

*ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ*



НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ

Дайджест



2022

Міністерство освіти і науки України

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 12

Івано-Франківськ

2022

**УДК 016:622.24
Н 34**

У к л а д а ч : М. М. Шмигельська

**Відповідальний
за випуск : Р. Б. Пуйда**

Н 34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 12 / [уклад.
М. М. Шмигельська] ; Наук. техн. б-ка. - Івано- Франківськ :
НТБ ІФНТУНГ. – 2022. – 49 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних журналів: «Науковий Вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Нафтова галузь України», «Нафтогазова енергетика», «Прикладная механика», «Методи та прилади контролю якості», «Технічна діагностика та неруйнівний контроль» за 2021-2022 роки.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

УДК 016:622.24

Науково-технічна бібліотека

ІФНТУНГ, 2022

Зміст

<i>Від укладача.....</i>	<i>5</i>
<i>1. Прогнозування, перспективи та можливості.....</i>	<i>6</i>
<i>2. Техніка і технологія розвитку.....</i>	<i>26</i>
<i>3. Практика застосування.....</i>	<i>41</i>

Від укладача

Нафтогазовий комплекс (НГК) є важливим сектором промисловості України. Ефективне функціонування його в сучасних складних умовах сприяє соціально-економічному розвитку регіонів країни, а також інших галузей промисловості. У зв'язку з цим ще більше зростає значення високотехнологічного та ефективного розвитку НГК.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії дванадцятий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений на основі матеріалів журналів: «Науковий Вісник Івано-Франківського національного університету нафти і газу», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Нафтогазова галузь України», «Нафтогазова енергетика».

Наведені у виданні матеріали покликані допомогти в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

Матеріал в дайджесті згруповано по розділах, а в межах кожного розділу - в алфавітному порядку авторів та назв статей. Короткий виклад змісту документів подається мовою оригіналу.

Видання адресоване науковцям, викладачам, студентам закладів вищої освіти нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

Прогнозування, перспективи та можливості



***Копей, І. Б. Перспективи використання
гідравлічного привода штангового глибинного насоса
/ І. Б. Копей // Розвідка та розробка нафтових і
газових родовищ. – 2021. – № 4. – С. 71-81.***

«Найпоширенішим механізованим способом видобування нафти є використання штангових глибинних насосних установок. Експлуатація свердловин даним способом характеризується помірними витратами на обладнання та його обслуговування, збільшенням видобутку при розробці важковидобувних запасів нафти, збільшенням виробітку пласта, яке досягається зниженням критичного рівня вибійного тиску. Установка штангового глибинного насоса включає наземне і свердловинне обладнання. До наземного обладнання відноситься привод, обладнання устя свердловини та система управління. На сьогодні як привод зазвичай використовують верстат-качалку, який представляє

собою чотириланковий кривошипно-шатунний механізм, що перетворює обертальний рух кривошипа в зворотно-поступальний рух підвіски устьового штока. Розглянуто перспективи створення і впровадження на нафтових промислах України нетрадиційних конструкцій приводів, що замінюють класичні верстати-качалки, а саме, гідроприводів штангових глибинних насосів, та визначено можливі області їх використання. Проведено критичний порівняльний аналіз існуючих конструкцій гідравлічних приводів провідних світових виробників, висвітлено їх конструктивні особливості порівняно з верстатами-качалками і ланцюговими приводами, виявлено основні переваги та недоліки. Окремо виділено можливості використання дистанційного та автоматичного регулювання режимів роботи гідравлічного привода, що дає змогу проводити моніторинг і дистанційне управління технологічним процесом в режимі реального часу з мінімальною участю обслуговуючого персоналу.

Останнім часом зацікавленість до гідравлічних приводів посилилась, відповідно зросла і кількість фірм, що займаються їх проєктуванням і виготовленням. Гідроприводи з великою довжиною ходу штоку виготовляють і широко застосовують за кордоном для діагностування свердловин і підбору оптимальних режимів експлуатації свердловин. Відмінність особливості гідропривода від верстатів-качалок і ланцюгових приводів є:

- відсутність масивних вузлів: редуктора, кривошипа, балансира, а, значить, велика безпека при експлуатації;



- мала маса, відповідно швидкий монтаж без залучення високовартісної спецтехніки;

- висока швидкість монтажу та пуско-налагодження, залежно від умов на усті свердловини, становить близько 4-6 годин (для верстата-качалки - 2 робочих зміни);

- наявність інтелектуального алгоритму, що забезпечує можливість безступінчастого регулювання параметрів роботи: частоти качань, довжини ходу, широкий діапазон можливостей регулювання роботи ШГН;

- наявність функції дистанційного керування за допомогою мобільного телефону, планшета або пульта управління, без втручання сервісного персоналу (за умови стабільного

покриття стільникового зв'язку типу 3G, 4G).

Під час роботи штангової насосної установки з будь-яким типом привода необхідно зберегти потенційну енергію колони насосних штанг, яку привод піднімає при ході вгору, а також вирівняти навантаження на двигун, який при ході штанг вниз не здійснює корисної роботи. Тому, незалежно від типу привода, присутність врівноважуючого пристрою в приводі штангового насоса є обов'язковою. В іншому випадку потужність двигуна повинна бути збільшена в 3-10 разів, залежно від конкретних умов експлуатації свердловини. Проведемо критичний порівняльний аналіз існуючих конструкцій гідравлічних приводів ШГН провідних світових виробників.

Гідравлічний привод ШГН «Гейзер» застосовують при експлуатації нафтових свердловин як альтернативу установкам штангових свердловинних і електровідцентрових насосів, дозволяючи скоротити витрати на підйом нафти і обслуговування обладнання. При цьому забезпечується реалізація потенціалу свердловини, збільшення видобутку за рахунок оптимізації коефіцієнта заповнення ШГН, а також зниження питомого енергоспоживання. Гідравлічний привод може використовуватися для експлуатації свердловин ускладненого і періодичного фонду, а також свердловин з системами ОРЕ. Крім основного набору функцій (ручний, дистанційний і автоматичний режими роботи, можливість зміни параметрів роботи та ін.) в гідроприводі реалізовані в тому числі інтелектуальні алгоритми управління, що дозволяють на підставі аналізу динамограми визначати дебіт свердловини і виявляти можливі проблеми, пов'язані з роботою підземного обладнання.

Гідропривод «Гейзер» перевершує аналоги за продуктивністю та економічністю. У гідроприводі реалізовані ручний, автоматичний і дистанційний режими роботи. Електронна система управління повністю контролює і реєструє весь процес роботи. Система здійснює контроль робочих параметрів гідропривода: навантаження на шток гідроциліндра, тиску в гідросистемі, рівня і температури мастила, загального наробітку, кількості подвійних ходів, а також дозволяє виводити ці параметри в систему телеметрії верхнього рівня. Гідропривод «Гейзер» може застосовуватися в поєднанні як з одноліфтовими (без зміни конструкції), так і дволіфтовими системами одночасно-роздільної експлуатації (ОРЕ) (паралельної конструкції). В обох випадках гідропривод здатний замінити собою стандартні схеми з одним чи двома верстатами-качалками.

Навчально-дослідницькою лабораторією нафтогазової інженерії на свердловині No 64-Долина наукового полігону Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу проведені дослідно-промислові випробування гідравлічного привода ПШН-80-2,5 з пневматичним врівноважуванням.

Привод штангового насоса ПШН-80-2,5 призначений для надання зворотно-поступального руху плунжеру штангового глибинного свердловинного

насоса при відкачуванні рідини з нафтових свердловин. Привод забезпечує режим роботи ШГН при номінальному навантаженні на устьовому штоку до 80 кН і температурі навколишнього середовища від -40 °С до +50 °С. Привод монтується на трубній головці арматури штангового насоса ОШН 21-50П. Кліматичне виконання - УХЛ, категорія розміщення при експлуатації - І за ГОСТ 15150-69.

Компактність моноблочного виконання привода і його низька металоємність забезпечують можливість монтажу на фланці устьової арматури без спорудження спеціального фундаменту. Це значно скорочує тривалість монтажних і пуско-налагоджувальних робіт в польових умовах, особливо в зимовий час. Унікальна система пневмоврівноважування збільшує ККД свердловинної установки на 30%. Однак, як і кожний інший тип привода ШГН, гідропривод має і певні недоліки. До основних із них, які були виявлені при дослідно-промислових випробуваннях, слід віднести:

- забезпечення гідравлічної системи великою кількістю мастила, яке потребує періодичної заміни;
- складність експлуатації та обслуговування гідросистеми у порівнянні з механічним приводом;
- складність посадки насоса в замковій опорі та підгонки довжини колони насосних штанг через обмежені вертикальні розміри вузла з'єднання полірованого штока гідропривода з штанговою колоною;
- наявність в конструкції гідроциліндра та пневмоциліндрів великої кількості ущільнюючих кілець та манжет, які мають досить обмежений термін експлуатації.

Представлені результати проведення дослідно-промислового випробування гідравлічного привода ПШН-80-2,5 з пневматичним врівноважуванням на свердловині № 64-Долина наукового полігону Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, які підтвердили працездатність усіх систем приводу, а також зручність проведення операцій за його монтажу на свердловині».

Матківський, С. В. Дослідження методів підвищення продуктивності обводнених газоконденсатних свердловин / С. В. Матківський, Л. І. Матійшин, А. В. Тиро // Нафтогазова енергетика. – 2022. – № 1. – С. 33-40.

«Переважає більшість родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки та характеризуються вибіркоким обводненням. Складність видобування залишкових запасів природного газу пов'язана з особливостями

розробки на завершальній стадії, яка характеризується низькими значеннями пластового тиску, низькодебітністю та обводненням видобувних свердловин із різними ускладненнями у процесі їх експлуатації. З метою винесення газорідинної суміші з вибою свердловин розроблено безліч методик та винаходів, які широко використовуються на виробництві. Розроблені технології характеризуються різною ефективністю та мають ряд технологічних обмежень, що, в основному, обумовлено особливостями геологічної будови родовищ вуглеводнів. Зважаючи на наведене вище, існує необхідність у проведенні додаткових досліджень із метою удосконалення існуючих та розроблення нових технологій експлуатації обводнених свердловин.

Підвищення ефективності експлуатації обводнених свердловин досягається застосуванням різних методів. Вибір способу видалення рідини з вибою свердловин залежить від різних геолого-технологічних факторів та потребує критичного аналізу, що вимагає значних витрат часу та людських ресурсів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Завершальна стадія розробки родовищ природних газів характеризуються інтенсивним обводненням покладів. Оптимізація робочих тисків на гірлах свердловин можлива лише за рахунок введення дотискуючих компресорних станцій (ДКС), що потребує значних капіталовкладень та може бути економічно нерентабельним.

Авторами винаходу пропонується здійснювати видобуток природного газу шляхом періодичного видалення газорідинної суміші з вибою видобувних свердловин із використанням газового ежектора. У патенті описано спосіб експлуатації кушових свердловин, який здійснюється шляхом регулювання тиску газу на гірлі з використанням кутових штуцерів. Однак цей спосіб малоефективний при одночасній експлуатації двох і більше свердловин у один шлейф через різні технологічні показники їх експлуатації. За результатами численних досліджень автори винаходу запропонували спосіб автоматичної підтримки граничного безводного дебіту свердловини, що розкрила пласт з підшовною водою, шляхом зміни дебіту газу.

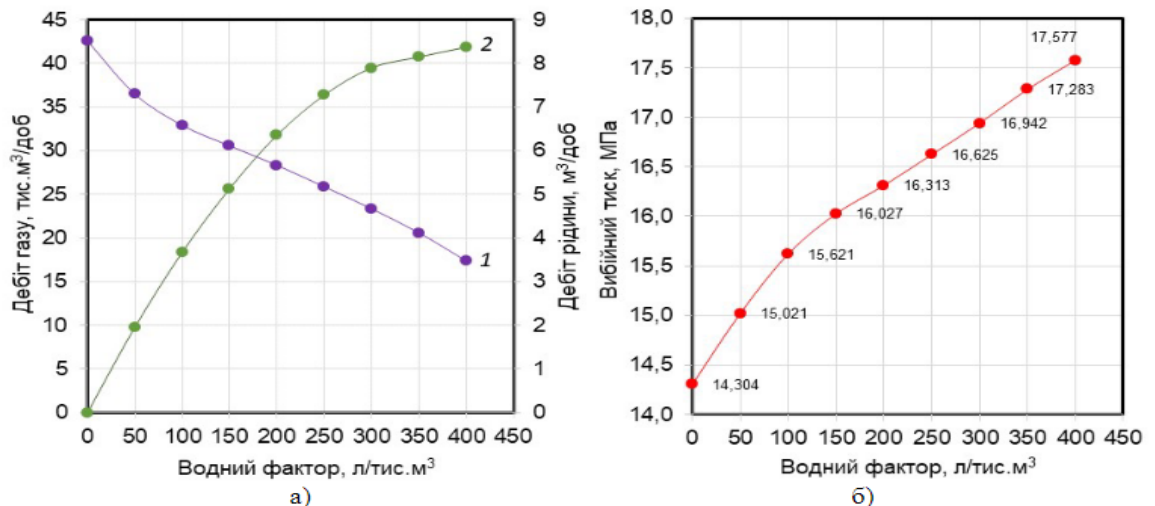
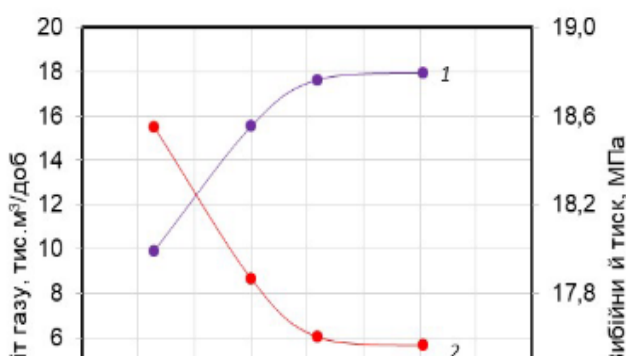


Рисунок 1 – Залежності дебітів газу (1) та рідини (2) (а) і вибієного тиску (б) від водного фактору

Результати досліджень Для проведення дослідження застосовано метод вузлового аналізу, який на сьогодні є одним із найбільш поширених методів контролю за процесом експлуатації свердловин. За результатами проведених розрахунків встановлено, що із збільшенням водного фактору зростає дебіт рідини і вибієний тиск та зменшується, відповідно, дебіт газу. Залежності дебіту газу, рідини та вибієного тиску від водного фактору наведено на рисунку 1.

Стабільна експлуатація видобувної свердловини здійснюється до моменту досягнення величини водного фактору 450 л/тис.м³. У випадку перевищення вмісту води в продукції свердловини встановленої величини припиняється фонтанна експлуатація видобувної свердловини. Для забезпечення умов винесення газорідинної суміші з вибою свердловини необхідно збільшити швидкість висхідного потоку газу. Одним із можливих способів відновлення експлуатації видобувної свердловини є оптимізація діаметру ліфтової колони труб. Із використанням програмного комплексу PipeSim, здійснено розрахунок основних параметрів експлуатації видобувної свердловини для діаметрів колони насосно-компресорних труб (НКТ) на рівні 62; 50,3; 40,89; 35,05 та 26,4 мм для встановленого водного фактору 450 л/тис.м³. Залежності дебіту газу та вибієного тиску від діаметру НКТ за водного фактору 450 л/тис.м³ наведено на рисунку 2.



Аналіз залежностей рисунка 2 показує, що зі зменшенням діаметру НКТ зменшується дебіт газу та, відповідно, і дебіт рідини, а вибієний тиск, навпаки, збільшується. За

водного фактору 450 л/тис.м³ при зміні діаметру НКТ з 50,3 мм до 26,4 мм дебіт газу зменшується з 17,953 тис.м³/доб до 9,915 тис.м³/доб (на 44,77 %), а дебіт рідини – від 10,68 м³/доб до 5,89 м³/доб (на 44,85 %).

Результати досліджень свідчать про те що, оптимізація діаметру НКТ дозволяє відновити продуктивність високообводнених свердловин та забезпечує необхідні умови для видалення рідини з вибою.

Аналізуючи результати розрахунків, встановлено, що із збільшенням об'єму газліфтного газу фактичний дебіт природного газу зростає, досягає максимального значення, а потім поступово зменшується. З досягненням певного максимального значення витрати газліфтного газу свердловина не буде експлуатуватися з тієї причини, що тиск на вибої стає більшим за значення пластового тиску. Залежності дебітів газу та рідини і вибійного тиску від витрати газліфтного газу за водного фактору 450 л/тис.м³ наведені на рисунку 4.

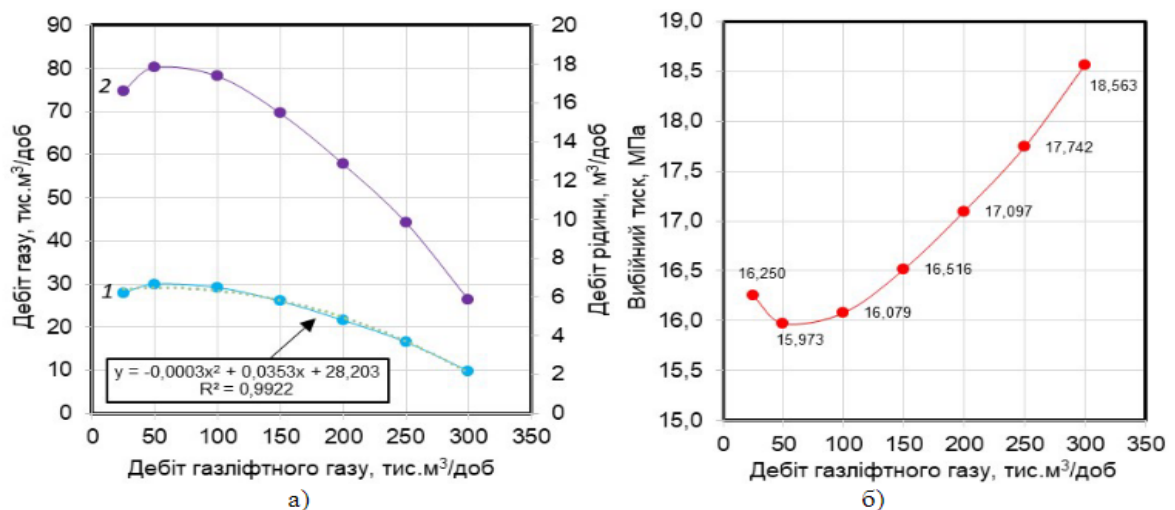


Рисунок 4 – Залежності дебітів газу (1) та рідини (2) (а) і вибійного тиску (б) від витрати газліфтного газу за водного фактору 450 л/тис.м³

Із використанням програмного комплексу PipeSim компанії Schlumberger проведено дослідження з оптимізації умов експлуатації обводненої свердловини в умовах активного надходження пластової води в газонасичені горизонти шляхом зменшення діаметру колони НКТ, пониження гирлового тиску та переведення свердловини на газліфтний спосіб експлуатації. Розрахунки виконано для умов гіпотетичної свердловини для різних значень гирлового тиску, діаметрів НКТ та різного дебіту газліфтного газу. Результати досліджень свідчать про те, що максимальний дебіт видобувної свердловини забезпечується при заміні діаметру колони НКТ з 62 мм на 50,3 мм, пониженні гирлового тиску з 10,16 МПа до мінімально допустимого значення на рівні 5 МПа та витраті газліфтного газу на рівні 59 тис.м³/доб при газліфтній експлуатації. Доцільність

впровадження досліджених методів та технологій залежить виключно від співвідношення необхідної та обводненої продуктивної площі родовища».

***Матківський, С.В. Узагальнення перспективних методів транспортування діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення нафтогазових родовищ/
С. В. Матківський, О. Р. Кондрат// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2022. – № 2. – С. 7-16.***

«Екологічна проблема на сьогодні є вкрай гостро вираженою у зв'язку з неефективним використанням енергетичних ресурсів. Питання врегулювання екологічних проблем неодноразово піднімалися світовою спільнотою, що усвідомлює можливі наслідки для людського існування. Зменшити навантаження на навколишнє середовище можна шляхом застосування на великих енергоємних підприємствах, що працюють на викопному паливі, технологій уловлювання діоксиду вуглецю. Повномасштабне впровадження таких технологій вже розпочато в США, Канаді та багатьох країнах Європи. Уловлений діоксид вуглецю утилізується у виснажених нафтогазових покладах, водоносних горизонтах, вугільних пластах, океанах тощо. Варто зазначити, що використання діоксиду вуглецю для підвищення вуглеводневилучення виснажених нафтогазових родовищ характеризується підтвердженою ефективністю.

Закачування техногенного діоксиду вуглецю в продуктивні поклади за різними технологічними схемами дає змогу підвищити кінцеві коефіцієнти вуглеводневилучення та зменшити навантаження на навколишнє середовище. Реалізація таких проєктів вимагає пошуку шляхів транспортування техногенного діоксиду вуглецю до місця його утилізації. Діоксид вуглецю можна транспортувати трубопроводами, автомобільним, залізничним та морським транспортом тощо.

Метод транспортування діоксиду вуглецю залежить виключно від відстаней та об'ємів транспортування. Зважаючи на те, що на більшості виснажених родовищ вуглеводнів вже впроваджувалися вторинні технології розробки, існуючу інфраструктуру можна використати в рамках процесу декрбонізації енергетичного сектору України. В даному випадку діоксид вуглецю є корисним продуктом, а реалізація такого роду проєктів дозволить значно знизити вартість модернізації енергоємних підприємств та зменшити рівень шкідливих викидів в атмосферу.

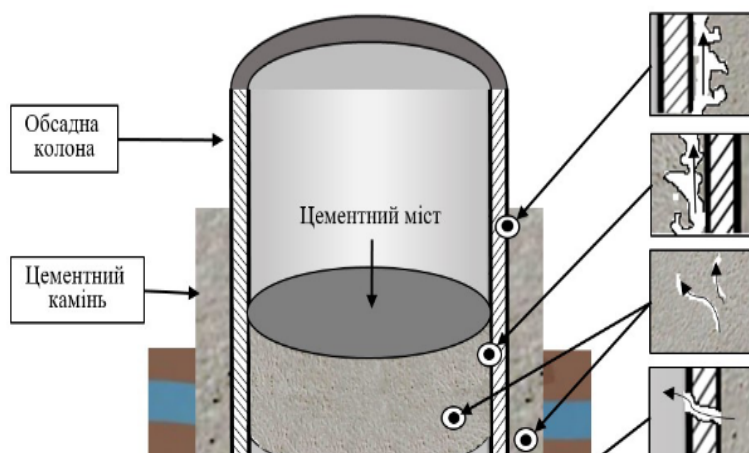
Загалом у світі є безліч інших інвестиційних проєктів щодо уловлювання, транспортування та зберігання техногенного діоксиду вуглецю, які на даний момент знаходяться ще на стадії проведення досліджень. Інтенсивне впровадження технологій уловлювання діоксиду вуглецю зумовлює необхідність пошуку шляхів утилізації, а також методів його транспортування до місця захоронення. Зазвичай транспортування діоксиду вуглецю здійснюється трубопроводами та є досконалою ринковою технологією.

Попередити корозію промислового обладнання можливо шляхом попередньої підготовки діоксиду вуглецю. Перед подачею діоксиду вуглецю в трубопровід здійснюється ретельне його осушення. У такий спосіб можна по-передити і закупорювання трубопроводів, яке, в основному, зумовлене утворенням гідрооксидів у потоках вологого діоксиду вуглецю. Наслідки корозії промислових трубопроводів зображено на рисунку 1.



Рисунок 1 – Наслідки корозії промислових трубопроводів

Вартість транспортування діоксиду вуглецю трубопроводами значною мірою залежить від відстані та об'ємів транспортування. При проєктуванні трубопроводів їх вартість також залежить від поверхневих умов (наявність на маршруті гір, річок тощо). Всі ці фактори можуть подвоїти вартість транспортування діоксиду вуглецю в розрахунку на одиницю об'єму додаткового видобутку вуглеводнів.



Зважаючи на те, що діоксид вуглецю чинить негативний вплив на атмосферу та всі живі організми, вкрай важливим завданням при реалізації стратегії декарбонізації енергетичного сектору є забезпечення утримання діоксиду вуглецю в надрах землі протягом тисяч мільйонів років та недопущення його витоку на поверхню. У випадку реалізації технології нагнітання діоксиду вуглецю у виснажені нафтогазові поклади з метою підвищення їх вуглеводневилучення необхідно здійснювати постійний моніторинг та контроль за просуванням фронту діоксиду вуглецю і станом навколишнього середовища в зоні проведення робіт. Причинами витоку діоксиду вуглецю на поверхню може бути як діяльність людини, так і природні фактори. Потенційними шляхами прориву діоксиду вуглецю на поверхню є свердловини, оскільки, саме вони забезпечують прямий зв'язок між поверхнею та місцем захоронення.

Причини витоку техногенного діоксиду вуглецю на поверхню з нафтогазових свердловин наведено на рисунку 4.

До основних причин витоку діоксиду вуглецю на поверхню відносять : негерметичність цементних мостів на вибої свердловин; дефекти обсадних та експлуатаційних колон, які обумовлені її корозією; негерметичність обсадних та експлуатаційних колон; неякісне і неповне цементування об-садних та експлуатаційних колон. Для реалізації такого роду проєктів необхідно облаштовувати всі свердловини на родовищі спеціальним обладнанням, яке дозволить проводити моніторинг, а також контролювати рівень концентрації техногенного діоксиду вуглецю. Ефективними в цьому випадку буде ви-користання високочутливих геохімічних та геофізичних методів контролю.

Родовища вуглеводнів зазвичай є неоднорідними та характеризуються мінливістю фільтраційно-ємнісних властивостей як за товщиною, так і за площею, що значно ускладнює проведення ефективного контролю за міграцією неуглеводневого газу. В рамках реалізації такого роду проєктів рекомендується проведення повторної сейсмічної розвідки для відстеження підземної міграції діоксиду вуглецю. Корисними можуть також бути такі методи,

як гравітаційні і електричні вимірювання. Для безпосереднього виявлення витоку діоксиду вуглецю необхідно регулярно проводити відбір проб ґрунтових вод та ґрунту».

Михайлюк, В. В. Про можливість застосування імітаційного моделювання для дослідження та проектування ущільнювачів універсальних превенторів / В. В. Михайлюк, І. І. Чудик, Ю. Р. Мосора // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2021. – № 1. – С. 53-61.

«Керування свердловинами в процесі їх спорудження є одним з важливих чинників забезпечення безпеки технологічного процесу. Для керування свердловинами застосовують противикидне обладнання, до складу якого входять універсальні превентори. Це стосується нафтових та газових свердловин, а також свердловин, що забезпечують дегазацію вугільних пластів для зменшення їх газодинамічної активності. Технологічні процеси безпечного ведення робіт вимагають розширення функціональних можливостей вузла ущільнення універсального превентора з одночасним забезпеченням його високих експлуатаційних характеристик. Одним з визначальних факторів для забезпечення необхідної довговічності ущільнювачів за різноманітних режимів експлуатації є дослідження їхнього напружено-деформованого стану.

На сьогодні створено багато програмних продуктів, що ґрунтуються на методі скінченних елементів. Відповідно до призначення і сфери застосування в них закладають різні типи скінченних елементів і моделі поведінки матеріалів. Тому першим і дуже відповідальним етапом для правильної побудови скінченноелементної моделі є вибір моделі поведінки матеріалу. Водночас необхідно визначити ряд фізичних властивостей, що відповідають обраній моделі. Фізичні характеристики та залежність між деформацією і напруженням матеріалів, з яких виготовляють ущільнювальні елементи, задають гіперпружними моделями. Поведінка гуми під час деформування нагадує в'язку рідину. При цьому вона є практично нестисливим матеріалом. Діаграма розтягування має нелінійний характер і зазвичай одну або дві точки перегину (рис. 1).

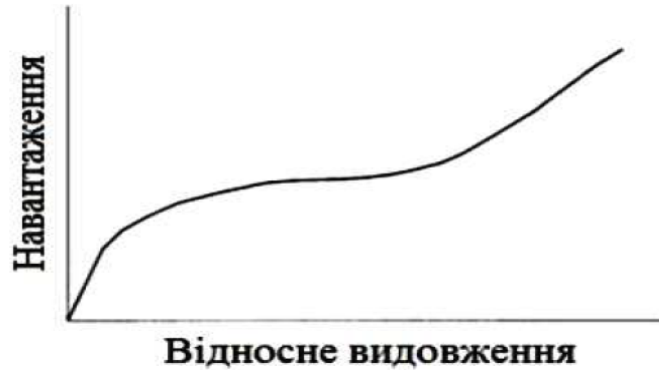


Рисунок 1 – Характер залежності «навантаження – відносне видовження» для гіперпружних матеріалів

Для моделювання та розрахунку методом скінченних елементів гумоподібних і деяких інших полімерних матеріалів існує кілька моделей поведінки матеріалів: Муні-Рівліна, Арруда-Бойса і Блатц-Ко. Модель Муні-Рівліна (Mooney-Rivlin) використовують для опису поведінки малостисливої гуми за розтягування-стискування і базується на залежності для функції густини енергії деформацій. Вона враховує до дев'яти параметрів у вигляді комбінації інваріантів тензора деформацій. Значення цих констант зазвичай визначають під час аналітичного опису експериментальних даних. У сучасних програмних продуктах є можливим обчислення потрібних параметрів шляхом обробки експериментальних даних і отримання графічної інтерпретації вихідної інформації.

Дослідження проводили на гумово-металевих моделях, виконаних у вигляді сектора (рис. 2). Порівняно з натурними зразками досліджувана модель є дещо спрощеною. В той же час вона відповідає вимогам максимального наближення до реального процесу навантаження ущільнювача у місцях найбільш ймовірного руйнування. Розміри моделі визначалися з умови геометричного моделювання (М 1:2) основних параметрів ущільнювача превентора ПУ1 350 x 35.



Фізико-механічні властивості гуми для виготовлення моделей відповідали фізико-механічним властивостям гуми реального ущільнювача. Аналогічні вимоги були дотримані щодо технології виготовлення моделей. Моделі виготовлені у вигляді гумових сегментів висотою 78 мм, кожен з яких армований

однією металевою вставкою. Окремі сегменти відрізнялися між собою різними розмірами вставок (товщиною і шириною).

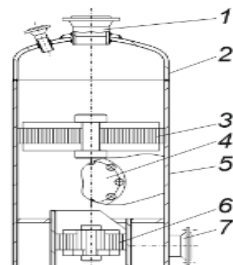
У ході проведених теоретичних і експериментальних досліджень визначено константи матеріалу для реалізації моделі Муні-Рівліна, яку використовують для опису поведінки малостисливої гуми в програмних продуктах на базі методу кінцевих елементів. Водночас опробовано спосіб визначення констант матеріалу ущільнювача за результатами досліджень його спрощеної моделі. Високою достовірністю одержаних результатів, яка характеризується сукупною похибкою експериментальних і теоретичних досліджень до 5 %, підтверджено можливість використання імітаційного моделювання для проєктування елементів універсальних превенторів, і, зокрема, для дослідження впливу геометрії арматури ущільнювача на його напружено-деформований стан загалом».

Моделювання газового вертикального сіткового сепаратора / В. В. Михайлюк, О. Я. Фафлей, В. О. Мельник [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2022. – № 1. – С. 91-100.

«Перед транспортуванням газ, що видобувається на газових родовищах, обов'язково проходить попереднє очищення. Для цього застосовують газові сепаратори, від ефективності роботи яких залежить якість товарної продукції. Існує багато сепараторів різних конструкцій, але, зазвичай, вони складаються із секцій, які відрізняються конструктивними особливостями. Ефективність сепарації газу залежить від внутрішніх пристроїв сепараторів, таких як: вхідні перегородки, хвилерізи, піногасник, краплевідбійники, краплеуловлювачі, протизавихрювачі. Незважаючи на те, що газовий вертикальний сепаратор має ефективність більше 99%, цікавим лишається розподіл руху газу у ньому, особливо у таких відповідальних його елементах, як коагулятор та краплеуловлювач.

Для проєктування різного обладнання, в тому числі і нафтогазового, масового використання набули програми комп'ютерного імітаційного моделювання. Такі програми дають можливість досліджувати обладнання (визначати його напружено-деформований стан, прогнозувати довговічність, моделювати поведінку гідрогозодинамічних потоків тощо).

На рис.1 зображено типову схему газового вертикального сіткового сепаратора.

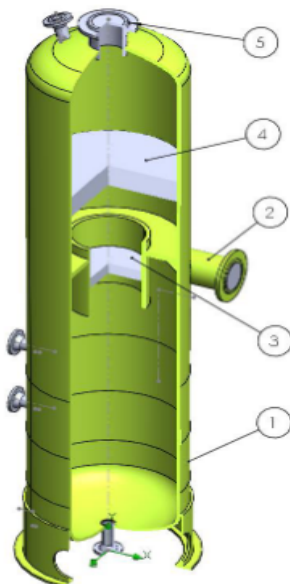


Газ на сепарацію потрапляє у корпус 5 сепаратора через вхідний патрубок 7, який розміщений тангенціально. Далі із газу виділяються частинки рідини які мають більшу масу, тож, відповідно, осідають на днищі 9. Сам газ із дрібнішими частинками рідини рухається вгору через коагулятор 6, у якому відбувається частинки рідини збільшуються. Далі газ із цими частинками потрапляє на краплеуловлювач 3, де краплі вологи осідають на сітці, а очищений від неї газ виходить із корпуса сепаратора крізь вихідний патрубок 1.

Розроблення тримірної моделі сепаратора Особливістю тримірної моделі сепаратора, що розроблена у середовищі SolidWorks (рис.6) є те, що вона побудована як одна деталь. Це спрощення зроблене з метою економії часу на побудову та зменшення похибок, які виникають під час моделювання газодинамічних процесів, що відбуваються у сепараторах. Тримірна модель розробленого газового сепаратора наведена на рис.2.

Імітаційне моделювання сепаратора Поставлена задача є внутрішньою, тобто рух газу моделюється в замкнутому просторі, обмеженому вхідними і вихідними отворами та стінками моделі. Цей тип підходить для вирішення завдань, пов'язаних з рухом газу в трубопроводах, клапанах, кранах, теплообмінниках тощо.

Модель сепаратора була спрощена, оскільки додаткові елементи лише ускладнюють розрахункову сітку, суттєво сповільнюють розрахунок без помітного покращення його результатів. Після спрощення залишається тільки внутрішня частина апарату, тобто основна секція сепарації, коагулятор та краплеуловлювач. Основну секцію сепарації конструктивно не змінено, а от у краплеуловлювачі було повністю забрано систему кріплення. Також були відкинуті деякий технологічні елементи –труби, патрубки тощо, які не чинять істотного впливу на результати розрахунку.



1 – корпус у зборі; 2 – вхідний патрубок;
3 – коагулятор; 4 – краплеуловлювач (сітка);
5 – вихідний патрубок

Виконання імітаційного моделювання побудованої тримірної моделі сепаратора дало змогу виявити недоліки конструкції вертикального газового сіткового сепаратора. Ними виявились нерівномірність розподілу швидкості руху газу у коагуляторі та краплеуловлювачі.

Для усунення цих недоліків запропоновано встановити у

корпусі сепаратора відбивач сферичної або конічної форми. У результатів порівняння роботи конструкцій відбивачів встановлено, що використання сферичної конструкції відбивача створює рівномірніший рух потоку газу через краплеуловлювач сепаратора».

***Розроблення комплексного захисту металу
обсадної колони від сірководневої корозії/ С.В.
Нестеренко, А. Немах, Д.Ф. Донський [та
ін.]//Нафтогазова галузь України. – 2021. – № 1. – С.
18-22.***

Проблема надійного кріплення обсадної колони для нафтових і газових родовищ із проявленням агресивних газів, таких як сірководень або CO_2 , є актуальною. Насамперед це зумовлено проблемами цементування свердловин, що потребує розроблення нових тампонажних розчинів. З іншого боку, подовження термінів експлуатації свердловини потребує використання нових матеріалів, які мають більшу стійкість до корозійних руйнувань. З геологічного погляду родовища півдня Іраку, зокрема ті, які належать до світи Мішріф і Зубейр, характеризуються багатопластовістю і розчленованістю і складаються з карбонатних та рифових порід. Оскільки основним методом видобутку на нафтових родовищах півдня Іраку є заводнення, в більшості випадків (65%) спостерігається руйнування металевих конструкцій внаслідок корозійних руйнувань. Аналіз можливих причин таких процесів показує, що майже кожне родовище характеризується присутністю як сірководневих, так і вуглекислотних компонентів у широких інтервалах. Присутність соляних штоків сприяє формуванню високоактивного мінералізованого середовища і створює найбільш небезпечні умови експлуатації для труб, гірлового і наземного устаткування нафтових свердловин.

Особливістю експлуатації нафтових свердловин у складних гірничогеологічних умовах Іраку є наявність у складі флюїдів у пластах-колекторах високих концентрацій сірководню, вуглекислоти та хлорид-іонів. При цьому температурні інтервали експлуатації колон та цементного каменю знаходяться в межах 80–120 °С. Це ускладнює експлуатацію нафтогазового обладнання та створює додаткові умови для деформації та руйнування проблемних ділянок обсадних колон внаслідок активного протікання корозійних процесів як у колоні, так і в цементному кільці. Для більш повного використання нафтовидобувного потенціалу Іраку необхідно забезпечити безаварійну роботу свердловин з можливістю мобільного регулювання видобутку, що можливо у разі проведення комплексного антикорозійного захисту під час цементування і при виборі матеріалу обсадної колони.

Наявність означених факторів потребує комплексного підходу до організації протикорозійного захисту проблемних ділянок обсадних труб. Поряд із використанням сучасних конструкційних матеріалів для будівництва обсадної колони, якими є аустенітно-феритні сталі, є додатковий ресурс для поліпшення антикорозійних властивостей проблемних відрізків обсадних колон за рахунок захисту металевої поверхні модифікованими тампонажними матеріалами. Метою цієї роботи є вивчення можливостей комплексного захисту обсадних колон при використанні нових феритно-аустенітних сталей та модифікованих існуючих тампонажних сумішей без погіршення їх технологічних властивостей та оцінка їх ефективності з погляду антикорозійного захисту металевої поверхні для агресивних середовищ. Для проведення дослідження були використані зразки тампонажних сумішей, які традиційно використовуються на нафтопромислах Іраку (портландцемент марки G) порівняно зі шлакопортландцементом. Як домішки використовувалися побічні продукти коксохімічного виробництва. Пошкодження колон в процесі їх експлуатації може бути пов'язано з ненадійною конструкцією свердловинного обладнання, закладеною ще на стадії проєктування (вибір матеріалу), а також із невиконанням проєктних рішень у процесі будівництва свердловин. Ще однією причиною порушення герметичності кріплення свердловин може бути застосування тампонажних матеріалів, що не мають достатньої стійкості в агресивних середовищах і не забезпечують надійну ізоляцію металоконструкцій. Підтвердженням вище сказаного є збільшення числа міжпластових заколонних перетоків, пов'язаних із погіршенням якості цементного каменю (до 70–80 % всього фонду свердловин). Це призводить до скорочення термінів безаварійної роботи свердловини і потребує передчасного проведення ремонтно-відновлювальних робіт, які, однак, не дозволяють відновити первісну надійність кріплення. При цьому швидкість корозії на поверхні обсадної колони залежить від різних факторів і може різко змінюватися. Наявність вуглекислоти і сірководню, що міститься у пластових флюїдах, також обумовлюють високі швидкості корозії обсадних колон. Залежно від того, з якими електролітами обсадна колона знаходиться в контакті, електрохімічна корозія може протікати як із кисневою (в разі контакту з буровими розчинами), так і з водневою деполяризацією (під час контакту з пластовими водами, насиченими кислими газами, наприклад, сірководнем).

Корозійну активність пластової води пропонується визначати потенціометричним методом, на базі потенціостата EP-20 А, автоматично керованого програмою за допомогою комп'ютера.

Метою цих досліджень є вивчення корозійної стійкості сучасних аустенітно-феритних сталей (АКС: AISI 304, AISI 316Ti, AISI 316 L, ДКС: SAF 2507, АКС 254 SMO фірми Sandvik) у пластових водах нафтопромислів Іраку в порівнянні з використанням сталі К-55 (найближчий аналог в Україні – сталь 45) шляхом вимірювання показника швидкості, а також вивчення механізму

локальної корозії цих сталей у пластовій воді нафтопромислів у присутності сірководню і вуглецевого газу шляхом вивчення динаміки процесу при металографічних дослідженнях».

***Як відновити нафтопереробку в Україні
[Електронний ресурс]/ - Режим доступу:
<https://zn.ua/ukr/economic-security/jak-vidnoviti-nafto-pererobku-v-ukrajini.html>.***

« Від стану нафтопереробної галузі значною мірою залежатиме національна безпека країни.

Ефективність цієї галузі, в свою чергу, залежить від двох складових — обсягів забезпечення сировиною та спроможності її переробити. На сьогодні в Україні кожна із цих складових перебуває в занепаді. При річному обсязі споживання нафтопродуктів у країні до 10–11 млн тонн власний видобуток нафти з газовим конденсатом становить до 2 млн. Тому для задоволення власних потреб у країну щороку імпортується до 8 млн тонн бензину і дизельного палива вартістю понад 10 млрд дол. Повномасштабна війна з Росією ще більше загострила цю проблему.



Що сталося з нашими нафтопереробними заводами

Торік працювали лише Кременчуцький і Шебелинський заводи, які забезпечували до третини потреб у паливі. Всі інші — Лисичанський, Одеський, Дрогобицький, Надвірнянський і Херсонський — нафтової сировини не переробляли. Їхня загальна встановлена потужність становить 51 млн тонн нафти.

Головна причина такого стану полягає у тому, що вітчизняні нафтопереробні заводи настільки технологічно застаріли, що можуть випускати нафтопродукти лише низької якості: за європейською шкалою — Євро-2, Євро-3. Тоді як у Європі вже виробляють нафтопродукти стандарту Євро-5.

Крім того, вітчизняний ринок пально-мастильних матеріалів заповнений продукцією напівлегальних міні-НПЗ, які не мають повного циклу переробки нафти. В Україні працювало близько 20 таких міні-НПЗ. Жоден із них не випускає палива стандарту Євро-5. Це низькоякісна продукція класу Євро-2, у кращому разі — Євро-3, яку вони через сотні своїх АЗС продають здебільшого у тіньовому сегменті. Боротьба проти них ведеться, але, на жаль, ці заходи або недостатні, або просто показові.

Сьогодні 95% імпортованого бензину та 72% дизельного палива ми отримуємо з країн ЄС. Лідерами постачання є Румунія, Литва, Словаччина, Греція, Болгарія та Польща.

Така ситуація склалася попри те, що потужності наявних нафтопереробних заводів вистачає для забезпечення українського внутрішнього ринку нафтопродуктами. Але байдужість усіх гілок влади призводить до повного знищення нафтопереробної галузі країни: нафтовидобуток скорочується, заводи майже знищено.



Енергетична безпека держави під час воєнного стану потребує особливої уваги до такої важливої галузі, як нафтопереробка, що має бути стратегічною та пріоритетною для нашої влади.

Значний внесок у зміцнення енергетичної безпеки країни шляхом збільшення випуску моторного палива може зробити Львівська область. На сьогодні в області вже видобуто 45,4 млн тонн нафти з конденсатом, розвідано 15,5 млн, нерозвідані ресурси становлять 70,4 млн тонн.

На жаль, стан із приростом розвіданих запасів не забезпечує належної компенсації досягнутого рівня видобутку, яка, за світовими нормами, мала би бути двократною. Саме з цієї причини щорічний видобуток нафти в області становить лише 250 тис. тонн.

Найважливішим стратегічним напрямом подальших пошуків покладів нафти є великі, понад 5 км, глибини. Але стан економіки України, її нафтової індустрії не дає можливості самостійно освоювати цей напрям пошуково-розвідувальних робіт. Перспективних пошукових об'єктів на заході України на глибинах понад 5 км досить багато, що дає надію на значне нарощування видобутку нафти та її подальшого використання».

Техніка і технологія розвитку



***Добровольський, І. В. Підвищення герметичності запірних органів засувок фонтанних арматур/
І. В. Добровольський, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько // Нафтогазова галузь України. – 2021. – № 1. – С. 26-36.***

«Засувки фонтанної арматури та її обв'язки забезпечують технологічний процес, фонтанну й газову безпеку під час видобування нафти та газу, а також під час освоєння, дослідження та інтенсифікації роботи свердловин. Від їх герметичності залежить безперервність процесу видобутку, достовірність даних досліджень свердловин, ефективність робіт з інтенсифікації привибійної зони пласта, недопущення забруднення навколишнього середовища флюїдами, що видобуваються, а також технологічними матеріалами, котрі використовують під час ремонту та інтенсифікації роботи свердловин. У разі негерметичності фонтанних арматур можуть виникнути аварійні пропуски газу та нафти на гирлі свердловини, під час спалахування котрих може відбутися розтеплення всіх кріпильних деталей і виникнення відкритого палаючого фонтану. На фото (рис.1) показаний відкритий палаючий фонтан на свердловині № 111 Куличихінського ГКР.

Під час відносного руху запірних органів засувок фонтанної арматури між контактуючими поверхнями неминує виникає тертя. Внаслідок цього вони зношуються. Інтенсивність зношування залежить від умов взаємодій пар тертя.

Процеси зношування деталей фонтанної арматури (шибер – сідло) можна кваліфікувати за швидкістю елементарних актів руйнування робочих поверхонь (табл.1). Повільні процеси руйнування мікрооб'ємів відбуваються, коли для відділення частинки поверхні потрібно досить велике число циклів або під час

стабілізації процесу взаємодії, коли взагалі не відбувається відділення частинок зношення.

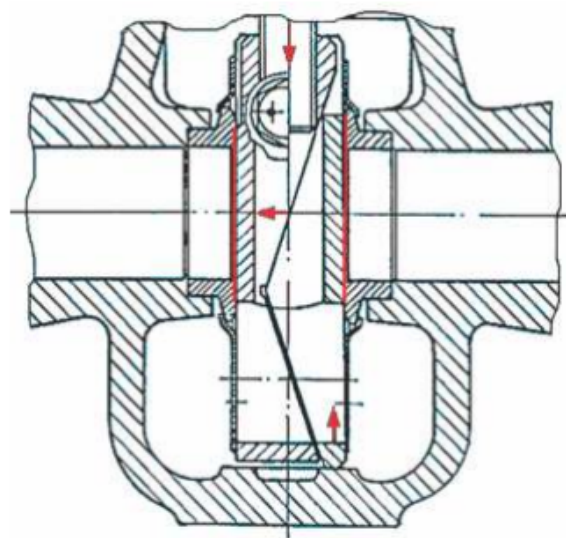
Рис. 1

Відкритий палаючий фонтан на св. № 111
Куличихінського ГКР



Рис. 2

Молекулярне схоплювання контакту поверхонь
клінкетного шибера і сідел



Таблиця 1

Класифікація процесів зношування деталей фонтанної арматури

№ п/п	Група	Швидкість елементарних процесів руйнування	Вид зношування	Основний процес, що характеризує вид зношування
1	Механічне	Повільні процеси	Утомлююче зношування	Повторно вироблене деформування, що викликає утомлююче руйнування.
2	Механічне	Середньої швидкості (стадійні процеси)	Зношування при крихкому руйнуванні, утомлююче малоциклічне	Поступове підвищення крихкості поверхневого шару (внаслідок наклепу), потім його руйнування.
3	Механічне	Середньої швидкості	Пластичне деформування	Перебіг поверхневого шару, мікродеформування під дією переданого навантаження.
4	Механічне	Швидкоплинні	Абразивне зношування	Різання, дряпання твердими частинками або тілами.
5	Молекулярно-механічне	Швидкоплинне	Адгезійне зношування при заїданні	Молекулярне схоплювання і тертя, руйнування зв'язків, виривання частинок.

Процеси середньої швидкості відділення елементарних мікрооб'ємів матеріалу характеризуються крихкимруйнуваннямповерхні шиберної пари. Причиною високої крихкості є постійне збільшення наклепу внаслідок великих питомих тисків,що ведуть до охрупчування шару.

Швидкоплинні процеси руйнування мікрооб'ємів –коли під час перших же актів взаємодії пари «шибер–сідло» відбувається відділення продуктів зношування,що призводить до великої інтенсивності процесу зносу.

Швидкоплинні процеси руйнування мікрооб'ємів приводять до великої інтенсивності процесу, і зношення як результат цих процесів відносяться до неприпустимих видів ушкоджень.

Процеси середньої швидкості відділення елементарних мікрооб'ємів матеріалів характерні при циклічних процесах руйнування. Інтенсивність таких процесів може змінюватися в широких межах, а ушкодження можуть відноситися як до допустимих, так і до неприпустимих.

Повільні процеси вимагають для руйнування мікрооб'ємів досить великого числа циклів і відносяться до категорії допустимих. Якщо під час взаємодії поверхонь мають місце умови для виникнення зношування різних видів, то протікає той, який володіє більшою швидкістю.

На рис.2 показано молекулярне схоплювання контактуючих поверхонь клінкетногошибера і сідел через прикладення надмірних зусиль під час закриття засувки та через відсутність мастила в корпусі. Під час відкриття засувки, у разі прикладення надмірних зусиль, що в 3–4 рази перевищують паспортні, сталося швидкоплинне руйнування зв'язків і виривання частинокшибера і сідел. У процесі експлуатації на запірні органи засувки фонтанної арматури діє ще низка руйнівних чинників. Це гідро-ігазоабразивне зношування бічних циліндричних поверхонь прохідних отворів, що має місце при відкритті засувки, та рух через неї робочого середовища. Зношення від цього чинника порівняно невелике і практично не впливає на герметичність засувки. Однак він стає досить істотним у разі нештатної ситуації, коли засувка замкнута не повністю. У цьому разі вона починає працювати в режимі «штуцера», швидкість потоку робочого середовища зростає, і спостерігається так звана «щілинна ерозія», яка призводить до розмиву кромки прохідних отворів (як нашибері, так і на сідлах) і втрати придатності засувки загалом».

***Кондрат, Р. М. Удосконалення технологій
дорозробки виснажених газових покладів
/ Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Л. І. Хайдарова
// Розвідка та розробка нафтових і газових
родовищ. – 2022. – № 2. – С. 26-36.***

«Розглянуто особливості завершальної стадії розробки газових покладів. Охарактеризовано відомі методи підвищення газовилучення із виснажених газових покладів. Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів, який включає аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренажу видобувних свердловин, технології видобутку залишкового газу із слабкოდенованих, низькопроникних

ділянок покладу; технології витіснення залишкового газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема азоту; технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

Відповідно до промислових даних по закінчених розробкою покладах середнє значення кінцевого коефіцієнта газовилучення становить близько 85-90 %, хоча зустрічаються випадки значно менших кінцевих коефіцієнтів газовилучення. До можливих напрямів підвищення газовилучення з виснажених газових покладів відноситься витіснення із пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами. Загалом для виснажених газових покладів, що розробляються при газовому режимі, важливо забезпечити мінімізацію значень кінцевого пластового тиску як у зоні розміщення видобування свердловин, так і у периферійних зонах, а також слід інтенсифікувати видобуток залишкового газу, оскільки тривала дорозробка покладів з низьким поточним видобутком газу може виявитися економічно недоцільною. Значна кількість газових покладів розробляється за водонапірного режиму, який супроводжується защемленням частини газу водою у пористому середовищі та обводненням свердловин переважно по найбільш проникних пластах і ділянках. На завершальній стадії розробки газових покладів за водонапірного режиму уже сформувалися основні напрями надходження законтурної води. В цих умовах важливо забезпечити регулювання переміщення фронту води з вирівнюванням положення контура газоносності і видобуток частини защемленого газу з обводнених пластів. Результати виконаних досліджень свідчать про можливість сповільнення руху і вирівнювання положення газоводяного контакту шляхом нагнітання з поверхні в зони активного надходження води відповідних агентів впливу.

Метою роботи є вдосконалення технологій підвищення ступеня вилучення і поточного видобутку газу з виснажених газових покладів шляхом мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зонах дренування свердловин, видобутку залишкового газу з підвищеним тиском із слабодренованих, низькопроникних ділянок пласта, регулювання надходження законтурної води в поклади і видобутку защемленого газу з обводнених пластів.

Для отримання високого значення газовилучення із макрооднорідних газових покладів при газовому режимі необхідно забезпечити мінімальне значення кінцевого пластового тиску. Для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і, відповідно, підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в УКПГ і втрати тиску при русі газу в привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин. Зменшення тиску на вході в УКПГ досягається введенням в експлуатацію дотискної компресорної станції (ДКС), подаванням газу місцевим споживачам і використанням газу на місці видобування. Досвід розробки вітчизняних газових покладів свідчить

про можливість зниження тиску на вході ДКС до 0,15-0,2 МПа. Тиск на гірлі свердловин бути дещо вищим внаслідок втрат тиску в системі збору газу. Залежно від типу споживача, відстані до нього та особливостей облаштування родовища, тиск на гірлі свердловин може бути знижений до 0,2 – 0,4 МПа і менше. Щоб уникнути гідратоутворення у викидну лінію, на гірлі свердловини вводять інгібітори гідратоутворення, а для боротьби із скупченням рідини на викидній лінії безпосередньо біля гірла свердловини або у понижених ділянках встановлюють розширювальні камери для відокремлення вільної рідини, вводять у газорідний потік на гірлі свердловини розчини піноутворюючих ПАР, періодично продувають викидну лінію через сепаратор у газопровід низького тиску або на факел з періодичним очищенням викидної лінії від рідини за допомогою поршнів різного типу. Додаткові втрати тиску у стовбурі свердловини можуть бути викликані утворенням на вибої глинисто-піщаних корків у випадку нестійких порід-колекторів, скупченні на вибої води, що надходить з окремих водоносних прошарків чи обводнених пластів, гідратоутворенням і солевідкладенням у НКТ. Для боротьби з цими ускладненнями потрібно застосовувати методи запобігання руйнуванню нестійких порід, ізолювання обводнених пластів, винесення рідини з вибою на поверхню і фізико-хімічні методи запобігання виникненню гідратоутворень і відкладанню солей у НКТ.

Завершальна стадія розробки газових покладів характеризується істотним виснаженням пластової енергії, низькодебітністю свердловин, неповним охопленням покладів розробкою через неоднорідність продуктивних відкладів і нерівномірність розміщення видобувних свердловин на площі газоносності. Завдання раціональної дорозробки виснажених газових покладів полягає у виправленні негативної ситуації, яка склалася, шляхом запровадження відповідних геолого-технічних заходів і підвищенні поточного і накопиченого видобутку газу із покладів. Запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів. Він включає: аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренажу видобувних свердловин; технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу; технології витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема, азоту; технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів за водонапірного режиму шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

Відповідно до результатів досліджень встановлено, що для мінімізації значень кінцевого пластового тиску і для підвищення кінцевого газовилучення з покладів необхідно зменшити тиск на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і втрати тиску під час руху газу в привибійній зоні, стовбурі і

викидних лініях свердловин; на покладах з макронеоднорідними колекторами потрібно використовувати комбіновану систему розміщення вертикальних, похилоскерованих і горизонтальних свердловин з проведенням поінтервальних гідророзривів по довжині горизонтального стовбура; для отримання високих технологічних показників дорозробки виснажених газових покладів у водонапірному режимі необхідно забезпечити вирівнювання положення фронту води, а також вилучити частину защемленого газу з обводнених зон шляхом запомповування азоту у приконтурні свердловини, розміщені в зонах активного надходження пластової води в поклад. Щоб запобігти прориву азоту в газонасичену частину покладу і до видобувних свердловин необхідно періодично запомповувати у нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів поверхнево-активних речовин і водних суспензій різних речовин. Використання запропонованих розробок дозволить підвищити поточний видобуток газу із виснажених покладів і кінцевий коефіцієнт газовилучення».

Корнута, В. А. Застосування семантичних технологій для розроблення методики проектування елементів нафтогазового обладнання / В. А. Корнута, О. В. Корнута // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2022. – № 1. – С. 82-87.

«Проведено дослідження використання інструментів систем прийняття рішень на основі онтологічних описів та в цілому семантичних мереж у процесі конструювання нафтогазового обладнання в рамках виконання навчальних та індустріальних задач.

При створенні онтологій можна використовувати мови представлення онтологій або використовувати конструктор онтологій – додаток, що підтримує створення та управління онтологією, імпортування/експорту в різних форматах, доступ до бібліотек онтологій, візуалізацію, мови запитів. Конструктор онтологій дозволяє вносити зміни до системи фахівцям, не знайомим з мовами програмування. На сьогоднішній день одним із найбільш перспективних стандартів організації онтологічних баз даних, що визначають структуру об'єктів і систем, є стандарт ISO 15926. Це стандарт обміну інформацією, призначений для використання у промисловості (насамперед, нафтогазовій). Основними особливостями стандарту є специфічний підхід до класифікації об'єктів та їх відносин, облік тимчасової складової об'єктів (4D моделювання), можливість моделювання життєвого циклу систем (а не просто поточного стану тієї чи іншої системи). Стандарт містить онтологічне ядро і передбачає використання

спільних бібліотек довідкових даних для створення прикладних інформаційних моделей. Все це забезпечує як його переваги (можливість створення високоякісних і релевантних моделей життєвого циклу систем, відмінний потенціал використання для передачі інформації між різними організаціями за допомогою загального «онтологічного словника»), так і недоліки (зростаючу складність моделей, що виходять, високий «порог входу» за рівнем знань, необхідних для оволодіння стандартом та його використання).

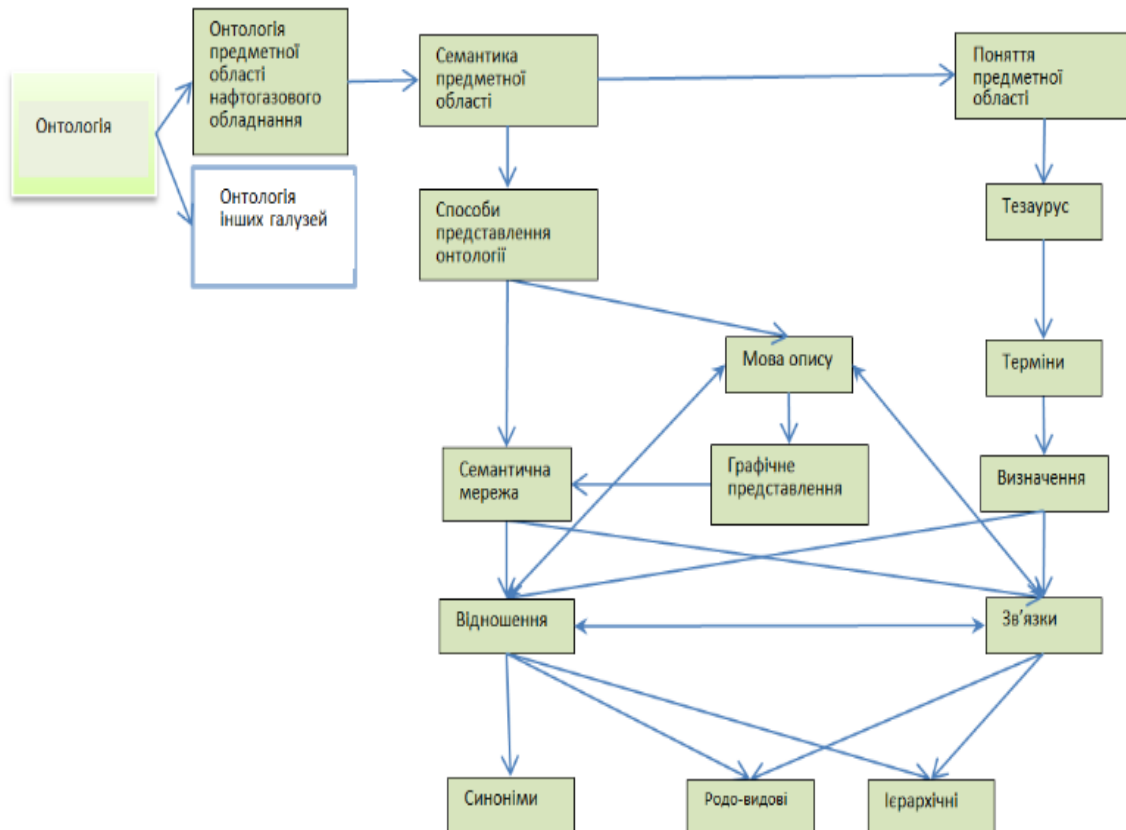


Рисунок 1 – Основні елементи поняття «Онтологія»

Узагальнену структуру онтології, яка відноситься до нафтогазового обладнання, наведено на рисунку 1. Для побудови онтології предметної області «Нафтогазове обладнання» варто використовувати загальноприйнятий підхід побудови семантичної мережі та тезаурусу, які містять терміни з визначеними відношеннями та зв'язками, описані мовою опису. Необхідність у розробці онтології викликана різними факторами та, перш за все, завдяки специфікації термінів предметної області з'являється можливість аналізувати та одержувати знання у обраній предметній області, що є корисним для нових користувачів, наприклад, студентів. При створенні онтологій у суміжних предметних областях, можлива їх інтеграція.

Згідно стандарту та джерел розглянемо проєктування онтології в предметній області «Буровий верстат». Проєктування починається з визначення предметної області (в даному випадку «Буровий верстат»), визначення стадій проєктування та елементів обладнання. Наступний етап—визначення навчальних матеріалів, таких, як: словники, підручники, посібники, довідники, тощо, котрі будуть використовуватись при створенні предметної області. Зауважимо, що термінологічна база та методи її поширення можуть змінюватись при створенні та використанні онтології. Загальна термінологія, що міститься в тезаурусі, базується на підручниках, навчальних посібниках та термінологічних словниках. Важливе значення надається і вибору онтологічного редактора. Згідно із стандартами ISO15926 за критеріями для порівняльного аналізу онтологічних редакторів приймають відкритість системи та зручність роботи, можливість імпорту даних, підтримку формату OWL. На основі порівняльного аналізу для проєктування онтологій використовували онтологічний редактор Protégé. Система Protégé є одним з найбільш відомих інструментів для створення онтологій. Цей продукт був розроблений Центром біомедичної інформатики Стендфордського університету і є вільно розповсюджуваним програмним забезпеченням. Програма реалізована у вигляді кросплатформеного десктопного додатку та у вигляді WEB-додатку. Зовнішній вигляд інтерфейсу програми наведений на рисунку 2.

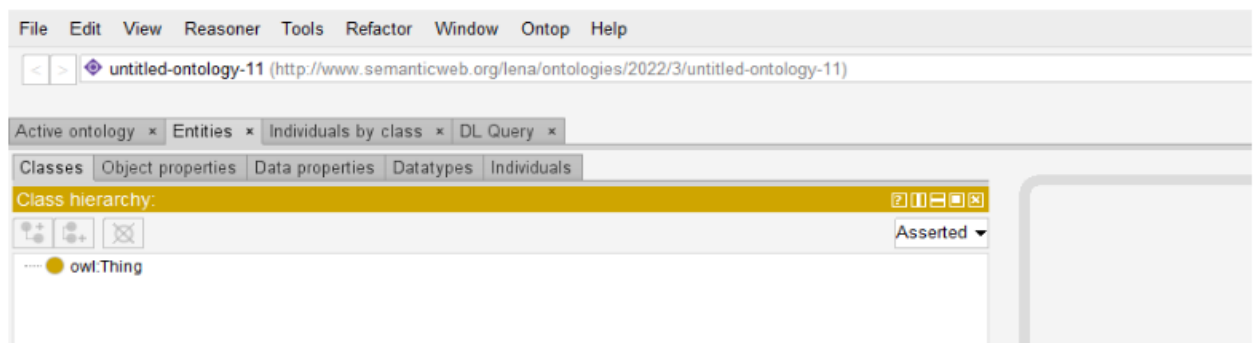


Рисунок 2 – Зовнішній вигляд інтерфейсу програми Protégé

Всі поняття предметної області поділяють на класи, підкласи, екземпляри. При побудові онтології необхідно визначити класи, організувати їх в деяку ієрархію, визначити слоти та заповнити їх значеннями.

Для розробки ієрархії класів в онтології існують різні підходи. Можливе визначення розпочинаючи з нижніх класів ієрархії з наступним групуванням цих класів у більш загальні поняття або визначення циркуляційна система; пневмо-управління бурового верстата; електрообладнання; противикидне обладнання та ін.).

Наступний етап – визначення навчальних матеріалів, таких, як: словники, підручники, посібники, довідники, тощо, котрі будуть використовуватись при створенні предметної області. Зауважимо, що термінологічна база та методи її поширення можуть змінюватись при створенні та використанні онтології. Загальна термінологія, що міститься в тезаурусі, базується на підручниках, навчальних посібниках та термінологічних словниках.

Важливе значення надається і вибору онтологічного редактора. Згідно із стандартами ISO15926 за критеріями для порівняльного аналізу онтологічних редакторів приймають відкритість системи та зручність роботи, можливість імпорту даних, підтримку формату OWL. На основі порівняльного аналізу для проєктування онтологій використовували онтологічний редактор Protégé.

Програма реалізована у вигляді кросплатформеного десктопного додатку та у вигляді WEB-додатку. Зовнішній вигляд інтерфейсу програми наведений на рисунку 2. Всі поняття предметної області поділяють на класи, підкласи, екземпляри. При побудові онтології необхідно визначити класи, організувати їх в деяку ієрархію, визначити слоти та заповнити їх значеннями. Для розробки ієрархії класів в онтології існують різні підходи. Можливе визначення розпочинаючи з нижніх класів ієрархії з наступним групуванням цих класів у більш загальні поняття або визначення найбільш загальних понять предметної області з наступною конкретизацією та уточненням. Також можлива комбінація цих підходів (визначення більш значимих понять з наступним узагальненням та обмеженням). При цьому класи та підкласи в онтології утворюються сутностями та складають таксономію (ієрархію понять). Наукоємні предметні області з великою кількістю інформації та можливістю трансформації задач протягом всього життєвого циклу онтології, до яких відноситься нафтогазове обладнання, переважно вимагають створення онтології з визначення загальних понять з наступною конкретизацією. До онтології, що містить сутності, пов'язані лише ведучим типом відносин, пропонується додавати сутності з іншими типами відносин шляхом встановлення між ними зв'язків-асоціацій».

**Макаренко, В. Д. Технологія очищення
насосно-компресорних труб від
гідратосмолопарафінових відкладів
/ В. Д. Макаренко, А. В. Ляшенко, О. Ю. Витязь
// Нафтогазова енергетика. – 2021. – № 2. – С. 80-87.**

«Під час експлуатації нафтогазових свердловин постійно спостерігається спад видобутку продукції. Причиною можуть бути різні чинники, як,

наприклад, зменшення внутрішнього простору насосно-компресорних труб (НКТ) за рахунок відкладення гідратопарафінів, асфальтенів, смол та мінеральних солей.

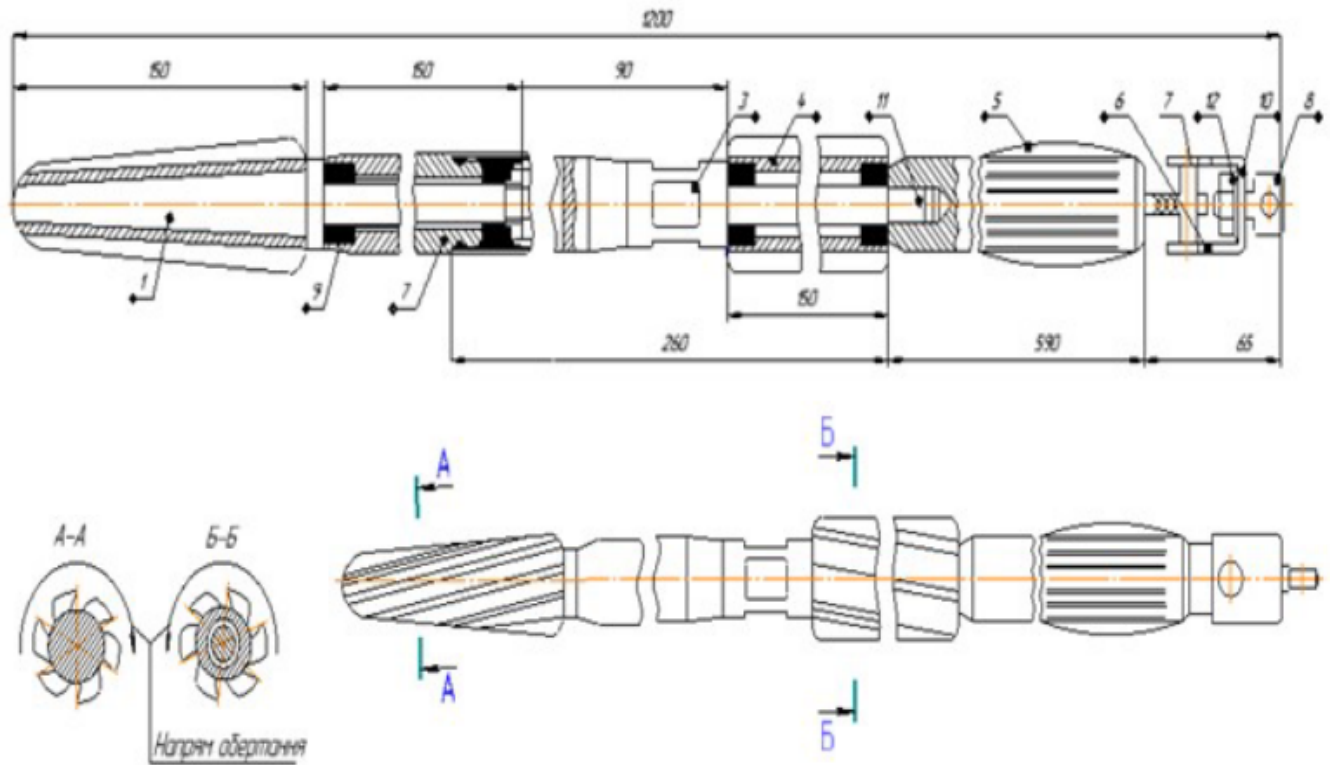
Для попередження та очищення від цих відкладів застосовуються нанесення спеціальних покриттів на внутрішню поверхню труб, введення в перекачуваний потік різних хімічних реагентів, обробка ультразвуком, магнітна обробка, механічні методи тощо. Однак, деякі з цих методів визнано малоефективними, економічно не вигідними або такими, які швидко виходять з ладу. Саме тому було запропоновано удосконалену конструкцію пристрою для механічного очищення внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб нафтогазових свердловин.

В даний час для очищення внутрішнього простору труб НКТ на родовищах найчастіше застосовують хімічні методи та механічні щітки-поршні, однак через зношування вони швидко виходять з ладу і не дають бажаного результату. Багатьма фахівцями-практиками визнано малоефективним застосування хімічних реагентів, що розчиняють парафінові та інші відклади, через викликані ними високу локальну корозію та розгерметизацію стінок труб НКТ. Відомі випадки, коли після використання хімреагентів корозія вражала стінки НКТ з утворенням наскрізних свищів протягом 2-3-х місяців, що призводило до значних матеріальних витрат і важких екологічних наслідків, тому цій проблемі за останні роки в нафтогазо-видобувних компаніях приділяють значну увагу. Оскільки на багатьох родовищах України більшість з методів боротьби технічно важко реалізувати і вони є економічно недоцільними, на сьогодні найчастіше обмежуються проведенням заходів з механічного очищення. Методи видалення гідратосмолопарафінових відкладів передбачають застосування шкребків, проте більшість з них мають суттєві конструкційні недоліки, а сам метод є тривалим і трудомістким. Таким чином, виникає гостра потреба у розробленні сучасного пристрою для ефективного очищення внутрішньосвердловинного обладнання від гідратосмолопарафінових та інших органічних відкладів.

Для очищення внутрішнього простору труб НКТ від відкладів запропоновано вдосконалене обладнання (рис. 1).

При закритій буферній засувці пристрій поміщають в лубрикатор, який герметизується. Після відкриття буферної засувки за допомогою тягового органу пристрій опускають в колону НКТ до початку контактування з рідиною. Вихідний потік рідини починає обертати консольну фрезу вправо, а затиловочна фреза при цьому обертається вліво через протилежно спрямовані елементи. У такий спосіб відбувається зрізання нафтових відкладів. Зруйновані відклади підхоплюються потоком свердловинної рідини і виносяться на поверхню. Наявність консольної фрези 1, виконаної конструктивно у вигляді зрізаного конуса, дозволяє збільшити швидкість обертання (до 900 об/хв) і

швидкість переміщення пристрою в робочому режимі, а отже, збільшити продуктивність при високій якості очищення. Робота консольної 1 і затиловочної 4 фрез одночасно перешкоджає виникненню обертового моменту на направляючому стрижні 5.



1 – конусна фреза, 2 – корпус підшипника, 3 – зв'язок, 4 – затиловочна фреза, 5 – направляючий стрижень, 6 – скоба, 7 – вісь, 8 – вертлюжок, 9 – підшипник ковзання, 10 – шайба, 11 – штифт, 12 – гайка

Рисунок 1 – Конструкція очисного пристрою моделі СКФ-03

Висока зносостійкість матеріалу фрез дозволяє використовувати їх тривалий час. Наприклад, дві одиниці очисних пристроїв нової конструкції дозволили очистити від гідрато-смолопарафінових відкладень близько 50 труб НКТ впродовж трьох років, що дало можливість збільшити видобуток нафти на 15-20%. В теперішній час важливо налагодити виробництво і ремонт очисних пристроїв нової конструкції на підприємствах нафтогазової галузі. Результати стендових і промислових досліджень, а також конструкторсько-технологічних розробок були реалізовані в удосконалених нормативних документах, що регламентують перевірку, очищення, ремонт і контроль труб НКТ в процесі їх експлуатації. Удосконалена конструкція пристрою для очищення внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб

нафтових свердловин. Виконані кінетичні розрахунки руху очисної фрези в трубах НКТ під дією гідравлічних сил. На основі отриманих рівнянь, в процесі конструкторських розробок, були розраховані розміри і форми робочої (основної) та додаткової (реверсної) фрези, підібрані маси і міцнісні характеристики конструктивних елементів (штифів, траверс, троса, болтових з'єднань та ін.), які забезпечили необхідну жорсткість і надійність усього очисного пристрою.

Таким чином, запропоновані конструкторські розробки разом з раніше відомими дозволять отримати новий позитивний ефект, що полягає в покращенні якості очищення насосно-компресорних труб. Промислові випробування розробленої конструкції на промислових об'єктах показали суттєві переваги у порівнянні із вітчизняними і закордонними аналогами».

Підсумки міжнародних кліматичних перемовин у 2022 році та роль України у них [Електронний ресурс]/ - Режим доступу: <https://ecoaction.org.ua/pidsumky-klim-peremovyn-2022.html>.

«Міжнародний контекст та домовленості»

Друга за відвідуваністю за весь час проведення, конференція у Шарм-ель-Шейху (COP27) зібрала більше 33 тисяч делегатів та тривала на 1.5 доби довше запланованого. Багато хто пояснює затягнення перемовин великою кількістю присутніх, що ускладнило досягнення консенсусу щодо нових рішень, які в результаті виявились недостатньо амбітними. На переговори також вплинуло те, що у складі делегацій було 600 представників та лобістів індустрії викопного палива. Цей факт дуже критично сприйняла активістська спільнота, яка кожного року намагається витиснути максимум з рішень COP. На жаль, наприкінці COP27 питання результатів перемовин стояло вже не в контексті посилення державами взятих на себе зобов'язань, але, принаймні, не пониження планки досягнутих домовленостей у Глазго у 2021 році.

Іншим фактором, який прямо вплинув на атмосферу перемовин, стала повномасштабна війна росії проти України. На фоні енергетичної кризи у Європі, на цьогорічних кліматичних переговорах експерти та політики обговорювали проблемні питання на перетині економіки та енергетики:

- залежність багатьох розвинених країн від імпорту енергоресурсів з країн з авторитарними режимами
- високий рівень залежності енергетики від викопних палив;

- перевага централізованому виробництву електроенергії на великих атомних, теплових та гідростанціях, що робить їх більш вразливими до потенційних загроз, на відміну від високодецентралізованих систем на основі відновлюваних джерел енергії.

Ми також помітили ряд згубних тенденцій щодо подальшого вирішення проблеми енергетичного сектору:

- країни рідше говорять про відмову від викопного палива та повний перехід на відновлювані джерела енергії (ВДЕ), а, радше, пробують знайти нові джерела поставок викопних ресурсів;
- потоки інвестицій направляються першочергово у викопну інфраструктуру (танкери, термінали для скрапленого газу тощо), а не в сектор ВДЕ;
- посилюється тиск на країни що розвиваються, які мають запаси викопного палива: країни Африки та Латинської Америки активно отримують пропозиції щодо нових інвестицій у сектор викопного палива, або ж нарощення видобутку викопних енергоносіїв, що може не тільки поглибити кліматичну кризу, але й посилити ярмо енергетичного колоніалізму.

Україна на COP27

Як зазначено вище, для України ця конференція була важливою з ряду причин, але основний здобуток — бути представленою на міжнародній кліматичній арені, мати змогу розповісти про збитки, завдані нашій країні з боку росії, та формувати свій порядок денний навколо актуальних для України питань.

Під час конференції Україна оголосила про започаткування двох ініціатив – Глобальної платформи для оцінки збитків довкіллю та клімату внаслідок війн та ініціативи щодо створення «Зелених зернових коридорів». За даними Міндовкілля наразі проходять внутрішні процедури для приєднання Литви, Японії, Канади, країн Європейського Союзу тощо до платформи. Крім того, надійшла велика кількість запитів від інших країн. Детальніша інформація про механізми функціонування та подальші кроки у рамках цих ініціатив Міністерство захисту довкілля не надало, хоч загалом така проактивність України дуже важлива. За теперішніх обставин важливо залишатись на слуху не тільки у контексті збитків та пошкоджень, але і через пропозиції рішень для існуючих проблем.

Уряди України, Грузії та Молдови на спеціальному заході ділилися тим, як війна може вплинути на кліматичну звітність, були представлені перші оцінки викидів від повномасштабної війни в Україні за перші 7 місяців. Незалежні дослідники підрахували, що щонайменше 34 млн тонн викидів парникових газів вже спричинили бойові дії, лісові пожежі та транспортування внутрішньо переміщених осіб. Ще 14 мільйонів — викиди від викидів від Північного потоку

1 і 2. І не варто забувати, що цілі міста потрібно буде відбудовувати після війни, що може призвести до додаткових 50 млн тонн викидів парникових газів.

Важливим досягненням української делегації є блокування спроб включення росією у свої національні звіти викидів парникових газів дані по викидам із тимчасово окупованих територій. Українська делегація з 2014 року успішно блокує подібні спроби, і цей рік також не був винятком».

***Техніко-технологічне забезпечення для
запобігання руйнуванню стінок свердловини
/ А. І. Різничук, О. С. Бейзик, І. І. Витвицький [та ін.]
// Нафтогазова енергетика. – 2021. – № 1. – С. 25-38.***

«На сучасному етапі розвитку вітчизняної газовидобувної галузі проблема нарощування обсягу видобування вуглеводнів є надзвичайно актуальною. В динаміці спостерігається значне зростання обсягів буріння скерованих свердловин, що в більшості випадків призводить до прихоплення бурильної колони і суттєвого зростання матеріальних витрат та виробничого часу на їх ліквідацію. Забезпечення цілісності стінок свердловини в процесі буріння є першочерговою і вкрай важливою проблемою в системі заходів, спрямованих на поліпшення якості і підвищення техніко-економічних показників їх спорудження. Роботу присвячено удосконаленню технології запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин шляхом впливу техніко-технологічних та гірничо-геологічних чинників на зміну напружено-деформованого стану масиву пристовбурової зони свердловини. порід, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини.

За результатами аналізу виробничого матеріалу щодо прихоплення бурильної колони у процесі спорудження свердловин на родовищах бурового управління «Укрбургаз» встановлено, що причинами втрати рухомості бурильного інструменту насамперед є порушення стійкості стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання гірської породи, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини. Такі ускладнення виникали незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів при поглибленні свердловини та врахуванням рекомендацій щодо зменшення інтенсивності виникнення жолобоутворень на стінках свердловини і запобігання осипанню та обвалюванню гірської породи. Тому можна стверджувати, що відомі на сьогодні заходи не забезпечують безаварійного спорудження свердловин і проблема залишається актуальною.

Також можна констатувати, що прихоплення бурильної колони зазвичай трапляються через формування жолобних виробок. Це можна пояснити як

схильністю різних типів гірських порід до утворення виробок, так і недосконалістю технології буріння похило-скерованих свердловин.

Зазначені вище науково-практичні методи та підходи щодо запобігання втрати стійкості стінок свердловини не дозволяють усунути вказану причину ускладнень, бо велику роль відіграє правильний підбір КНБК, а також розроблення заходів для зниження інтенсивності каверно- і жолобоутворення під час СПО.

Запропонована рецептура модифікованої паливно-бітумної ванни до складу якої, крім пічного побутового палива і окисленого бітуму, входить 1 % сульфоолу, підвищує термін її дії у 1,5÷5 разів порівняно з паливно-бітумною ванною.

Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано компоновку низу бурильної колони, яка складається зі ступінчастих обважнених бурильних труб, ексцентричного твердосплавного долота «ИНМ АП» з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу від більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого. З допомогою рекомендованої компоновки низу бурильної колони вдалося ефективно зруйнувати жолоб у свердловині на ділянці великої довжини.

Запропоновано методику прогнозування інтервалів, схильних до ускладнень, пов'язаних з втратою стійкості стінок свердловини. За промисловими даними запропоновано технологію встановлення паливно-бітумної ванни для запобігання жолобоутворенню в процесі буріння свердловин. Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано КНБК, яка складається зі ступінчастих обважнених бурильних труб з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу від більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого та ексцентричного твердосплавного долота».

Практика застосування



Боровик, М. В. Кероване кольматування продуктив-них пластів у процесі буріння свердловин з аномально низькими пластовими тисками / М. В. Боровик, А. П. Вовк, М. В. Гордійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2021. – № 4. – С. 16-23.

«Поточні пластові тиски у продуктивних газових колекторах на більшості родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) мають значення, суттєво нижчі від гідростатичних. Розкриття таких пластів на етапі буріння часто є складним завданням, із точки зору контролю поглинань і мінімізації диференційних тисків. Для його вирішення потрібно вдосконалити способи ефективного тимчасового кольматування продуктивних пластів кислоторозчинними матеріалами в умовах аномально низьких пластових тисків у процесі буріння на родовищах з пізніми строками розробки. Традиційні алгоритми провідних сервісних компаній світу щодо боротьби з поглинаннями часто не спрацьовують в умовах аномально низьких пластових тисків. Для ліквідації поглинань часто вибираються кольматанти, які, хоч і чітко відповідають принципам ідеального пакування, проте не відповідають критерію міцності або стійкості до значного диференційного тиску. В результаті, після ліквідації, в процесі подальшого буріння можуть повторно виникати поглинання в уже закольматованому пласті. В Україні розвивається напрямок боротьби з поглинаннями і проявами диференційних тисків за рахунок селективного вибору кольматантів за новим принципом. За цим принципом запропоновано заходи щодо зменшення об'ємів поглинань і забруднення продуктивних колекторів на стадії буріння. Для цього було розроблено і застосовано узагальнену характеристику-критерій кольматантів, яку назвали “пластичність”, тобто здатність під дією великих тисків до деформування, ущільнення, більшого проникнення в порово-тріщинний простір. Під цей критерій було вибрано певні кольматанти та визначено принципи підбору їх

сумішей для відповідних гірничо-геологічних умов. Завдяки пластичності кольматантів в багатьох випадках відпадає потреба у розрахунках фізичних параметрів пласта і тріщин поглинання: достатньо вибрати оптимальні концентрації матеріалів і періодичність поповнення розчину ними.

В процесі досліджень було вибрано оптимальний набір пластичних кольматантів для умов низьких пластових тисків, визначено механізм блокування поглинань ними, досліджено структуру фільтраційних кірок з пластичними кольматантами. За результатами випробувань і впровадження пластичних кольматантів у складі бурових розчинів визначено їх високу ефективність. Показник пластичності при підборі кольматантів застосували в основному під час буріння з високими диференційними тисками на пласт (понад 5 МПа). В результаті, у стінках стовбура впродовж кількох годин після розкриття пласта поглинання відбувались в швидкозатухаючому режимі з утворенням кольматуючої перемички достатньої щільності і товщини. Враховуючи конфігурацію порового простору та розміри пор продуктивних піско-виків і вапняків середнього-нижнього карбону (C2 – C3), глибина проникнення (0,1-0,4 м) і ущільнення “пластичних” кольматантів дозволяє надійно мінімізувати поглинання без виникнення рецидивів, проводити освоєння свердловин звичайними способами. Дослідженнями доведено здатність деяких кольматантів до герметичного екранування проникного середовища під дією високих диференційних тисків.

Для визначення ефективності застосування “пластичних” кольматантів на ДДз було проаналізовано структуру порового простору колекторів середнього та нижнього карбону. Згідно з аналізом, конфігурація порового простору та розміри пор продуктивних пісковиків і вапняків досить сильно відрізняються залежно від генеалогії їх утворення і подальших геологічних процесів, зокрема, перекристалізації порід під час переходу від елізійного до термодегідратаційного ярусу. За формою пори пісковиків мають значну звивистість, ділянки звужень і змін профілю. Частина пор має сполучення з іншими і формує проникну сітку. Пори, які утворені в породах зі значною карбонатністю, мають різноманітніші форми поверхні і містять кавернозні ділянки, щілини, каналоподібні утворення.

Враховуючи, що крейда практично повністю розчиняється в кислотах (зокрема органічних), вона має бути основним кольматуючим матеріалом у розчинах під час первинного та вторинного розкриття продуктивних пластів і рідинах для капітального ремонту свердловин.

Таблиця 2 – Властивості колекторів газу і параметри бурового розчину

Показники	Свердловини				
	А Опішнянська	Б Мелихівська	С Кегичівська	Д Мелихівська	Е Шебелинська
Властивості пластів-колекторів газу					
Інтервал, м	4125-4265	3500-3830	2710-2900	3450-3850	1980-2440
Тип колектора	пісковик	пісковик, але- вроліт	пісковик	пісковик, але- вроліт	пісковик
Глинистість, %	2-12	5-20	4-12	5-17	6-12
Пористість, %	до 13,7	до 20	до 15	до 18	до 15
Проникність пор, мД	<0,15	>0,1	>0,1	>0,1	<0,16
Медіанний розмір пор, мкм	9-13	11-17	11-14	11-13	11-18
Пластовий тиск, МПа	7,8	9,5	9,5	9,5	6,5
Наявність порід- неколекторів, у % до продуктивної товщі пісковиків	алевроліт-30 аргіліт-10	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-15	аргіліт-40; алевроліт-15	алевроліт-15; аргіліт-20
Показники бурового розчину					
Параметри бурового розчину	ρ-1070- 1100 кг/м ³ ; Т-36-50 с; СНЗ-3-6/8- 15 дПа рН-8,5-9,5; Ф- 4÷5 см ³ /30 хв.	ρ-1050- 1100 кг/м ³ ; Т-42-55 с; СНЗ 6-9/9- 15 дПа; рН-8,5-9,5; Ф- 4÷5 см ³ /30 хв.	ρ-1050- 1090 кг/м ³ ; Т-46-59 с; СНЗ-6-12/9- 16дПа рН-9-9,4; Ф- 3÷4 см ³ /30 хв.	ρ-1050- 1120 кг/м ³ ; Т-35-62 с; СНЗ-0-9/3- 18дПа рН-9-9,3; Ф- 2÷4 см ³ /30 хв.	ρ-1040- 1080 кг/м ³ ; Т-40-90 с; СНЗ 12-35/27- 47дПа; рН-8-8,5; Ф- 4÷6 см ³ /30 хв.
Вміст біополімера, кг/м ³	2-2,3	2,5-3	2-3	2-3	2,5-3
Вміст крейди, кг/м ³	40-50	100-110	100-110	45-55	50-55
Вміст ПАА, кг/м ³	2-2,2	2,5	4-5	4-5	4-5
Вміст ПАЦ, кг/м ³	3-3,5	3,5	5-8	6-12	3-4
Вміст графіту, кг/м ³	20-24	9-10	10	9-10	10
Вміст гуматів, кг/м ³	-	-	-	10-11	-
Вміст KCl, %	5-9	4-5	8-9	3-4	2-3

Таким чином, встановлено доцільність використання як базового кольматанта для колекторів ДДз з АНПТ крейди. Інші матеріали і реагенти додаються для забезпечення керованості процесом кольматації – глибини проникнення у пласт і підвищення щільності кольматуючого шару.

Врешті, для ліквідації поглинання було прийнято пропозицію замінити полімеркалієвий буровий розчин із вмістом глини 3-4 % на біополімерний безглинистий, в який, окрім підвищеної кількості кислоторозчинного кольматанта (крейди), додали мелений графіт.

В результаті, у процесі буріння на біополімерному розчині було практично попереджено поглинання в пласті В-16б, за винятком одного випадку раптового поглинання об'ємом 23 м³ після “провалювання” долота на 0,4 м. Поглинання не супроводжувалось виникненням диференційного прихоплення, як це відбувалось раніше при бурінні у відкладах В-16б на свердловинах, що бурились без пластичних кольматантів. Крейда та графіт у складі біополімерного розчину в момент поглинання запобігли “прилипанню»

елементів КНБК до стінок стовбура і забезпечили ефективне ковзання труб (на підйом). Процес поглинання тривав у “затухаючому” режимі і самолік-відувався після насичення крейдою і графітом тріщин поглинання. Після технологічної витримки над башмаком обсадної колони впродовж 8 годин, відновлення циркуляції, буріння до кінця інтервалу відбувалось без поглинань. За результатами освоєння, свердловина швидко вийшла на дебіт газу 52 тис. м³/добу за найбільш оптимістичних очікувань до 40 тис. м³/добу.

Розроблена технологія підтверджує необхідність вдосконалення алгоритмів попередження та ліквідації поглинань, насамперед для умов аномально низьких пластових тисків».

***Досвід успішного закінчування свердловини на
Верхньомасловецькому родовищі ПАТ "Укрнафта"
/ Д. Ю. Агафонов, Б. А. Тершак, Є. М. Ставичний [та
ін.] // Нафтогазова енергетика. – 2022. – № 1. – С.
22-32.***

«Охарактеризовано гірничо-геологічні особливості спорудження свердловин на унікальному Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта». Розглянуто характерні техніко-технологічні інциденти, причини їх виникнення та методи ліквідації. Встановлено, що найбільшою проблемою є порушення цілісності стінок свердловини та інтенсивні поглинання технологічних рідин, обумовлені геологічними особливостями «Бориславського пісковика».

Останньою зі споруджених свердловин на родовищі була свердловина 103-Верхньомасловецька. На рисунку 2 зображено фактичну її конструкцію. Свердловину пробурено за «J» подібним профілем.

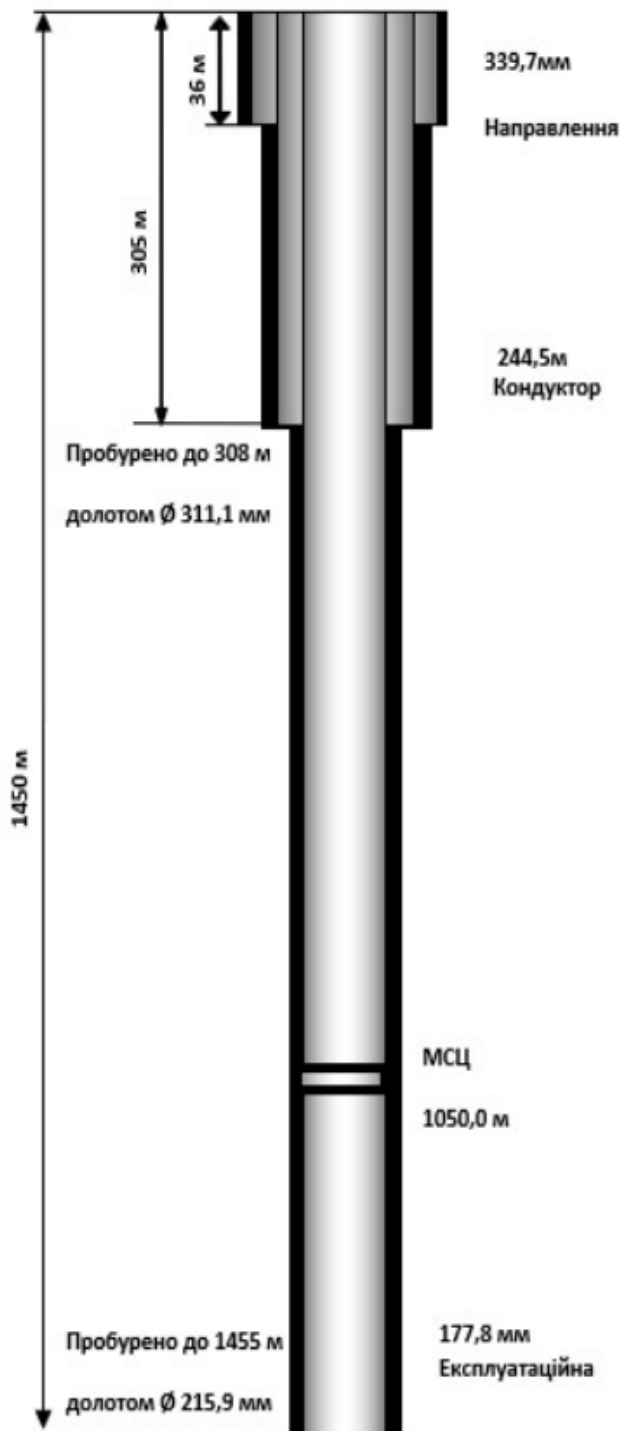


Рисунок 2 – Конструкція свердловини 103 Верхньомасловецького родовища

При вибої 1455 м глибина по вертикалі складає 1284 м при максимальному значенні зенітного кута 38° із загальним відходом свердловини близько 570 м. Усі необхідні технологічні розрахунки реалізовано застосуванням програмного продукту «WellPlan Landmark» компанії «Halliburton».

Поглиблення свердловини з-під кондуктора здійснювали на безглинистій біополімерній системі «GLYDRIL» компанії «Shlumberger».

Зазначена бурова проми-вальна рідина володіє високими інгібуючими, добрими фільтра-ційними, структурно-реологічними, триботехнічними властивостями та відповідає вимогам забезпечення якісного розкриття продуктивних пластів.

Зазначене підтверджують результати оцінки впливу на зміну проникності порід-колекторів. Для досліджень застосовано взірець керна матеріалу.

Дослідження проведено у змодельованих пластових умовах: –тиск гідравлічного обтискування керна – 10 МПа;

–температура робочої зони – 40°C ;

–перепад робочого тиску на керні – 1,4 МПа.

Бурову промивальну рідину прокачували через керна впродовж 3 год. Об'єм фільтрату при цьому склав 2,2 см³. Кірка, намота на робочому

торці керна, сірого кольору, полімерна, малої міцності, товщиною 2 мм.

Відновлення проникності керна становило $\beta = 81 \%$ після прокачування 20 порових об'ємів вуглеводневої рідини протягом 48 хв. Швидкість фільтрації коливалась в межах від 0,026 см/с до 0,043 см/с. Для оцінювання характеру кольтатації застосували метод зрізу робочого торця керна на 1 мм. Відновлення проникності керна після цього збільшилось до значення 96 % після прокачування вуглеводневої рідини в кількості, рівній 20 порових об'ємів протягом 41 хв. Швидкість фільтрації стабілізувалась на значенні 0,046 см/с. Дослідженнями доведено, що буровий розчин забезпечує екранування пристовбурної зони, яке усувається шляхом механічного деблокування.

Результати буріння свердловини 103 дозволили скоригувати дані щодо гіпсометричного розташування продуктивних горизонтів, а також підтвердили, що особливості будови та розташування Верхньомасловецького родовища потребує індивідуального підходу до вибору технологічних рішень під час споруджування свердловин.

Наявність інтегрованої бази даних умов буріння, запровадження передових технологій та якісний інженерний контроль забезпечили значне підвищення техніко-економічних показників буріння, зокрема механічна швидкість зросла на 49 %, а комерційна – на 14 %.

Підтверджено високий професійний рівень українських фахівців, які володіють матеріалами і технологіями, здатними забезпечити позитивний результат при цементуванні обсадних колон у складних гірничо-геологічних умовах родовищ Карпатського нафтопромислового району».

Кондрат, Р. М. Підвищення дебітів газових свердловин у нестійких колекторах / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2022. – № 2. – С. 71-77.

«Розглянуто негативні наслідки винесення піску із пласта і методи запобігання утворенню піщаних корків на вибої свердловин. Проведено експериментальні дослідження швидкості винесення твердої фази із лабораторної моделі свердловини газовим потоком і пінними системами. За результатами дослідження на моделі свердловини визначено мінімально необхідні швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. Одержано регресійну залежність для оцінки необхідної швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. За результатами експериментальних досліджень підібрано склад піни, визначено оптимальні значення концентрацій пінотворних ПАР і стабілізаторів у водних

розчинах для отримання стійких пін, які можуть бути використані для промивання піщаного корка на вибоях свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах. Експериментально оцінено швидкості руху потоку піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметра. Обґрунтовано два склади водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізатора піни для промивання піщаних корків на вибої і винесення з вибою частинок твердої фази у процесі експлуатації свердловин. Розроблено склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні свердловини міцного газопроникного каменю. Встановлено оптимальне значення вмісту спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стискування і проникності для газу цементного каменю. Теоретично встановлено вплив розміру і проникності гравійної набивки у привибійній зоні на продуктивну характеристику свердловини. За результатами виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесенню піску із пласта у свердловину. Розроблено удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловини з нестійкими колекторами.

За результатами виконаних досліджень запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка, залежно від геолого-технічної характеристики свердловини і стану привибійної зони пласта, може включати такі елементи.

1. Розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта за відомою технологією у процесі спорудження свердловини і заповнення утвореного порожнистого простору тампонажним розчином, який при застиганні утворює цементний камінь із заданими значеннями міцності на стискання (до 4 МПа) і проникності для газу до 3,47 мкм², з подальшим розбурюванням цементного каменю (“стакану”) у стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта або обладнання нижньої частини експлуатаційної колони металічним фільтром-каркасом і створення між фільтром-каркасом і розширеним стовбуром намівного гравійного фільтра із зерен гравію відповідного розміру за відомою технологією. У свердловинах, які експлуатуються тривалий час і обладнані в інтервалі продуктивного пласта фільтром або перфорованою експлуатаційною колоною, тампонажний розчин запомповують через отвори фільтра у за колонний простір для заповнення штучних каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин у результаті винесення потоком газу пластового піску.

2. Пряме промивання піщаного корка на вибої свердловини по колоні гнучких труб, башмак яких обладнаний запропонованим пристроєм для руйнування піщаного корка, з використанням як промивального агента водного розчину пінотворної ПАР і стабілізатора піни – ксантанової смоли.

3. Дозоване введення у затрубний простір свердловини водного розчину пінотворної ПАР і стабілізатора піни – гуарової смоли для неперервного винесення піною частинок твердої фази, яка надходить із пласта».

Як не втратити видобуток нафти і газу в Україні [Електронний ресурс]/ - Режим доступу: <https://www.epravda.com.ua/columns/2022/07/11/689064/>.

З 2014 року Україна де-факто перебуває у стані війни з окупантом, а 24 лютого росія наважилася на повномасштабне вторгнення.

В таких умовах, країна потребує стабільного наповнення державного та місцевих бюджетів, збереження робочих місць і усунення дефіциту ресурсу. Так, не зважаючи на війну та попри надзвичайно складні умови, компанії продовжують працювати та сплачувати податки.



Російські регулярні частини наступали з півночі, сходу та півдня – основних регіонів де ведеться видобуток та залягають запаси. Наразі ж, частина територій є тимчасово окупованою, а значна кількість надрокористувачів втратили доступ до своїх родовищ.

На об'єктах, де робота продовжується, пошкоджується цивільна, промислова та галузева інфраструктура.

На додаток до цього, окупант заблокував морські порти, що значно ускладнює транспортування необхідної сировини, яка потрібна

для функціонування переробної промисловості.

Так, залишаються лише сухопутні логістичні канали, використання яких є дорожчим і суттєво збільшує кінцеву вартість готової продукції. Така ситуація неминуче призведе до втрати конкурентоздатності на ринку і, як наслідок, до банкрутства підприємств.

Збереження національного виробника є невід’ємною частиною економічної безпеки будь-якої держави.

Надрокористувачі, які тільки-но відчули податкову відлигу, збільшили рентні надходження до бюджетів усіх рівнів та продовжують активну діяльність — стикаються з ініціативами, які націлені лише на поглиблення кризи та створюють нові перепони для роботи.

За даними державного веб-порталу бюджету для громадян open budget, протягом 2020-2021 років, надходження до державного бюджету рентних платежів за користування надрами загальнодержавного значення збільшились у майже 20 разів, до місцевого – у 4 рази.

Так, за результатами минулого року до державного бюджету лише від ренти надійшло 75,6 млрд грн, або 5,8% від загального обсягу надходжень.

Кількість сплачених податків залежить від трьох факторів — обсягу видобутку, ціни на ринку та податкового навантаження. Успіх передових видобувних держав полягає, перш за все, в досягненні балансу між цими речами.

Для України він є цілком можливим, а сума надходжень може зростати в рази щорічно, що і стане основою для відновлення післявоєнної України.

Саме тому, Україні потрібно працювати саме над фінансовими стимулами для бізнесу в цьому секторі, а не створювати нові перешкоди перед досягненням бажаної енергонезалежності.

Адже на тлі виснаженості старих свердловин та за умов природного падіння, шукати поклади все важче, а бурити свердловини доводиться глибше (від 5-6 км) та дорожче й не факт, що вони не виявляться "сухими", адже відповідно до світової стандартної практики, такою може виявитись кожна третя свердловина».



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 12

Українською мовою

Відповідальний за випуск

Р. Б. Пуйда

Комп'ютерний набір

М. М. Шмигельська