



Прийнято 14.02.2025. Прорецензовано 20.03.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 622.276

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-90-101

ВПЛИВ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОЇ ПОДАЧІ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА СТАБІЛІЗАЦІЮ РЕЖИМУ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН

Якимечко Я. Я. *

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-4406-0094>

e-mail: yaroslav.yakymechko@nung.edu.ua

Овецький С. О.

Кандидат технічних наук, доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-3804-8638>

e-mail: serhii.ovetskyi@nung.edu.ua

Анотація. В статті описуються дослідження ефективності функціонування систем автоматичної подачі поверхнево активних речовин (ПАР) для обґрунтування технологічних параметрів їх використання та оптимізації роботи свердловин із високим рівнем обводненості. Мета дослідження – перевірка розчинності і визначення виносних властивостей низки поверхнево-активних речовин на лабораторній скляній моделі свердловини та вибір ефективних рішень для стабільної та безперебійної подачі ПАР, які забезпечують підвищення продуктивності та зменшення витрат на експлуатацію свердловини. Проведено розрахунки для визначення мінімально необхідного дебіту газу, які показали, що для жодної із свердловин умова безперервного винесення рідини з вибою не виконується. Про це свідчать і мінімально необхідні розрахункові дебіти газу, які значно перевищують фактичні дебіти, і параметри Фруда для газового і рідинного потоків. Використовуючи номограму для вибору ефективних методів інтенсифікації винесення рідини на поверхню, було зроблено висновок, що найбільш оптимальним і ефективним методом протидії обводненню свердловин буде автоматична систем подачі поверхнево-активних речовин у привибійну зону. Далі були проведені лабораторні дослідження ПАР-спінювачів варіаційних модифікацій і концентрацій. А саме: дослідження розчинності (сумісності) ПАР у пластовому флюїді; дослідження виносної здатності пластового флюїду, ПАР-спінювачами типу «СЕ». В якості взірця використовувався пластовий флюїд зі свердловини М 226-Рудки. Дослідження з вибору ПАР для утворення піни з високими піноутворювальними характеристиками і дослідження їхньої виносної здатності проводили на установці зменшеної моделі свердловини. Процес оптимізації параметрів подачі ПАР включає вибір таких характеристик, як швидкість потоку, витрати реагенту та концентрація ПАР. Первинний розрахунок зі знаходження фактичної швидкості газу яка становить в діапазоні від 0,89 до 1,29 м/с та мінімальної необхідної швидкості газу для стабільної роботи і запобігання накопичення рідини в стовбурі свердловини становить від 5,29 до 5,91 м/с. На основі лабораторних досліджень пластової рідини та випробувань поверхнево-активної речовини SE-235-A-S-30 обґрунтовано доцільність її застосування для підвищення виносної здатності газового потоку, що сприяє стабілізації роботи свердловин. Промисловий досвід експлуатації свердловини 226 Рудківського газового родовища засвідчив, що після впровадження технології винесення рідини із вибою свердловини за допомогою автоматичної системи подачі ПАР

Запропоноване посилання: Якимечко, Я. Я. & Овецький, С. О. (2025). Вплив систем автоматичної подачі поверхнево-активних речовин на стабілізацію режиму роботи свердловин. Нафтогазова енергетика, 2(44), 90-101. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-90-101.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

свердловина почала працювати стабільно. При цьому забезпечується повне винесення води із стовбура свердловини, а дебіт свердловини збільшився на 22 %.

Ключові слова: обводненість свердловин; вибір поверхнево-активних речовин; автоматичні системи подачі ПАР; точне дозування реагентів; збільшення дебіту.

Вступ

Сучасна газовидобувна промисловість стикається з низкою викликів, які зумовлені зростаючим рівнем обводненості свердловин, виснаженням родовищ і підвищенням вимог до ефективності технологій. У цьому контексті впровадження автоматичних систем подачі поверхнево-активних речовин (ПАР) стає одним із ключових напрямків для оптимізації видобутку природного газу [1, 2]. ПАР здатні змінювати фізико-хімічні властивості середовища [3, 4], наприклад, покращувати змочуваність порід і витіснення пластової води, що сприяє підвищенню дебіту газу та стабільності роботи свердловин [5]. Автоматичні системи подачі ПАР є комплексом обладнання, яке забезпечує безперервне або адаптивне введення реагентів у привибійну зону свердловини [6]. Їх основною перевагою є можливість точного дозування реагентів відповідно до змін умов у пласті, що значно підвищує ефективність їх використання. Завдяки цим системам зменшуються витрати на реагенти, підвищується продуктивність свердловин і знижується вплив обводненості на видобуток [7]. Дослідження роботи систем автоматичної подачі ПАР спрямоване на вивчення ефективності різних режимів введення реагентів, обґрунтування технологічних параметрів їх використання та розробку рекомендацій для конкретних умов експлуатації газових родовищ. Основна ідея дослідження полягає у створенні теоретичного та практичного підґрунтя для впровадження цих систем як інструменту для стабілізації видобутку та подовження терміну експлуатації свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Сучасні підходи до систем автоматизації подачі ПАР є новітнім аспектом в розробці, особливо в умовах з високою ймовірністю надходження води [8]. Автоматизація таких систем забезпечує контроль і точне введення ПАР, що дозволяє мінімізувати вплив сильного обводнення та підвищує стабільність видобутку вуглеводнів. Завдяки сучасним технологіям автоматизовані системи можуть адаптуватися до змінних умов у реальному часі, забезпечу-

ючи ефективність і надійність процесу видобутку.

Системи автоматизації подачі ПАР вимагають використання складних датчиків і модулів управління, здатних проводити точний моніторинг параметрів свердловини та оточуючих умов. Наприклад, широко застосовуються датчики тиску, температури та рівня вологості, які в реальному часі відстежують зміни умов у свердловині, що дозволяє оперативно коригувати обсяг і режим подачі ПАР. Сучасні автоматизовані системи здатні аналізувати ці показники в режимі онлайн, що є вкрай важливим для мінімізації негативного впливу обводнення та максимального підвищення ефективності використання ПАР. Ці системи мають функціональні можливості змінювати як концентрацію, так і швидкість подачі речовин, реагуючи на мінімальні потреби використання.

Прикладом застосування таких технологій є використання системи «розумного вибою» (Smart well), яка контролює надходження ПАР у зонах з найвищою активністю надходження води до вибою [9]. Технологія «Smart Well» (розумна свердловина) — це комплексна система, яка дозволяє автоматизовано керувати процесами видобутку вуглеводнів у реальному часі за рахунок використання інтелектуальних інструментів, датчиків і дистанційного контролю. Впровадження такої системи спрямоване на максимальне підвищення продуктивності процесу за мінімальних ресурсних витрат. Особливо цінною є технологія «розумної свердловини» в складних геологічних умовах або за значного притоку води, коли потрібно ефективно керувати потоками флюїдів і підтримувати стабільний дебіт [10].

Smart Well оснащена автоматичними клапанами, що запобігають керуванню потоками вуглеводнів та води у свердловині [11]. Ці клапани можуть автоматично змінювати свій стан відповідно до заданих умов або дистанційно керуватися оператором, який перебуває далеко від об'єкту. Наприклад, у разі збільшення припливу води система здатна частково або повністю закрити доступ до проблемного інтервалу свердловини, щоб уникнути зниження продуктивності.

Таблиця 1 – Параметри роботи свердловин №218, 226 та 228

№ свердловини	НКТ		Поточні значення тисків, ат			Добовий робочий дебіт газу, тис.м ³ /д	Дебіт води, м ³ /доб	Водний фактор, л/тис.м ³
	діаметр	глибина спуску	пластовий	гирловий	вибійний			
218	73	974,3	42,6	8	19	3,4	0,17	50
226	73	1038,72	43,14	16	30	7,1	0,852	120
228	73	1028,6	16,2	9	13	13,6	0,204	15

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Проблема обводненості свердловин значно ускладнює процеси видобутку природного газу, знижуючи дебіт і ефективність експлуатації родовищ. Застосування ПАР частково вирішує проблему обводненості, але із плином часу відбувається зміна параметрів видобування, режимів роботи свердловин, що вимагає оперативної зміни об'ємів подачі поверхнево-активних речовин. Оптимізація технологічних параметрів та вибір ефективних рішень для стабільної та безперебійної подачі ПАР у фахових публікаціях висвітлюються недостатньо і вимагає проведення додаткових досліджень для конкретних газових родовищ. Це забезпечить підвищення продуктивності та зменшення витрат на експлуатацію свердловини, оптимізувати використання реагентів.

Мета та завдання досліджень – оптимізація технологічних параметрів і вибір ефективних рішень для стабільної та безперебійної подачі ПАР, які забезпечують підвищення продуктивності та зменшення витрат на експлуатацію свердловини. Це здійснюється шляхом проведення розрахунків мінімально-необхідних дебітів газу для винесення рідини та критеріальних параметрів Фруда на прикладі свердловин 218, 226 та 228 горизонту НД-8-9 Рудківського родовища, що дозволить визначити межі ефективної роботи газових свердловин. Ґрунтуючись на проведених розрахунках, розроблена номограма режимів роботи свердловин для оптимізації технологічного режиму видобутку та вибору найбільш ефективних методів забезпечення видалення рідини з вибою. На основі лабораторних досліджень пластової рідини та випробувань поверхнево-активних речовин буде визначено доцільність їх застосування для підвищення виносної здатності газового потоку, що сприяє стабілізації роботи свердловин.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для визначення ефективності роботи свердловин з метою стабілізації видобутку були взяті дані свердловин Рудківського газоконденсатного родовища. Параметри роботи свердловин № 218, 226 та 228 горизонту НД-8-9 Рудківського газоконденсатного родовища на 1.01.2024 року наведено в таблиці 1.

Були проведені розрахунки (рис. 1) для визначення мінімально необхідного дебіту газу [12] для свердловин № 218, 226 та 228 горизонту НД-8-9 Рудківського газоконденсатного родовища. Отримані результати відображені у табл. 2 і 3. Наведемо алгоритм розрахунку для свердловини № 218. Для свердловин № 226 і № 228 розрахунок проводився аналогічно.

З результатів розрахунків видно, що для жодної із свердловин умова безперервного винесення рідини з вибою не виконується. Про це свідчать і мінімально необхідні дебіти газу, які значно перевищують фактичні дебіти, і параметри Фруда для газового і рідинного потоків.

Використовуючи результати розрахунків розроблено номограму для вибору ефективних методів інтенсифікації винесення рідини на поверхню (рис. 2). Послугуючись номограмою, виберемо методи які можуть бути використані для свердловин 218, 226 та 228 Рудки. На номограмі позначено області ефективного застосування різних методів винесення рідини із свердловин.

Номограма складається з прямокутної сітки з граничними лініями а, b, с, d, о і дев'яти логарифмічних шкал (зовні сітки). На цих лініях вказані добові дебіти газу, зведені до стандартних умов ($T_{cm} = 293,16 \text{ K}$, $p_{am} = 0,1013 \text{ МПа}$) для свердловин відповідно з насосно-компресорними трубами умовного діаметру в мм: 60, 73, 89, 127, 102, 140, 146 і 168. На вертикальній шкалі наведено значення комплексного параметра В, який залежить від температури і тиску на вибої свердловини.

Алгоритм розрахунку для свердловини № 218

Відносна густина газу	$\rho_{\Gamma} := 0.56$
Тиск на вибої, МПа	$P_{\text{виб}} := 1.9$
Температура на вибої, К	$T_{\text{виб}} := 325$
Густина вода, кг/м.куб	$\rho_{\text{в}} := 1019$
Густина конденсату, кг/м.куб	$\rho_{\text{к}} := 0$
Водний фактор, л/тис.м.куб	$\Phi_{\text{в}} := 50$
Конденсатний фактор, л/тис.м.куб	$\Phi_{\text{к}} := 0$
Дебіт газу, тис.м.куб/доб	$q_{\Gamma} := 3.4$
Тиск на гирлі, МПа	$P_{\text{г}} := 0.8$
Внутрішній діаметр НКТ, м	$d_{\text{НКТ}} := 0.062$

1. Коефіцієнт стисливості газу для вибійних умов визначається за формулою:

$$T_{\text{кр}} := 94.717 + 170.8 \cdot \rho_{\Gamma} = 94.717 + 170.8 \cdot 0.56$$

$$P_{\text{кр}} := 4.892 - 0.4048 \cdot \rho_{\Gamma} = 4.892 - 0.4048 \cdot 0.56$$

$$T_{\text{кр}} = 190.365 \text{ К} \quad P_{\text{кр}} = 4.665 \text{ МПа}$$

$$T_{\text{пр}} := \frac{T_{\text{виб}}}{T_{\text{кр}}} = \frac{325}{190.365} \quad T_{\text{пр}} = 1.707$$

$$P_{\text{пр}} := \frac{P_{\text{виб}}}{P_{\text{кр}}} = \frac{1.9}{4.665} \quad P_{\text{пр}} = 0.41$$

$$Z_{\text{виб}} := (0.4 \cdot \log(T_{\text{пр}}) + 0.73)^{P_{\text{пр}}} + 0.1 \cdot P_{\text{пр}} =$$

$$= (0.4 \cdot \log(1.707) + 0.73)^{0.41} + 0.1 \cdot 0.41 \quad Z_{\text{виб}} = 0.964$$

Рисунок 1 – Розрахунки для визначення мінімально необхідного дебіту газу

2. Дебіт рідини та густину рідини визначаємо за формулою:

$$q_B := q_r \cdot \Phi_B \cdot 10^{-3} = 3.4 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0.17 \frac{\text{м}^3}{\text{д}}$$

$$q_K := q_r \cdot \Phi_K \cdot 10^{-3} = 0 \frac{\text{м}^3}{\text{д}}$$

$$q_p := q_B + q_K \quad q_p := 0.17 + 0 \quad q_p = 0.17$$

Мінімально необхідний дебіт газу, при якому втрати тиску в стовбурі свердловини мінімальні, можна визначити за формулою, одержаною у ВНДІгаз:

$$q_{\text{мн1}} := 8480 \cdot (d_{\text{нкт}})^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_p}{\rho_r \cdot z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}$$

$$q_{\text{мн1}} := 8480 \cdot (0.062)^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{1.9 \cdot (1.019 \times 10^3)}{0.56 \cdot 0.964 \cdot 325}} = 27 \frac{\text{тис м}^3}{\text{добу}}$$

$$q_{\text{мн2}} := 2213 \cdot (q_p)^{0.22} \cdot d_{\text{нкт}}^{1.94} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_p}{\rho_r \cdot z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}} =$$

$$= 2213 \cdot (0.17)^{0.22} \cdot 0.062^{1.94} \cdot \sqrt{\frac{1.9 \cdot 1019}{0.56 \cdot 0.964 \cdot 325}} = 22.61 \frac{\text{тис м}^3}{\text{добу}}$$

$$q_{\text{мн3}} := 2.076 \cdot 10^6 \cdot \frac{(d_{\text{нкт}})^2}{z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}} \cdot \sqrt{P_{\text{виб}}}$$

$$q_{\text{мн3}} := 2.076 \cdot 10^6 \cdot \frac{(0.062)^2}{0.964 \cdot 325} \cdot \sqrt{1.9} = 35.1 \frac{\text{тис м}^3}{\text{добу}}$$

Рисунок 1 – Розрахунки для визначення мінімально необхідного дебіту газу (продовження)

Граничними лініями а, b, с, d, о виділені області застосування найпоширеніших методів видалення рідини із свердловини.

В I-ій області номограми, обмеженої вгорі лініями а і b, рекомендуються методи періодичної дії, які базуються на накопиченні енергії газу в затрубному просторі і в привибійній зоні, або методи з продуванням газу в атмосферу і в колектор низького тиску, або з подачею в свердловину газу високого тиску від зовнішнього джерела (компресора) або з іншої свердловини [13].

В II-ій області, обмеженій лініями b і с, можна застосовувати методи безперервної або періодичної дії, залежно від кількості притоки рідини в свердловину (вспінюючі ПАР [14], плунжерний ліфт).

В III-ій області, обмеженій зліва лінією d, можна застосовувати методи безперервного винесення рідини з використанням високих швидкостей газового потоку або застосування плунжерного ліфта періодичної дії [15]. В свердловинах, що працюють в режимі, розташованому лівіше лінії 0, для видалення рідини завжди слід використовувати вспінюючі ПАР

Таблиця 2 – Результати розрахунку мінімально необхідного дебіту газу для свердловин № 218, 226 та 228 горизонту НД-8-9 Рудківського газоконденсатного родовища

№ свердловини	Вибірний тиск, МПа	Дебіт рідини, м³/д	Фактичний дебіт газу, тис.м³/д	Мінімально необхідний дебіт газу, розрахований за методиками, тис. м³/д		
				ВНДГаз	ІФНТУНГ	ПівнКавНДГаз
218	1,9	0,17		35,094	26,963	22,61
226	3	0,852	7,1	47,38	34,956	41,79
228	1,3	0,204	13,6	29,192	23,096	20,161

Таблиця 3 – Результати розрахунків параметра Фруда

№ свердловини	Параметр Фруда		Параметр Фруда для газорідинної суміші	Модифіковані параметри Фруда		Зведений параметр Фруда для газового потоку
	для газу	для рідини		для газового потоку	для рідинного потоку	
218	0,908	$6,98 \cdot 10^{-7}$	0,9	0,69	$7,07 \cdot 10^{-7}$	6,8
226	1,378	$1,75 \cdot 10^{-5}$	1,4	0,028	$1,79 \cdot 10^{-5}$	18,57
228	30,74	$1,01 \cdot 10^{-7}$	30,7	30,74	$7,04 \cdot 10^{-7}$	0,23

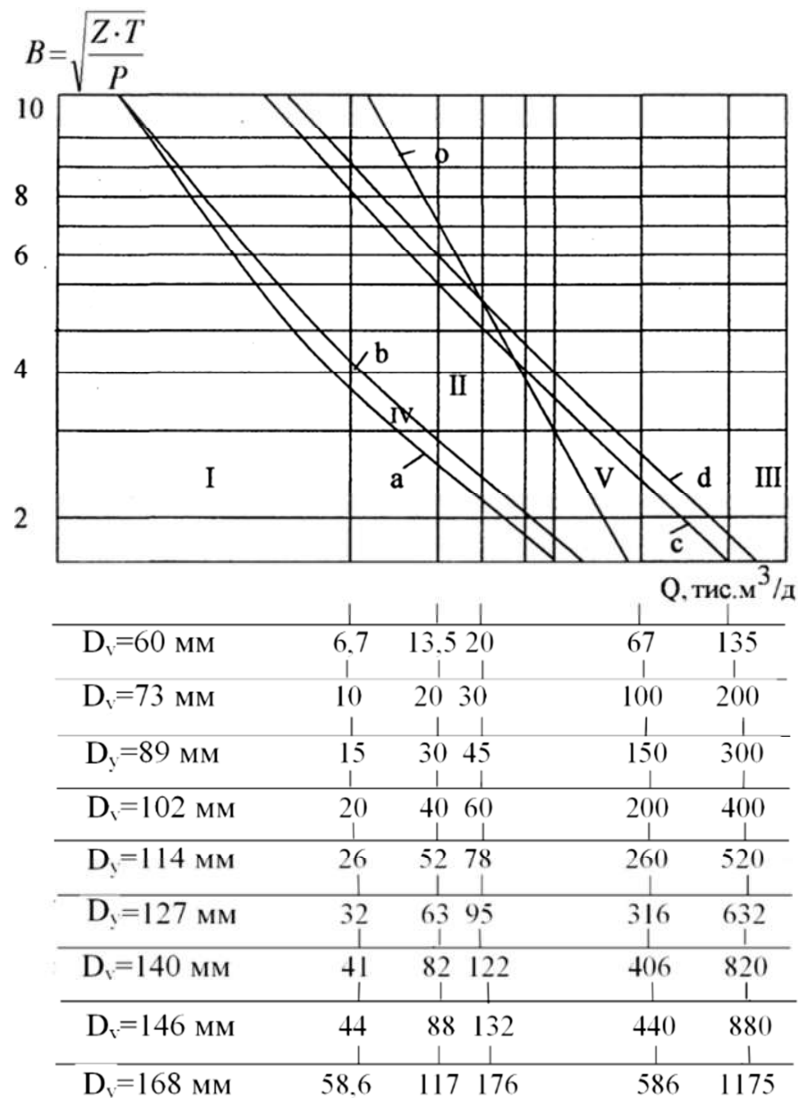


Рисунок 2 – Номограма для вибору ефективного методу винесення рідини із свердловин

або плунжерний ліфт, а в свердловинах, що працюють в режимах, розташованих правіше лінії 0, є достатньо високі швидкості газу і рідини може бути видалена без використання ПАР і плунжерного ліфта. В областях IV і V, обмежених лініями a-b і c-d, можуть застосовуватися методи, що рекомендуються для граничних областей.

На номограмі можливий режим роботи свердловини протягом певного періоду часу, можна визначити по лініях, крайні точки яких відповідають максимальному і мінімальному дебітам. Ці лінії можуть розташовуватися в одній області або проходять через декілька областей.

Були здійсненні лабораторні дослідження ПАР-спінювачів варіаційних модифікацій і концентрацій. А саме: дослідження розчинності (сумісності) ПАР у пластовому [16]; порівняльні дослідження виносної здатності пластового флюїду, ПАР-спінювачами типу «SE» [17]. В якості взірця використовувався пластовий флюїд зі свердловини М 226- Рудки.

Розчинність ПАР у наданій пробі пластового флюїду визначають за зовнішнім виглядом їх 1% розчинів: розчинні; такі, що диспергують; частково диспергують і нерозчинні.

Готують розчини досліджуваних ПАР концентрацією 10 г/см³ шляхом розчинення 10 г, зважених на аналітичних вагах з точністю 0,001 г, у пластовому флюїді у вимірювальній колбі ємністю 1000 см, розчини ретельно перемішують, розливають у пробірки, виготовлені з боросилікатного скла, діаметром 20 мм і завдовжки 200 мм і залишають для витримки протягом однієї години, періодично перемішуючи. При необхідності розчини підігрівують до температури (40-100) °С.

Дослідження виносної здатності ПАР проводились за методом «Визначення виносних властивостей ПАР» [18] на лабораторній скляній моделі свердловини.

Необхідною умовою винесення рідини за допомогою ПАР є утворення на вибої свердловини стабільної піни. Досліди з вибору ПАР для утворення піни з високими піноутворювальними характеристиками і дослідження їхньої виносної здатності проводили на установці зменшеної моделі свердловини, принципову схему якої зображено на рис. 3.

Основною частиною установки є вертикальна скляна колона 1 внутрішнім діаметром 0,05 м і висотою 1,15 м з пористим керамічним фільтром висотою 0,05 м у нижній частині колони 1, та колона 2 висотою 1,20 м і діаметром 0,03 м.

Приготування розчину ПАР: на аналітичних вагах зважують у хімічному стакані розраховану кількість поверхнево-активної речовини. Обережно переносять наважку в вимірювальну колбу ємністю 50 см³ й об'єм розчину доводять дистильованою водою до риски. Вміст колби ретельно перемішують.

В скляну колону 1 мірним циліндром заливають пластовий флюїд об'ємом 985 см³ та 15 см³ розчину ПАР. Після цього через керамічний фільтр 3 знизу угору подають повітря, утворене за допомогою компресора 5, при постійній швидкості 1000 см³ за 60 с. Витрату повітря регулюють за допомогою витратоміра 7 та фіксують подачу повітря за допомогою кульових кранів. При проходженні повітря через шар пластового флюїду спостерігають утворення й виніс піни через скляну колону 2, та вимірюють час виносу піни. Після завершення утворення піни припиняють подачу повітря в колону за допомогою кульового крану 4 і вимірюють вимірювальним циліндром кінцевий об'єм рідини. Результати лабораторних досліджень на розчинність ПАР у пробі пластового флюїду свердловини 226 Рудки наведені у таблиці 4.

Ефективність виносної здатності досліджуваних ПАР оцінюють за співвідношенням об'єму винесеної рідини зі скляної трубки до її початкового об'єму, та обчислюють за формулою:

$$w = \frac{V_n - V_k}{V_n} \cdot 100\% = \frac{1000 - 50}{1000} \cdot 100\% = 95\%, \quad (1)$$

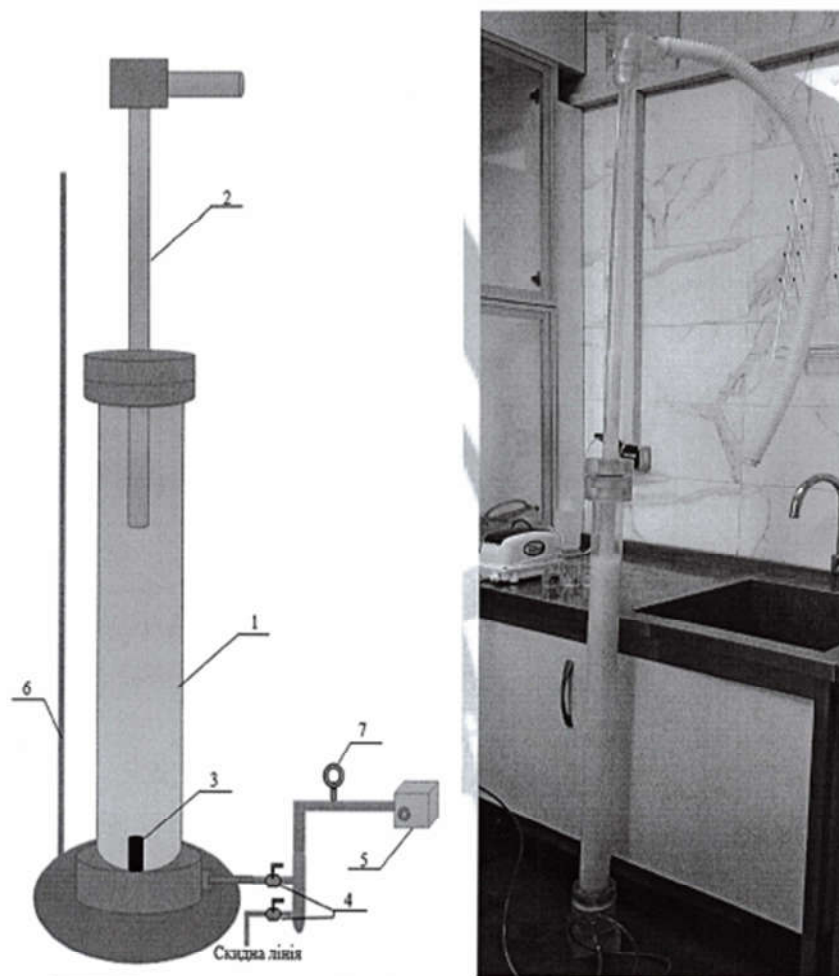
де V_n – початковий об'єм рідини пластового флюїду, см³;

V_k – кінцевий початковий об'єм рідини пластового флюїду, см³.

За результатами вимірювань приймають середнє арифметичне двох паралельних визначень, розбіжності між якими не повинно перевищувати 0,5-1,0%. Результати досліджень виносної здатності ПАР подані у таблиці 5.

Процес оптимізації параметрів подачі ПАР включає вибір таких характеристик, як швидкість потоку, витрати реагенту та концентрація ПАР [19].

Первинний розрахунок зі знаходження фактичної швидкості газу яка становить в діапазоні від 0,89 до 1,29 м/с та мінімальної необхідної швидкості газу для стабільної роботи і запобіганню накопичення рідини в стовбурі свердловини становить від 5,29 до 5,91 м/с (рис. 4). Згідно даного розрахунку фактична швидкість газу нижче критичної що призводить до накопичення рідини в стовбурі свердловини [20] та нестабільної роботи свердловини [21].



1, 2 – скляні колони; 3 – пористий керамічний фільтр;
4 – кульові крани; 5 – компресор; 6 – штатив; 7 – витратомір

Рисунок 3 – Схема лабораторної установки, що моделює свердловину, для дослідження виносних властивостей розчинів поверхнево-активних речовин

Таблиця 4 – Результати лабораторних досліджень на розчинність ПАР

ПАР	Розчинник	Температура дослід, °C	Результати дослідження
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	20	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	40	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	60	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	70	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	80	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	90	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)
SE-235-A-S-30	Проба пластового флюїду із свердловини 226 Рудки	100	Повністю розчиняється без утворення нерозчинних сполук (сумісний)

Таблиця 5 – Результати досліджень виносної здатності ПАР

ПАР	Масова концентрація ПАР, %	Характеристика виносної рідини	Густина рідини, кг/м ³	Температура флюїду, °С	Початковий об'єм пластового флюїду до вспінювання, мл	Кінцевий об'єм пластового флюїду після вспінювання, мл	Ефективність виносної здатності, %
SE-235-A-S-30	1,5	Проба флюїду 226 Рудки	1010	37 °С	1000	50	95

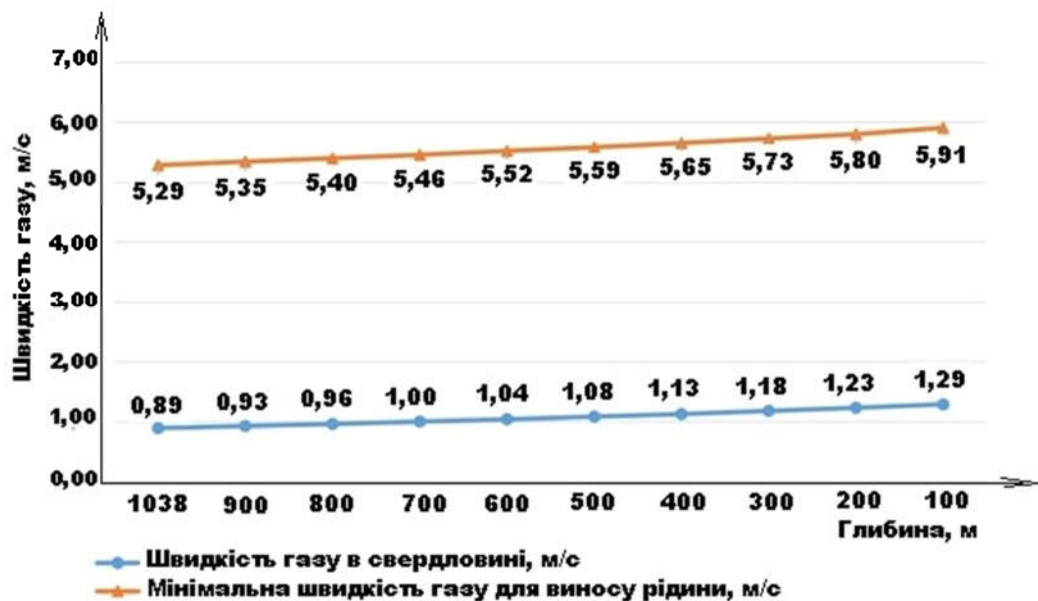


Рисунок 4 – Графічна залежність розрахункової швидкості газу в свердловині до початку обробки та необхідної швидкості газу для стабільного виносу рідини зі свердловини 226-Рудки

Таблиця 6 – Вихідні дані для проведення розрахунків необхідної кількості ПАР для свердловини 226-Рудки

Масова концентрація ПАР в робочому розчині C_1 , %	15
Масова концентрація ПАР у рідині, що виноситься із свердловини C_2 , %	0,5
Густина розчинника, кг/м ³	1075
Об'єм розчинника, м ³	5
Дебіт газу до подачі ПАР, тис.м ³ /д	7,1
Дебіт води, м ³ /д	0,852
Густина поверхнево-активної речовини, кг/м ³	1190

Вихідні дані для проведення розрахунків для свердловини 226-Рудки наведено в таблиці 6.

Результати розрахунків зображені на рисунках 5 і 6. На рис. 5 показано графічну залежність витрати розчину ПАР SE-235-A-S-30 від дебіту пластової рідини. Рисунок 6 відображає залежність масової витрати ПАР SE-235-A-S-30 від дебіту пластової рідини.

Промисловий досвід експлуатації свердловини 226 Рудківського газового родовища

засвідчив, що після впровадження технології винесення рідини із вибою свердловини за допомогою автоматичної системи подачі ПАР свердловина почала працювати стабільно. При цьому забезпечується повне винесення води із стовбура свердловини, а дебіт свердловини збільшився на 22 % (Технічні дані Комарнівського нафтогазопромислу, Рудківського родовища. Свердловин: Рудки-226, Рудки-218, Рудки-228).

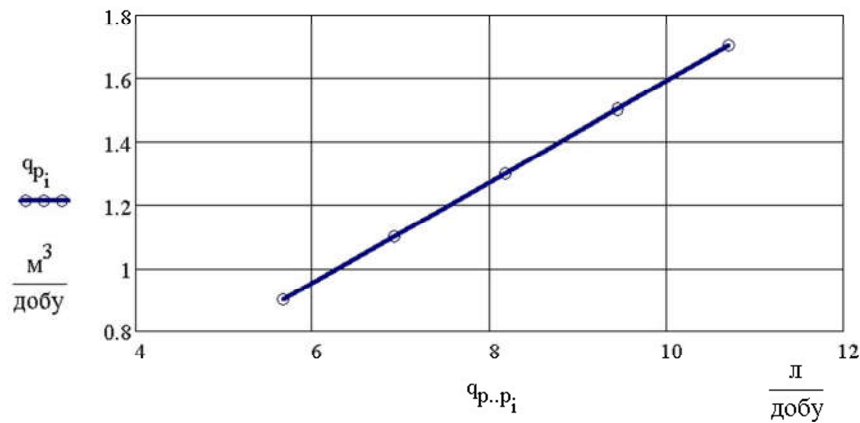


Рисунок 5 – Графічна залежність витрати розчину ПАР SE-235-A-S-30 від дебіту пластової рідини

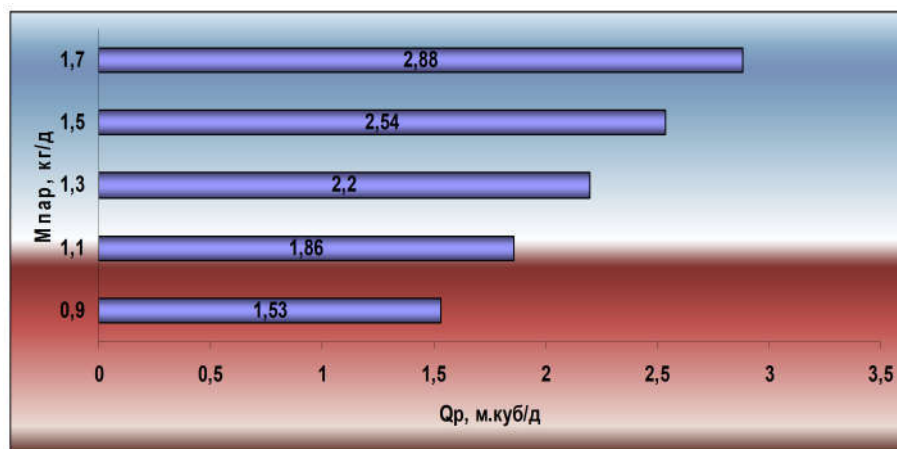


Рисунок 6 – Графічна залежність масової витрати ПАР SE-235-A-S-30 від дебіту пластової рідини

Висновки

Проведені дослідження дозволяють науково обґрунтувати підходи до вибору та впровадження ефективних методів видалення рідини з вибою свердловин із врахуванням їхніх технічних та експлуатаційних параметрів. Розрахунок мінімально-необхідних дебітів газу для винесення рідини та критеріальних параметрів Фруда для прикладу свердловин 218, 226 та 228 горизонту НД-8-9 Рудківського родовища дають можливість визначити межі ефективної роботи газових свердловин. Розроблена номограма режимів роботи свердловин є інструментом для оптимізації технологічного режиму видобутку та вибору найбільш ефективних методів забезпечення видалення рідини з вибою. На основі лабораторних досліджень пластової рідини та випробувань поверхнево-активної речовини SE-235-A-S-30 обґрунтовано доцільність її застосування для підвищення виносної здатності газового потоку, що сприяє стабілізації роботи свердловин.

Сучасні технології автоматичної системи подачі ПАР забезпечують адаптивне управління процесами, впровадження таких систем є важливим напрямком для вирішення однієї з найактуальніших проблем галузі.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел / References

1. Matkivskiy S.V., & Matiiyshyn L.I. (2022). Optimization of operating conditions of gas and gas condensate wells at the final stage of development. ISSN 2304-7399. *Prykarpattya Bulletin of the Scientific and Technical School*. 17(64). 142-156. [in Ukrainian]
2. Abdurrahman, M., Kamal, M. S., Ramadhan, R., Daniati, A., Arsad, A., Abdul Rahman, A. F., & Rita, N. (2023). Ecofriendly natural surfactants in the oil and gas industry: a comprehensive review. *ACS omega*, 8(44), 41004-41021.
3. Isaac, O. T., Pu, H., Oni, B. A., & Samson, F. A. (2022). Surfactants employed in conventional and unconventional reservoirs for enhanced oil recovery—A review. *Energy Reports*, 8, 2806-2830.
4. Chowdhury, S., Shrivastava, S., Kakati, A., & Sangwai, J. S. (2022). Comprehensive review on the role of surfactants in the chemical enhanced oil recovery process. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61(1), 21-64. DOI: 10.1021/acs.iecr.1c03301
5. Nikolova, C., & Gutierrez, T. (2021). Biosurfactants and their applications in the oil and gas industry: current state of knowledge and future perspectives. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 9, 626639.
6. Muravyev, A. V. (2022). Gas Condensate Wells: Challenges of Sampling, Testing and Production Optimization. *Energies*, 15(15), 5419.
7. Lichinga, K.N., Luanda, A. & Sahini, M.G. (2022). A novel alkali-surfactant for optimization of filtercake removal in oil–gas well. *J Petrol Explor Prod Technol* **12**, 2121–2134.
8. Volovetskyi, V. B., Doroshenko, Y. V., Kogut, G. M., Rybitskyi, I. V., Doroshenko, J. I., & Shchyrba, O. M. (2021). Developing a complex of measures for liquid removal from gas condensate wells and flowlines using surfactants. *Archives of Materials Science and Engineering*, 108(1).
9. Dudek, J., Janiga, D., & Wojnarowski, P. (2021). Optimization of CO₂-EOR process management in polish mature reservoirs using smart well technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 108060.
10. Yunsheng, W. E. I., Junlei, W. A. N. G., Wei, Y. U., Yadong, Q. I., Jijun, M. I. A. O., He, Y. U. A. N., & Chuxi, L. I. U. (2021). A smart productivity evaluation method for shale gas wells based on 3D fractal fracture network model. *Petroleum Exploration and Development*, 48(4), 911-922.
11. Asthana, P., Jacob, S., Bouldin, B., Larbi Zeghlache, M., & Almulhim, M. (2023, October). Downhole flow control technologies: from simple starts to wireless smarts. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (p. D012S001R007). SPE.
12. Matkivskiy, S., & Kondrat, O. (2021). Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive. *Mining of Mineral Deposits*.
13. Zhang, B., Lu, N., Guo, Y., Wang, Q., Cai, M., & Lou, E. (2022). Modeling and analysis of sustained annular pressure and gas accumulation caused by tubing integrity failure in the production process of deep natural gas wells. *Journal of Energy Resources Technology*, 144(6), 063005.
14. Han, W., Fan, J., Lv, H., Yan, Y., Liu, C., & Dong, S. (2022). Excellent foaming properties of anionic-zwitterionic-Gemini cationic compound surfactants for gas well deliquification: Experimental and computational investigations. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 653, 129944.
15. Xing, Z., Han, G., Cao, G., Yang, Z., Chen, H., & Liang, X. (2024, September). Optimisation of the Smart Plunger Lift Work System and a New Method for Diagnosing Working Conditions. In *SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation* (p. D011S002R006). SPE.
16. Chen, S., Han, M., AlSofi, A. M., & Fahmi, M. M. (2022). Experimental evaluation of non-ionic mixed surfactant formulations at high-temperature and high-salinity conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 219, 111084.
17. Li, J., Wen, M., Lei, L., Fu, C., & Jiang, Z. (2024). Development and analysis of pH-sensitive surfactants for enhancing foam drainage gas retrieval. *Journal of Molecular Liquids*, 396, 124106.
18. Li, J., Wen, M., Jiang, Z., Xian, L., Liu, J., & Chen, J. (2025). Development and characterization of a surfactant responsive to redox conditions for gas recovery in foam drainage. *Scientific Reports*, 15(1), 511.
19. Sun, Y. Q., Zhang, Y. P., Liu, Q. W., Fan, Z. Z., Li, N., & Wei, A. Q. (2023). Research progress on new highly efficient foam drainage agents for gas wells (a review). *Petroleum Chemistry*, 63(9), 1119-1131.

20. Chen, M., Sun, J., Gao, E., & Tian, H. (2021). A Summary of wellbore fluid accumulation and drainage gas production technology in gas wells. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 621, No. 1, p. 012113). IOP Publishing. DOI: [10.1088/1755-1315/621/1/012113](https://doi.org/10.1088/1755-1315/621/1/012113).

21. Aziukovskyi, O., Koroviaka, Y., & Ihnatov, A. (2023). *Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions*. Monograph. Dnipro: Zhurfond, 159. ISBN 978-966-934-402-1.

SYSTEMS FOR AUTOMATIC SUPPLY OF SURFACTANTS AS A TOOL FOR STABILIZING PRODUCTION

Yakymchko Ya. Ya.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-4406-0094>
e-mail: yaroslav.yakymchko@nung.edu.ua

Ovetskyi S. O.

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-3804-8638>
e-mail: serhii.ovetskyi@nung.edu.ua

Abstract. The article describes the study of the efficiency of automatic surfactant supply systems to substantiate the technological parameters of their use and optimise the operation of wells with high water cut. The objective of the study is to develop scientifically sound approaches to the selection and implementation of effective methods for removing fluid from the wellbore, taking into account their technical and operational parameters. The purpose of the study is to optimize technological parameters and select effective solutions for stable and uninterrupted supply of surfactants, which ensure increased productivity and reduced well operating costs. Calculations were performed to determine the minimum required gas flow rate, which showed that for none of the wells the condition of continuous fluid removal from the bottom is met. The minimum required gas flow rates, which are significantly higher than the actual flow rates, and the Froude parameters for gas and liquid flows, indicate this. Using the nomogram to select effective methods for intensifying fluid flow to the surface, it was concluded that the most optimal and effective method to counteract well watering would be an automatic surfactant supply system to the bottomhole zone. Further, laboratory tests of surfactant foaming agents of various modifications and concentrations were carried out. Namely: studying the solubility (compatibility) of surfactants in the formation fluid; comparative studies of the recovery capacity of the formation fluid with 'SE' type surfactants. The reservoir fluid from well M 226-Rudki was used as a sample. Studies on the selection of surfactants for the formation of foam with high foaming characteristics and the study of their recovery capacity were carried out on a reduced model well. The process of optimising the surfactant supply parameters includes the selection of such characteristics as flow rate, reagent consumption and surfactant concentration. The initial calculation was based on the actual gas velocity, which ranges from 0.89 to 1.29 m/s, and the minimum required gas velocity for stable operation and prevention of fluid accumulation in the wellbore, which ranges from 5.29 to 5.91 m/s. Based on laboratory studies of reservoir fluid and tests of the surfactant SE-235-A-S-30, the expediency of its use to increase the gas flow rate, which helps to stabilise well operations, has been substantiated. The industrial experience of well 226 at the Rudkivske gas field has shown that after the introduction of the technology for fluid recovery from the wellbore using an automatic surfactant supply system, the well began to operate stably. This ensures the complete removal of water from the wellbore and increases the well's flow rate by 22%.

Keywords: well water cut; selection of surfactants; automatic surfactant supply systems; precise reagent dosing; increased flow rate.