

Геологія, розвідка та геофізика нафтових і газових свердловин

УДК 622.276, 622.279

DOI: 10.31471/1993-9868-2024-1(41)-7-19

АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЗАСТОСУВАННЯ КАПІЛЯРНИХ СИСТЕМ НА ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ РОДОВИЦЬ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

А. В. Угриновський^{*1}, Л. Б. Мороз¹, Т. В. Потятинник², Р. І. Дирів³, В. Б. Руцак⁴

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: andrewi@i.ua

²ГПУ «Львівгазвидобування»; 79004, м. Львів, вул. Івана Рубчака, 27

³ТОВ «Везерфорд Україна»; 03150, м. Київ, вул. Велика Васильківська, 72, А

⁴АТ «Укргазвидобування»; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28

В процесі експлуатації газових та газоконденсатних свердловин, особливо на пізній стадії розробки родовищ, можуть виникати ускладнення внаслідок накопичення рідини на вибої або в понижених ділянках траси викидних ліній свердловин. Тому важливим резервом зменшення темпів падіння видобутку газу і підвищення коефіцієнта кінцевого газовилучення є продовження періоду стабільної роботи обводнених свердловин шляхом застосування ефективних методів їх експлуатації. Метою роботи було висвітлення інноваційних технологічних рішень та результатів їх впровадження в реальних промислових умовах на об'єктах видобутку природних вуглеводнів. Поставлені завдання вирішувались шляхом аналізу та порівняння ефективності застосування як вітчизняних, так і зарубіжних методів боротьби з накопиченням пластової рідини на вибої свердловин. Запропоновані методи базуються як на зменшенні надходження рідини до вибою, так і вилученні її на поверхню із свердловини. В контексті роботи представлено метод винесення рідини із вибою за допомогою спінуючих поверхнево-активних речовин. Для подачі рідких поверхнево-активних речовин застосовують: інгібіторний бачок, інгібіторопровід, насосний агрегат, автоматичну систему подачі поверхнево-активних речовин. Подача твердих поверхнево-активних речовин може бути реалізована через буферну засувку фонтанної арматури в ручному режимі або із застосуванням спеціальної системи подачі твердих поверхнево-активних речовин. Також в роботі описано послідовність виконання операцій для здійснення подачі в свердловину поверхнево-активних речовин через гайку швидкого з'єднання та інгібіторний бачок. Основний акцент в статті зосереджений на подачі поверхнево-активних речовин за допомогою автоматичної системи подачі. Наведено поверхневе та підземне обладнання, яке використовується в автоматичній системі подачі, розглянуто різні варіанти подачі хімрегентів у свердловину. На низці досліджуваних свердловин показано особливості їхньої роботи до та після встановлення автоматичної системи подачі поверхнево-активних речовин на вибій. В статті детально розглянуто позитивні та негативні аспекти роботи автоматичної системи подачі поверхнево-активних речовин на свердловинах родовищ Передкарпаття. За результатами виконаних досліджень рекомендовано до застосування на практиці на свердловинах родовищ Передкарпаття подачу спінуючих поверхнево-активних речовин автоматичною системою подачі.

Ключові слова: газ, обводненість, поверхнево-активні речовини, вибій, дебіт.

During the operation of gas and gas condensate wells, especially at the late stage of field development, complications may arise due to fluid accumulation at the bottom hole or in low-lying areas of the wellhead route. Therefore, an important reserve to reduce the rate of decline in gas production and increase the final gas recovery factor is to extend the period of stable operation of watered wells by applying effective methods of their operation. The purpose of the study was to highlight innovative technological solutions and the results of their implementation in real industrial conditions at natural hydrocarbon production facilities. The tasks were solved by analyzing and comparing the effectiveness of both domestic and foreign methods of combating the accumulation of formation fluid at the bottom of wells. The proposed methods are based both on reducing the flow of fluid to the bottomhole and on its removal to the surface from the well. In the context of this work, we present a method for removing fluid from the bottomhole using foaming surfactants. To supply liquid surfactants, the following are used: an inhibitor tank, an inhibitor pipeline, a pumping unit, and an automatic surfactant supply system. The supply of solid surfactants can be realized through the buffer valve of the fountain valve in manual mode or using a special system for supplying solid surfactants. The paper also describes the sequence of operations for supplying surfactants to the well through a quick coupling nut and an inhibitor tank. The main focus of the article is on the surfactant supply using an automatic supply system. The surface and underground equipment used in the automatic feeding system is presented, and various options for feeding chemicals into the well are considered. A number of the studied wells show the peculiarities of their operation before and after the installation of an automatic surfactant supply system at the bottom hole. The article discusses in detail the positive and negative aspects of the automatic surfactant supply system in the wells of the Precarpathian fields. Based on the results of the performed studies, it is recommended to apply in practice the supply of foaming surfactants by an automatic supply system in wells of the Precarpathian deposits.

Keywords: gas, watering, surfactants, bottom hole, flow rate.

Вступ

До основних проблем, які ускладнюють процес видобування газу із свердловини, можна віднести накопичення води та вуглеводневого конденсату на вибої. Ця проблема не є новою і особливо актуальна на завершальній стадії розробки родовищ, коли пластової енергії вже недостатньо для створення високих швидкостей газового потоку.

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин в умовах накопичення рідини на вибої призводить до прогресуючого зменшення поточного дебіту газу, падіння робочого гирлового тиску та зниження коефіцієнта поточного газоконденсатовилучення. Таким чином, подальша нестабільна робота свердловини призводить до припинення її природного фонтанування (зупинки) та зменшення продуктивного часу роботи [1].

Для свердловин із низькими дебітами газу, що працюють на межі рентабельності, від оптимізації та зменшення об'єму рідини, що не виноситься на поверхню, може залежати продовження або припинення їх експлуатації. Однак, скупчення рідини проявляється не тільки в малобітних свердловинах. У газових свердловинах з великим діаметром підйомних труб і високим гирловим тиском також може відбуватися скупчення рідини, навіть за високих дебітів. Якщо не вживати заходів, продуктивність буде знижуватися, поки не відбудеться самозадавлення свердловини рідиною [2].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

На сьогоднішній день для боротьби з накопиченням рідини на вибої газових чи газоконденсатних свердловин застосовують велику кількість методів [3]. Загалом представлені методи можна поділити на дві групи: методи, що запобігають надходженню рідини до вибою свердловини, та методи, що сприяють звільненню стовбура свердловини від рідини (рис. 1).

В запропонованій авторами В. С. Бойком, Р. М. Кондратом, Р. С. Яремійчуком класифікації методів боротьби з обводненням свердловин, окрім наведених на рис. 1, також описано групу методів, які дозволяють звільнити стовбур свердловини від рідини без піднімання її на поверхню: періодичні зупинки свердловини для поглинання пластом рідини, яка накопичилась на вибої; проведення внутрішньосвердловинної сепарації води від газу з наступним перепусканням її під дією гідростатичного напору або закачування за допомогою насосних агрегатів у розміщені нижче за розрізом водопоглинальні пласти без додавання ПАР (поверхнево-активних речовин) або з додатковим уведенням у воду ПАР для збільшення швидкості фільтрації її в пласті.

Вибір найбільш доцільного і ефективного методу боротьби із накопиченням рідини на вибої залежить від характеру і динаміки надходження води та умов експлуатації свердловини [4].

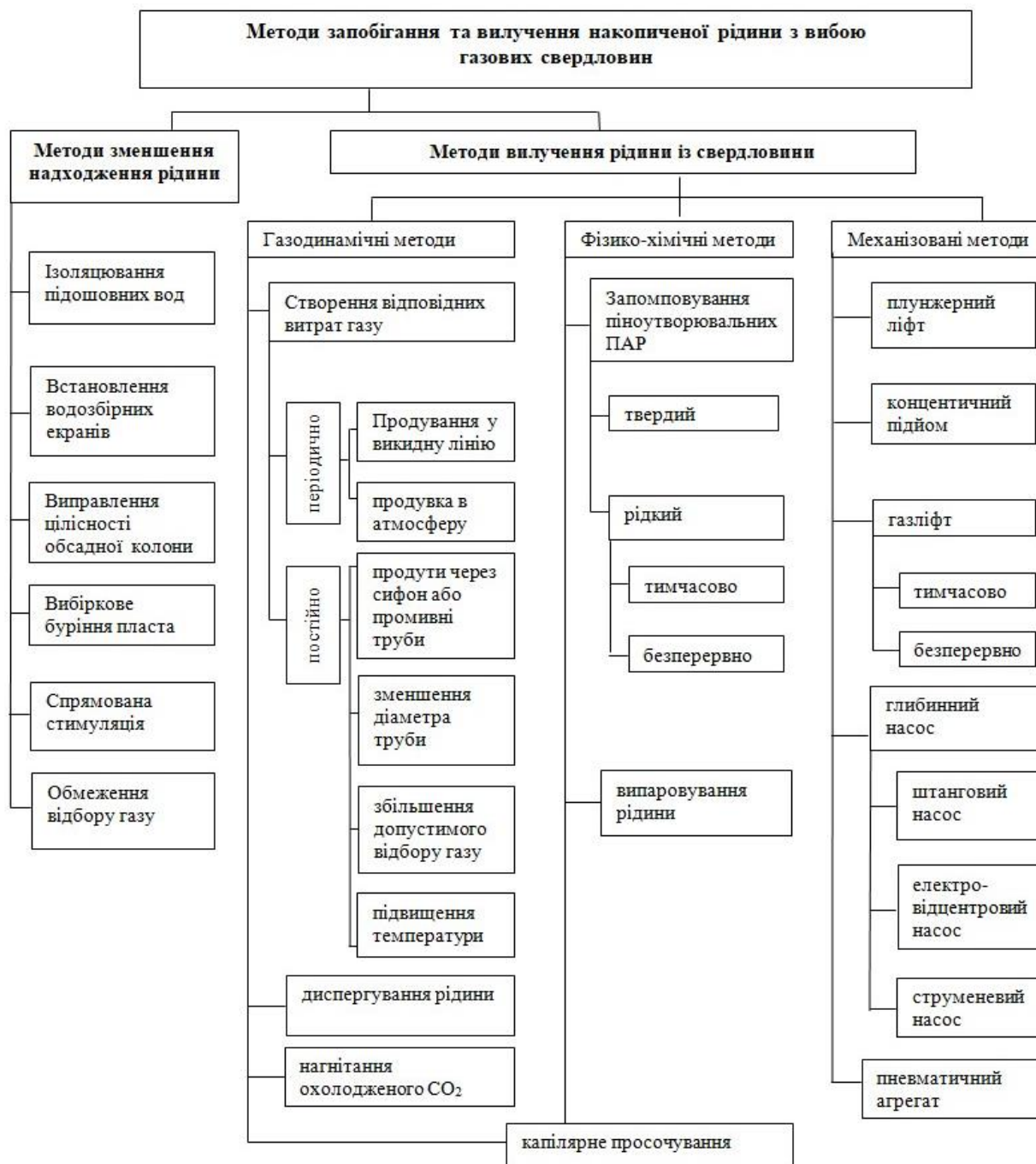


Рисунок 1 – Методи запобігання та вилучення накопиченої рідини з вибою газових свердловин

Досить широке застосування в промисловій практиці, особливо за останні кілька років, набув метод винесення рідини із вибою за допомогою спінуючих ПАР [5], що особливо активізувався із приходом на терени України західних зразків ПАР та технологій для їх уведення в свердловину.

Тверді ПАР подають в трубний простір свердловини через системи автоматизованого запуску [6] або через буферний фланець, який також може бути обладнаний гайкою швидкого з'єднання. Введення рідких ПАР можливе через

інгібіторний бачок, насосний агрегат або через інгібіторопровід з використанням дозувального насоса чи автоматичної системи подачі ПАР [7].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Іноземний досвід застосування систем капілярної подачі ПАР для інтенсифікації винесення рідини із вибою газових і газоконденсатних свердловин свідчить про існування технологічних обмежень щодо реалізації такої тех-



Рисунок 2 – Варіант облаштування буферного фланця ФА гайкою швидкого з'єднання

нології в ряді випадків. Ефективність такого методу залежить від складу і типу пластової рідини, інтенсивності надходження її до вибою, а також критичної швидкості руху газу в насосно-компресорних трубах.

Враховуючи те, що за останні кілька років в Україні почали стрімко застосовувати такі системи каплярної подачі ПАР, постала необхідність представити результати ефективності їхньої роботи, особливості підбору свердловин-кандидатів під такі системи, а також навести їх переваги та недоліки в умовах свердловин родовищ Передкарпаття.

Метою роботи є дослідження результатів впровадження інноваційних технологічних рішень, щодо подачі поверхнево-активних речовин у свердловину в реальних промислових умовах на об'єктах видобутку природних вуглеводнів.

Основним завданням є продовження стабільної роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин, в умовах надходження пластової рідини до вибою свердловини.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

На сьогоднішній день подача твердих ПАР в свердловину можлива як в ручному, так і в автоматичному режимі.

Для подачі твердих ПАР в ручному режимі буферний фланець фонтанної арматури свердловини необхідно обладнати гайкою швидкого з'єднання (ГШЗ) (рис. 2). Зазвичай твердий ПАР виготовляють у вигляді «свічки» довжиною 30-40 см та діаметром 2,5-4 см. Для того, щоб подати свічку ПАР на вибій свердловини, необхідно закрити надкорінну засувку та засувку на маніфольді фонтанної арматури. Далі через манометричний вентиль стравити тиск газу на ділянці між надкорінною та буферною засувами і відкрити ГШЗ. Після завантаження свічки ПАР у стравлений простір, закручують ГШЗ та відкривають надкорінну засувку. Для того, щоб свічка не зупинилась, у хрестовині фонтанної арматури за рахунок зустрічної швидкості руху газового потоку, засувку на маніфольді ще кілька хвилин тримають закритою і не впускають свердловину в роботу. Така технологічна витримка в переважній більшості випадків складає близько 5 хвилин.



а)



б)

Рисунок 3 – Загальний вигляд автоматичної системи подачі твердих ПАР (а) та корпус з барабаном (б)

Автоматичний режим подачі свічок ПАР в свердловину може бути реалізований з використанням автоматичної системи подачі твердих ПАР. Монтується така система на гирлі свердловини через перехідну котушку, яка кріпиться до буферної засуви (рис. 3).

Основними елементами системи є корпус з барабаном для свічок ПАР, контролер, блок автономного живлення та кульовий кран з електроприводом. Залежно від конструкції барабана, система може вміщувати 9 або 18 свічок ПАР. За командою оператора або контролера відкривається кульовий кран, і свічка ПАР під дією власної ваги падає в трубний простір свердловини. Через 10-15 секунд кульовий кран закривається, а барабан прокручується і переводить наступну свічку для подальшого запуску. Оскільки у разі застосування автоматичної системи подачі твердих ПАР немає технологічної витримки (зупинки свердловини) при падінні свічки ПАР, то необхідно попередньо перевірити можливість падіння свічки ПАР у висхідному газовому чи газорідному потоці. Одним із найпростіших способів введення рідких ПАР у свердловину є використання спеціального присвердловинного бачка (рис. 4).

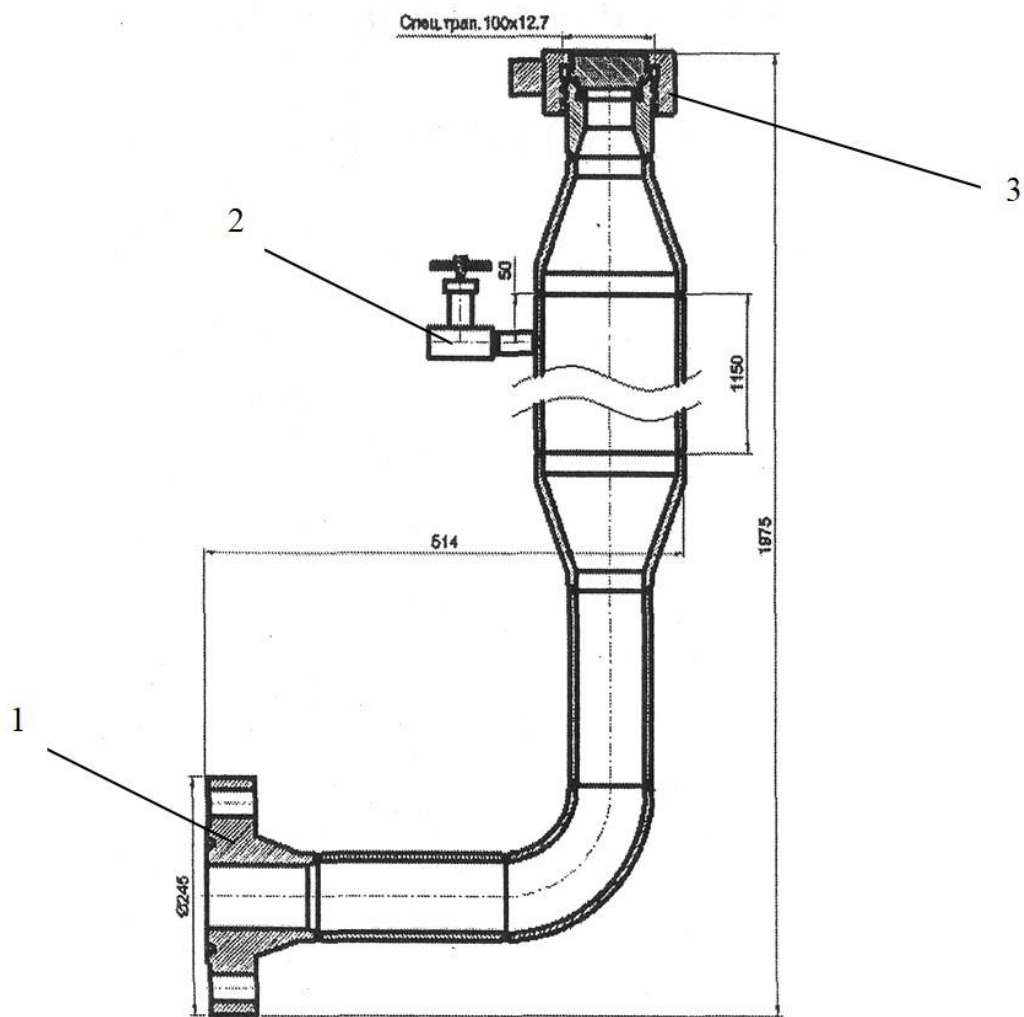
Такий бачок для введення рідких ПАР в затрубний простір свердловини виготовлений в цеху Газопромислового управління «Шебелинкагазвидобування». В більшості він може бути виконаний з фланцем 65×210 по ГОСТ 28919-91 з ущільнюючою прокладкою П27 з однієї сторони, з іншого боку має різьбовий кінець спец.трап. 100×12,7 із заглушкою. Також корпус бачка обладнаний вентилям під манометр. Під'єднується бачок до засуви затрубного простору після попереднього демонтажу фланця-

заклушки. Технічна характеристика та параметри його наступні: проектний робочий тиск – 10 МПа; висота – 1485 мм; ширина – 569 мм; вага – 110,2 кг.

Для того, щоб подати рідкий ПАР в затрубний простір свердловини в такий спосіб, необхідно: перекрити робочу засуву затрубного простору (перед бачком); стравити тиск газу із бачка через манометричний вентиль; розкрутити заглушку та залити рідкий ПАР в бачок; закрутити заглушку і з'єднати затрубний простір із бачком, шляхом відкриття робочої засуви затрубного простору. Такий варіант подачі ПАР є досить простим, ефективним, але вимагає частого залучення бригади з обслуговування свердловин у разі щодобової дозованої подачі ПАР. Застосування насосного агрегата для введення рідких ПАР є доцільним у випадку разового його введення чи подачі в свердловину значної за об'ємом порції ПАР.

За допомогою автоматичної системи подачі (АСП) можна нагнітати в свердловину розчини ПАР, інгібітори корозії, солевідкладення, гідратуутворення та ін. хімічні реагенти. Подання ПАР з використанням цієї системи подачі можливе як в трубний, так і в затрубний простір свердловини. До основних елементів АСП входять вибіийний клапан, капілярна трубка, підвіска капілярної трубки, дозувальний насос, нагнітальний маніфольд, сонячна та акумуляторна батареї, контролер, а також резервуар для хімічного реагенту. Загальний вигляд АСП та фонтанної арматури свердловини показано на рисунку 5.

Нагнітальний маніфольд складається зі скидного клапана, манометра, фільтра та вентиля високого тиску. У разі непрохідності



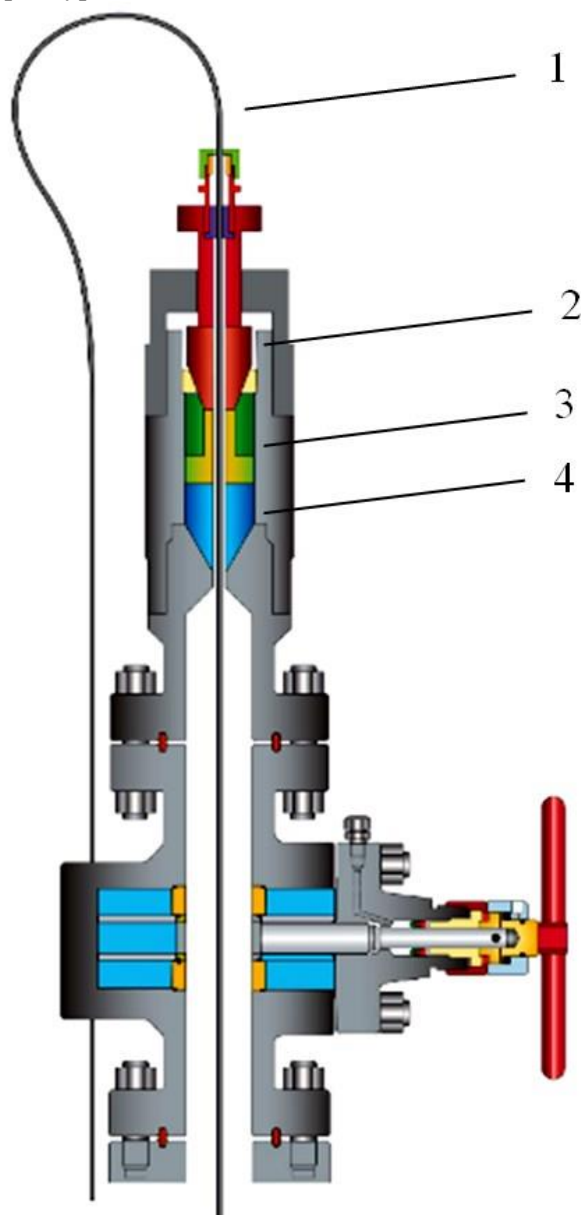
1 – фланець; 2 – манометричний вентиль; 3 – гайка швидкого з'єднання
Рисунок 4 – Бачок для уведення рідких ПАР у затрубний простір свердловини



Рисунок 5 – Загальний вигляд АСП та фонтанної арматури свердловини

(повне закупорювання) лінії нагнітання, розчин ПАР через скидний клапан перетікає байпасною лінією на вхідну лінію насоса.

При подаванні ПАР в трубний простір свердловини, розчин ПАР через капілярну трубку подається безпосередньо на вибій до перфораційних отворів. Зазвичай діаметр капілярної трубки становить 6,35×3,2 мм, хоча зустрічаються й інші діаметри 9,525×3,2 мм. Для її виготовлення використовують сплави 825, 625 та SS Duplex 2205, які загартовуються до межі текучості, що перевищує 620,5 МПа (90000 PSi). Для підвищення і ущільнення капілярної трубки служить різьбова підвіска (рис. 6), яка кріпиться на буферній засуві фонтанної арматури.



1 – капілярна трубка; 2 – плашки; 3 – шток;
4 – ущільнюючий елемент

Рисунок 6 – Різьбова підвіска капілярної трубки

Після спуску капілярної трубки (1) (КТ) на необхідну глибину, на неї фіксуються плашки (2) для утримання ваги КТ на підвісці. Герметизація КТ забезпечується ущільнюючим елементом (4), який притискається штоком (3) під дією надлишкового тиску, що створений тиском закачаної оливи. Для запобігання прориву газу в простір капілярної трубки її нижній кінець обладнують спеціальним клапаном (chemical injection valve) (рис. 7).



Рисунок 7 – Загальний вигляд клапана, яким обладнаний нижній кінець капілярної трубки

Цей клапан виконує роль як зворотного, так і нагнітального клапана, оскільки унеможливує рух газу від вибою капілярною трубкою та запобігає самовільному витіканню ПАР із капілярної трубки під дією гідростатичного тиску. Налаштування тиску спрацювання клапана проводять залежно від густини ПАР, глибини свердловини, вибійного та робочого тиску нагнітання насоса. За формулою (1) можна обчислити необхідний тиск спрацювання клапана:

$$P_{\text{клат}} = P_{\text{гід}} - P_{\text{виб}} + P_{\text{нас}}, \quad (1)$$

де $P_{\text{гід}}$ – гідростатичний тиск стовпа ПАР, Па;
 $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, Па;
 $P_{\text{нас}}$ – тиск нагнітання, який створюється насосом, Па.

Спускання капілярної трубки в трубний простір свердловини здійснюється з використанням установки для спуску капілярної трубки (ССТУ (Capillary Coil Tubing Unit)). Зазвичай глибина спуску капілярної трубки є рівною глибині спуску НКТ (+/- 2 метри).

У випадку подавання ПАР в затрубний простір свердловини капілярна трубка не опускається до вибою свердловини, а підводиться тільки до манометричного фланця затрубного простору. Далі ПАР потрапляє на вибій свердловини міжколонним (затрубним) простором, стікаючи вздовж експлуатаційної колони. В такому випадку лінія нагнітання обладнана зворотнім клапаном (check valve), який запобігає неконтрольованому витіканню газу із затрубного простору у разі розгерметизації лінії подачі ПАР. Варіант підключення АСП при подаванні ПАР у затрубний простір свердловини наведено на рисунку 8.

В більшості випадків протягом терміну роботи газової свердловини об'єм води, який видобувається, буде збільшуватись, а об'єм газу, який видобувається, – зменшуватись. Якщо швидкість руху газу є достатньою, щоб безперервно виносити всю рідину із вибою, пластовий тиск і дебіт свердловини будуть знаходитись в режимі стійкої рівноваги. При цьому різниця між гирловим затрубним і трубним тисками буде постійною (рис. 9, а) та відповідатиме втратам тиску в ліфтовій колоні при русі газоріднинної суміші. Якщо на вибої



Рисунок 8 – Варіант підключення АСП при подаванні ПАР у затрубний простір свердловини

свердловини почне накопичуватись рідина, то додатковий тиск стовпа рідини на пласт призведе до зниження гирлового трубного тиску (рис. 9, б). Натомість при подальшому припливі газу із пласта він все більше надходитиме в затрубний простір, а гирловий затрубний тиск при цьому почне зростати (рис. 9, б).

Тому у фонтанній газовій свердловині збільшення різниці між гирловим затрубним і трубним тисками свідчить про зростання втрат тиску в ліфтовій колоні і є ознакою накопичення рідини на вибої.

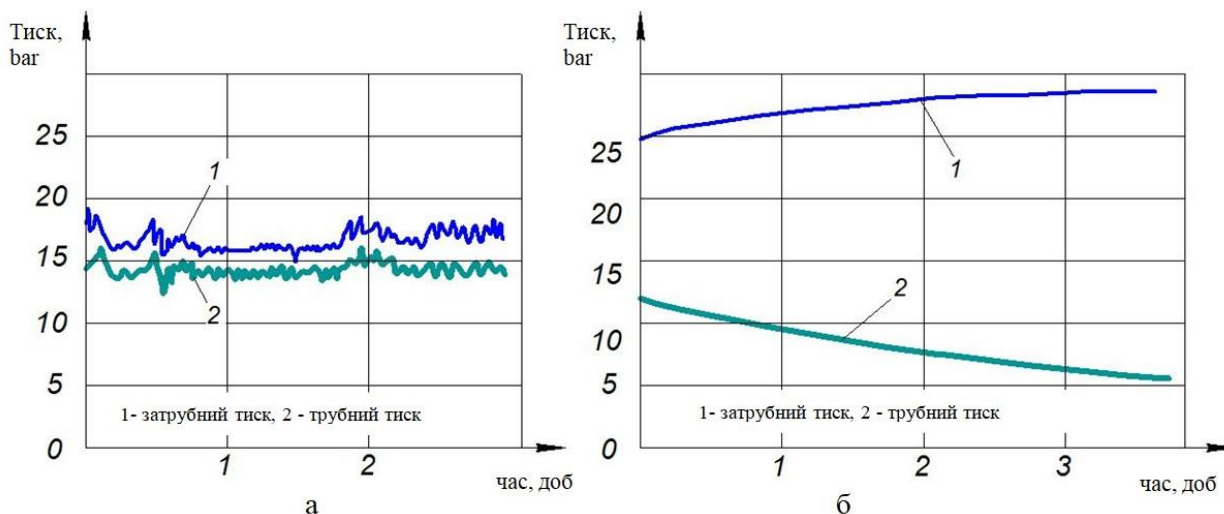
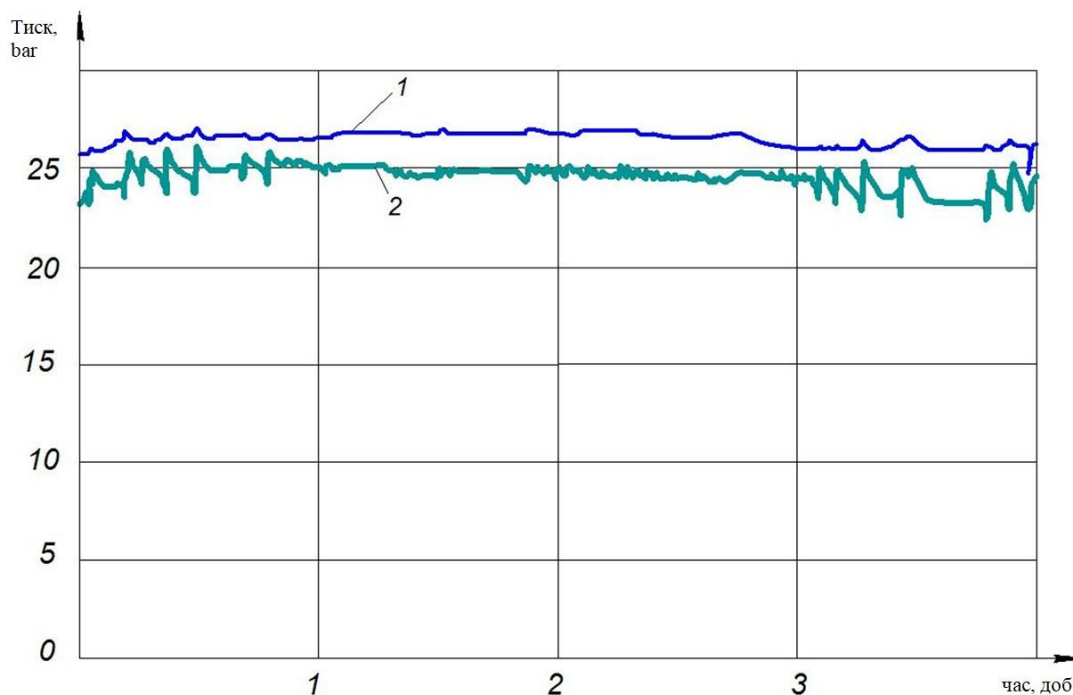


Рисунок 9 – Характер зміни в часі гирлового трубного і затрубного тисків у газовій свердловині за відсутності (а) та за наявності (б) ознак скупчення рідини на вибої



1 – затрубний тиск; 2 – трубний тиск

Рисунок 10 – Графіки зміни в часі гирлових трубного і затрубного тисків на досліджуваній свердловині №1

На одній із досліджуваних свердловин, яка працює в колектор, тиск в якому підтримується 19-20 ат., гирлові трубний ($P_{тр}$) та затрубний (P_{zt}) тиски коливаються в діапазоні $P_{тр}=19-21$ ат. та $P_{zt}=40-45$ ат. відповідно, а дебіт газу становить 6 тис.м³/д. З такими параметрами свердловина працювала до подачі ПАР на вибій, причому на фонтанній арматурі свердловини встановлена дросельна шайба з діаметром отвору 5 мм.

З метою інтенсифікації винесення рідини із вибою, затрубний простір свердловини було облаштовано інгібіторним бачком та забезпечено подачу ПАР 5-6 л з періодичністю один раз на тиждень. Завдяки цьому вдалось збільшити дебіт газу до 7,5 тис.м³/д, а величини гирлових трубного та затрубного тисків склали $P_{тр}=21-22$ ат. та $P_{zt}=26-30$ ат.

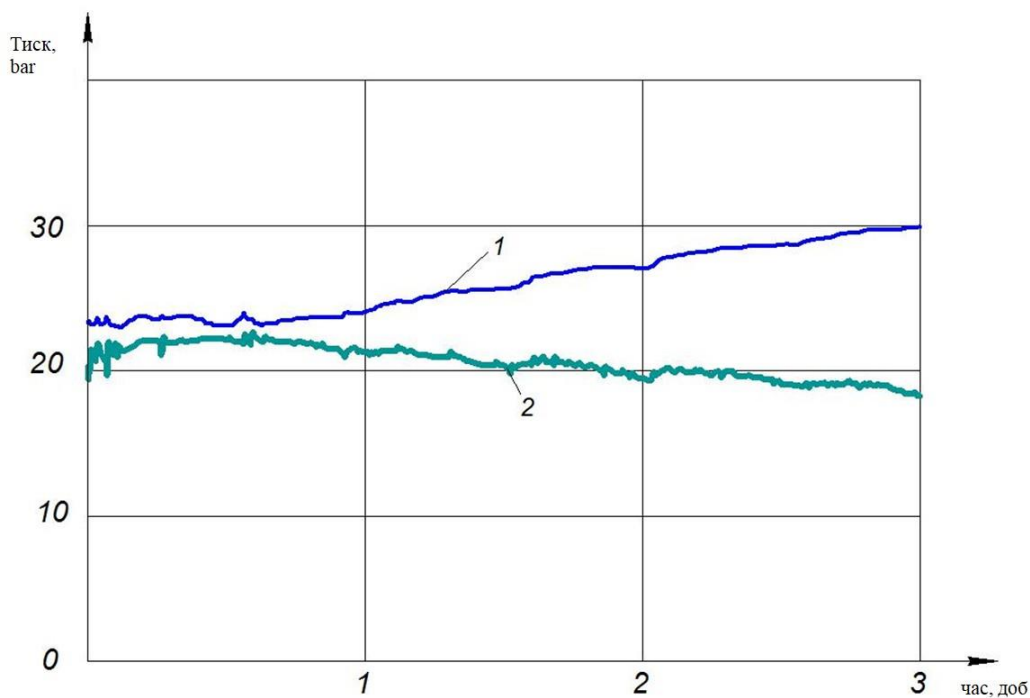
Із встановленням автоматичної системи подачі ПАР на розглядуваній свердловині, гирловий трубний тиск зріс до 24,5-25 ат., та перевищував тиск в колекторі на 4-5 ат., а затрубний тиск не зростав вище 27 ат. (рис. 10). За вказаних умов роботи дебіт газу зріс до 8,5 тис.м³/д. Варто зауважити, що АСП була встановлена з подачею ПАР 1 л/д в трубний простір, тобто підведенням капілярної трубки безпосередньо до перфораційних отворів.

Протягом двох років роботи АСП були зупинки подачі ПАР через випадки підклинювання електродвигуна та низький заряд акуму-

ляторної батареї в зимовий період. залипання зворотного клапана, розгерметизація лінії нагнітання ПАР. Вихід з ладу того чи іншого вузла подачі спінюючої речовини призводив до поступового зниження дебіту газу та збільшення різниці між гирловим трубним і затрубним тисками (рис. 11).

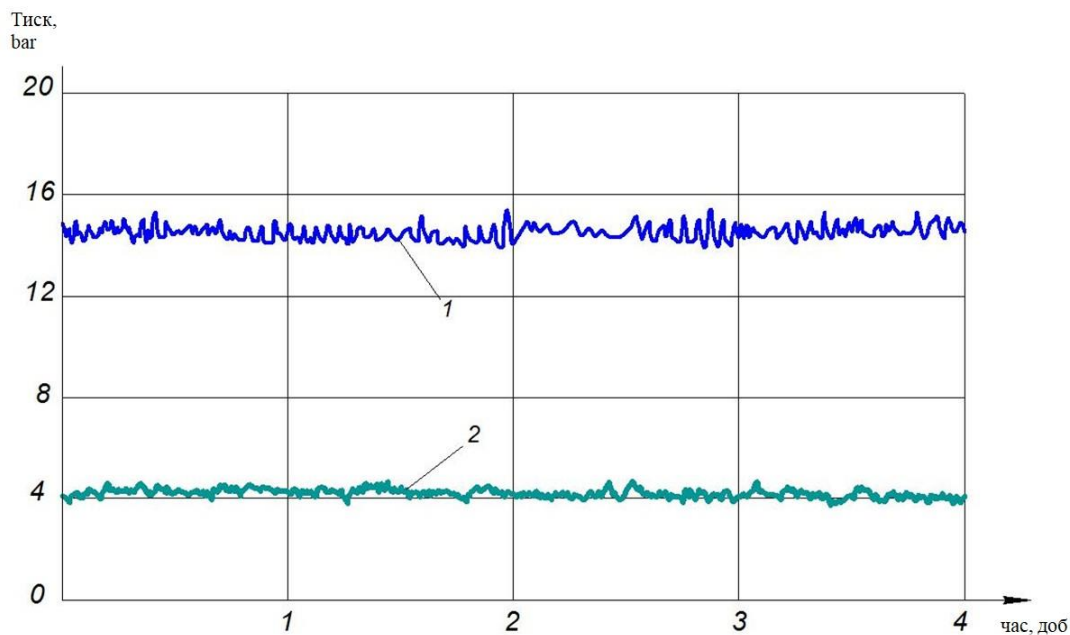
На іншій із досліджуваних свердловин дебіт газу до встановлення АСП ПАР становив близько 2 тис.м³/д, а гирлові тиски коливались в межах $P_{тр}=3,5-4,5$ $P_{zt}=19-21$ ат. Свердловина при цих умовах працювала нестабільно, в режимі накопичення рідини і потребувала продування в атмосферу 1 раз на 5 днів.

З метою винесення рідини з вибою в свердловину було спущено штангово-глибинну насосну установку (ШГНУ), а відбір газу здійснювався затрубним простором. Завдяки цьому дебіт газу зріс до майже 4 тис.м³/д, а об'єм видобутої води становив 2 м³/д. Таким способом свердловина пропрацювала більше року, оскільки в процесі її експлуатації часто виходив з ладу клапанний вузол насоса. Так як поточний ремонт ШГНУ потребував значних капіталовкладень, то було прийнято рішення демонтувати обладнання ШГН і встановити АСП ПАР на вибій свердловини. На рисунку 12, показано динаміку зміни в часі трубного і затрубного тисків на гирлі свердловини, після встановлення АСП ПАР.



1 – затрубний тиск; 2 – трубний тиск

Рисунок 11 - Графіки зміни в часі гірлових трубного і затрубного тисків при незадовільній роботі АСП ПАР



1 – затрубний тиск; 2 – трубний тиск

Рисунку 12 – Динаміка зміни в часі трубного і затрубного тисків на гірлі свердловини

З рисунку 12 видно, що гірловий трубний тиск становить близько 4 ат., затрубний – 14-16 ат, а дебіт газу за вказаних тисків сягає 9 тис.м³/д. При постійній подачі ПАР 12 л/д, дебіт води становить 6-8 м³/д. Завдяки проведеним заходам з дозованого подавання ПАР дебіт газу на свердловині зріс з 2 до 9 тис.м³/д.

Також наявні випадки встановлення установок АСП на свердловинах із низькими газоводяними факторами та винесенням породи із привибійної зони пласта до вибою свердловини. До встановлення АСП винесена порода накопичувалась на вибої свердловини та перекривала отвори перфорації, в окремих випадках

утворювались корки в насосно-компресорних трубах, що призводило до зменшення дебіту газу. Для відновлення роботи свердловини необхідно було щороку застосовувати колтубінгову установку з метою промивання вибою та колони насосно-компресорних труб. Після встановлення АСП ПАР забезпечено винесення породи із вибою свердловини та зайвою стала потреба у застосуванні колтубінгової установки.

Загалом на свердловинах родовищ Передкарпаття станом на кінець 2023 р. встановлено близько 100 установок АСП ПАР. Переважна більшість з них працює з подачею ПАР в затрубний простір свердловини. З двох свердловин АСП ПАР було переміщено на інші у зв'язку з активним перетіканням води із вищи залеглих водоносних пластів внаслідок негерметичності цементного каменю за експлуатаційною колоною.

Досвід застосування АСП ПАР на свердловинах родовищ Передкарпаття показав, що вони мають як переваги так і недоліки. До переваг можна віднести:

- широкий діапазон (від 1 до 140 л/д) регулювання подачі ПАР, причому витрату ПАР можна змінювати дистанційно;
- автономна робота від акумуляторної батареї з сонячною панеллю;
- автоматичне інформування персоналу в разі некоректної роботи установки;
- дистанційний моніторинг за параметрами роботи свердловини і установки (трубний і затрубний тиски, подача і рівень ПАР, заряд акумуляторної батареї);
- монтаж АСП ПАР за один день без глушіння свердловини і залучення бригади капітального ремонту свердловин;
- відносно недороге обладнання, що забезпечує швидку окупність системи.

Недоліки:

- при використанні АСП ПАР з подачею ПАР на вибій, спущена капілярна трубка перешкоджає проведенню внутрішньосвердловинних операцій, також немає можливості закриття засув трубного простору та буферної засуви;
- необхідне переналаштування вибійного клапана при значних змінах величини вибійного тиску;
- обмежений запас автономної роботи в зимовий період та за відсутності потрапляння сонячного проміння на сонячну панель;
- можливі несправності в роботі як електричної, так і гідравлічної частини системи (заліпання зворотнього клапана, вихід з ладу

плунжера насоса, зношування щіток колектора електродвигуна насоса, розгерметизація лінії подачі ПАР).

Для ефективної роботи газових свердловин в умовах надходження рідини до вибою необхідно забезпечити своєчасне її винесення з вибою на поверхню. З роботи [8] видно, що як в Україні, так і за кордоном використовують однакові методи для інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню.

В роботі [9] описані основні принципи застосування рівнянь Тернера та Коулмана, які є загальноприйнятими в світовій практиці. Наприклад, для газових свердловин родовищ західної частини України, технологія капілярної подачі спінуючих поверхнево-активних речовин за допомогою АСП ПАР виявилася ефективною. Хоча за розрахунковими формулами Тернера та Коулмана швидкості руху газу не було достатньо для винесення рідини на поверхню. Це пояснюється тим, що класичні розрахунки базувалися на досвіді експлуатації газових свердловин в Техасі і в не в повній мірі є адаптованими для умов свердловин родовищ України.

У процесі застосування АСП ПАР було відмічено, що поверхнево-активну речовину можна подавати як в трубний простір через капілярну трубку, безпосередньо до перфораційних отворів, так і через затрубний простір без застосування капілярної трубки. В обох варіантах подачі ПАР відмічено позитивний результат та ефективне винесення рідини з вибою. Такі ж результати були відмічені авторами роботи [10]. Проте згадані автори у результатах своїх досліджень відмічають, що при подаванні ПАР в свердловину через капілярну трубку, ефект від подавання ПАР настає значно швидше.

У [11] роботі досліджується вплив концентрації поверхнево-активної речовини на ефективність винесення рідини із свердловини. На одній із досліджуваних свердловин, автори роботи, отримали максимальний дебіт газу із свердловини при подачі ПАР масовою концентрацією 0,4%. Схожі результати були отримані нами при дослідженні свердловин родовищ Передкарпаття, де масова концентрація ПАР становила від 0,3 до 0,4%. Також автори роботи відмічають, що поверхнево-активну речовину не слід вводити в концентраціях вище критичної концентрації міцелоутворення (ККМ), оскільки це призведе до значного збільшення фрикційної складової втрати тиску рідини через реологію піни.

Висновки

Проблема накопичення рідини на вибої є характерною для більшості газових і газоконденсатних свердловин. Тому необхідно вживати заходи, спрямовані на винесення цієї рідини на поверхню. Одним із ефективних методів для боротьби із цією проблемою є застосування спінюючих поверхнево-активних речовин. Авторами статті з промислового досвіду описано можливі варіанти подавання поверхнево-активних речовин в свердловину з використанням як простого нафтопромислового обладнання, так і сучасних систем з можливістю дистанційного спостереження за параметрами роботи свердловини. Станом на кінець 2023р. близько 100 свердловин родовищ Передкарпаття обладнані автоматичними системами подавання рідких чи твердих поверхнево-активних речовин.

Показано на ряді досліджуваних свердловин особливості їхньої роботи до та після встановлення автоматичної системи подачі поверхнево-активних речовин на вибій, наведено позитивні та негативні аспекти роботи автоматичної системи подачі поверхнево-активних речовин на свердловинах родовищ Передкарпаття. Розрахунки дійсної та критичної швидкості руху газу показали, що застосування ПАР призводить до зменшення критичної швидкості руху газу в 2-3 рази. В середньому впровадження технології подачі поверхнево-активних речовин, з використанням автоматичної установки подачі, допомогло збільшити дебіт газу на розглянутих свердловинах на 25-30%. Наявність дистанційного моніторингу параметрів роботи свердловин, завдяки цим системам, дає змогу оперативно реагувати на зміну їх робочих тисків, дебіту газу, а також відповідним чином задавати необхідну витрату поверхнево-активних речовин для ефективного винесення рідини на поверхню. Спостереження за параметрами роботи свердловин в режимі реального часу значно зменшує затрати на їх обслуговування та дозволяє оперативно реагувати у випадку виникнення ускладнень під час роботи.

Не дивлячись на ряд описаних в статті недоліків, які виникають в роботі автоматичної системи подавання поверхнево-активних речовин, ці системи зарекомендували себе досить простими в обслуговуванні і надійними в роботі, що вказує на доцільність і перспективність їх застосування. Подальші дослідження слід спрямувати для збільшення часу автономної роботи АСП ПАР в зимовий період та мінімізації виникнення несправностей в роботі електричної і гідравлічної частини.

Література

1. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Угриновський А.В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2017. № 3. С. 20-26.
2. Матківський С.В., Матіішин Л.І. Оптимізація умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки. *Прикарпатський вісник НТШ*. 2022. № 17(64). С. 142-156. DOI: [10.31471/2304-7399-2022-17\(64\)-142-156](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17(64)-142-156)
3. Serebrennikov I.V., Anashkina A.E., Mazitov R.F., Abdulin T.K., Korberg P.N. Conceptual model of fluid recovery from the gas well bottom-hole. *Journal of mines, metals & fuels*. 2020. P. 325-331. <https://doi.org/10.18311/jmmf/2020/27808>
4. Криський І.В., Угриновський А.В. Шляхи підвищення ефективності експлуатації газових і газоконденсатних свердловин за наявності в продукції рідини. *Нафтогазова галузь України*. 2016. №5. С. 27-31.
5. Кондрат О.Р., Петрущак С.М. Лабораторні дослідження з винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою твердих поверхнево-активних речовин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 2017. № 3 (64). С. 76-84. <https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/208>
6. Harms Larry, Urlaub John, Carrier Bruce, Cremar Billy. Optimizing Mature Gas Wells in South Texas. *A Team Approach*. New Orleans, Louisiana, October 2009. SPE-124911-MS. <https://doi.org/10.2118/124911-MS>.
7. Zhennan Zhang, Zhiyuan Wang, Yonghai Gao, Hao Li, Jintang Wang, Baojiang Sun. Experimental study on the effect of surfactants on the characteristics of gas carrying liquid in vertical churn and annular flows: *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 180 (12), September. P. 347-356. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.048>.
8. William Hearn. Gas Well Deliquification. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2010. Paper Number: SPE-138672-MS. <https://doi.org/10.2118/138672-MS>
9. Alzhanov Yermek, Karami Hamidreza, Pereyra Eduardo, Gamboa Jose. Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells. *SPE Artificial Lift Conference and Exhibition, Americas*, The

Woodlands, Texas, USA. August 2018. <https://doi.org/10.2118/190941-MS>

10. Martins Ana, Marino Marco, Kerem Murat, Guzman Manuel. Foam Assisted Gas Lift: The Impact of Different Surfactant Delivery Methods on Oil Well. *SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition*, London, England, UK. June 2019. Paper Number: SPE-195462-MS. <https://doi.org/10.2118/195462-MS>

11. Kinate Bright Bariakpoa, Jacob Chukwuma Godwin Nmegbu, Nyelebuchi Amadichuku. Investigation of the Impact of Surfactant Concentration on Gas Well Deliquification. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. July 2023. Paper Number: SPE-217152-MS. <https://doi.org/10.2118/217152-MS>

References

1. Kondrat R.M., Dremlyukh N.S., Ugrynovskiy A.V. Study of the foaming process using aqueous solutions of foaming surfactants and foam stabilizers. *Scientific Bulletin of the National Mining University*, 2017. No. 3. P. 20-26.

2. Matkivskiy S.V., Matiishyn L.I. Optimizing the operating conditions of gas and gas condensate wells at the final stage of development. *Prykarpatskyi visnyk NTSh*. 2022. No. 17(64). P. 142-156. DOI: [10.31471/2304-7399-2022-17\(64\)-142-156](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2022-17(64)-142-156)

3. Serebrennikov I.V., Anashkina A.E., Mazitov R.F., Abdulin T.K., Korberg P.N. Conceptual model of fluid recovery from the gas well bottom-hole. *Journal of mines, metals & fuels*, 2020. P. 325-331. <https://doi.org/10.18311/jmmf/2020/27808>

4. Kryskiv I.V., Ugrynovskiy A.V. Ways to increase the efficiency of the operation of gas and gas condensate wells in the presence of liquid in the production. *Oil and gas industry of Ukraine*, 2016. No. 5. P. 27-31.

5. Kondrat O.R., Petrushchak S.M. Laboratory studies on removal of liquid from gas and gas condensate wells using solid surface-active substances. *Exploration and development of oil and gas fields*, 2017. No. 3 (64). P. 76-84. <https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/208>

6. Harms Larry, Urlaub John, Carrier Bruce, Cremer Billy. Optimizing Mature Gas Wells in South Texas. *A Team Approach*. New Orleans, Louisiana, October 2009. SPE-124911-MS. <https://doi.org/10.2118/124911-MS>.

7. Zhennan Zhang, Zhiyuan Wang, Yonghai Gao, Hao Li, Jintang Wang, Baojiang Sun. Experimental study on the effect of surfactants on

the characteristics of gas carrying liquid in vertical churn and annular flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 180 (12), September. R. 347-356. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.048>.

8. William Hearn. Gas Well Deliquification. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, November 2010. Paper Number: SPE-138672-MS. <https://doi.org/10.2118/138672-MS>

9. Alzhanov Yermek, Karami Hamidreza, Pereyra Eduardo, Gamboa Jose. Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells. *SPE Artificial Lift Conference and Exhibition*, Americas, The Woodlands, Texas, USA. August 2018. <https://doi.org/10.2118/190941-MS>

10. Martins Ana, Marino Marco, Kerem Murat, Guzman Manuel. Foam Assisted Gas Lift: The Impact of Different Surfactant Delivery Methods on Oil Well. *SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition*, London, England, UK. June 2019. Paper Number: SPE-195462-MS. <https://doi.org/10.2118/195462-MS>

11. Kinate Bright Bariakpoa, Jacob Chukwuma Godwin Nmegbu, Nyelebuchi Amadichuku. Investigation of the Impact of Surfactant Concentration on Gas Well Deliquification. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. July 2023. Paper Number: SPE-217152-MS. <https://doi.org/10.2118/217152-MS>