого конденсату	50	2	0,99	36 с	10	35,5	13,5	0,1106

Як видно з результатів досліджень взірць твердого ПАР «Надра» є кращим у випадку мінералізованих розчинів та розчинів з вуглеводневим конденсатом.

Витрата твердого ПАР «Надра» змінюється в межах від 0,0376 до 0,1401 кг/м<sup>3</sup>, в той час як витрата другого досліджуваного взірця твердого ПАР виробництва Республіка Польща змінюється в значно більшому діапазоні 0,0332 до 0,2316 кг/м<sup>3</sup>. Слід зазначити, що витрата твердого ПАР «Надра» є суттєво меншою від витрати твердого ПАР виробництва Республіка Польща у випадку мінералізованого розчину з вмістом конденсату 50% і становить 0,0657 проти 0,1106 кг/м<sup>3</sup>.

За результатами лабораторних досліджень для практичного використання можна рекомендувати твердий ПАР «Надра», особливо для свердловин з наявністю в продукції високомінералізованої води та вуглеводневого конденсату.

### **Висновки**

1. Результати експериментальних досліджень різних типів ПАР, а саме: стінолу (світлий), стінолу (темний), савенолу SWP, TEAC, твердого ПАР «Надра», твердого ПАР виробництва Республіки Польща, дають змогу оцінити вплив мінералізації пластової води, вуглеводневого конденсату, температури на їхню піноутворюючу, а також виносну здатність.

2. Твердий ПАР «Надра» порівняно з іншими досліджуваними поверхнево-активними речовинами (савенолом SWP, TEAC, стінол світлий та стінол темний) в прісній, в мінералізованій воді та в суміші мінералізованої воді і вуглеводневого конденсату, має високі піноутворюючі властивості. Причому, твердий ПАР «Надра» починає проявлятися при значних концентраціях ПАР у розчині (понад 2%), а також при наявності в розчині вуглеводневого конденсату. Причому, на відміну від досліджених рідких ПАР, на твердий ПАР «Надра» практично не впливає наявність значної кількості (50 %) вуглеводневого конденсату у розчині.

3. Залежно від мінералізації пластової води, складу і об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату у спінюваній рідині оптимальна масова концентрація твердого ПАР «Надра» змінюється від 0,5 до 2%.

4. Взірць твердого ПАР «Надра» є кращим у випадку мінералізованих розчинів та розчинів з вуглеводневим конденсатом.

5. Витрата твердого ПАР «Надра» змінюється в межах від 0,0376 до 0,1401 кг/м<sup>3</sup>, в той час як витрата другого досліджуваного взірця твердого ПАР виробництва Республіка Польща змінюється в значно більшому діапазоні 0,0332 до 0,2316 кг/м<sup>3</sup>. Слід зазначити, що витрата твердого ПАР «Надра» є суттєво меншою від витрати твердого ПАР виробництва Республіка Польща у випадку мінералізованого розчину з вмістом конденсату 50% і становить 0,0657 проти 0,1106 кг/м<sup>3</sup>.

За результатами лабораторних досліджень для практичного використання можна рекомендувати твердий ПАР «Надра», особливо для свердловин з наявністю в продукції високомінералізованої води та вуглеводневого конденсату.

### **Література**

1 Гасумов Р.А. Повышение надежности эксплуатации нефтяных и газовых скважин за счет применения эффективных технологий / Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – НИПИ "Нефтегаз". – 2011. – №4. – С. 53-58.

2 Кондрат О.Р. Лабораторна установка для дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів поверхнево-активних речовин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – 1998. – Вип. 35 (Том 3). – С. 3-8. – Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ.

3 Кондрат О.Р. Лабораторні дослідження впливу тиску і температури на піноутворюючу здатність розчинів поверхнево-активних речовин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – 1998. – Вип. 35 (Том 3). – С.8-16. – Серія: Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ

4 Кондрат О.Р. Використання поверхнево-активних речовин для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин // Матеріали наук.-тех. конф. "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку" (Івано-Франківськ, 27-30 березня 2000 р.). – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – С.41-46.

5 Кондрат О.Р. Використання диспергуючих пристроїв і поверхнево-активних речовин для інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин // Матеріали наук.-тех. конф. "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку" (Івано-Франківськ, 27-30 березня 2000 р.). – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. – С.46-51.

6 Мазанов С.В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин (на примере месторождений Крайнего Севера): Автореф. дис. ... канд.техн.наук. – Ставрополь, 2005. – 27 с.

7 Джеймс Ли, Генри В. Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

8 Ягодовский С.И. Разработка и внедрение технологии выноса жидкости с забоев обводненных газовых и газоконденсатных скважин с помощью брикетов многофункционального действия: Автореф. дис. ... канд.техн.наук. – Ивано-Франковск, 1994. – 22 с.

9 Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1986. – С. 128-130.

10 Гасумов Р.А. Пенные системы для бурения и ремонта скважин / Гасумов Р.А., Калинин А.В., Гейхман М.Г. – М.: ИРЦ Газпром, 2008 – 269 с.

11 Материалы девятой международной научно-технической конференции "Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна" 10-11.12.2014 г. – С. 33-37.

12 Гасумов Р.А. Техника и технология ремонта скважин: в 2 т. / Гасумов Р.А., Минликаев В.З. – М. : ООО «Газпромэкспо», 2013. – Т.1 – 360 с.

13 Мислюк М.А. Моделивання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: навч. підруч. / Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
13.09.17*

*Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Акульшиним О.О.**  
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,  
м. Київ)*