

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і
газу
Кафедра видобування нафти і газу

ЗВІТ

про держбюджетну науково-дослідну роботу

**УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ З МЕТОЮ
ПІДВИЩЕННЯ КІНЦЕВОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ**
(проміжний)

Івано-Франківськ
2022

УДК 622.276 + 622.279

ІНВ. №

№ держреєстрації 0120U104353

- 1 -

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО – ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (380) 0342 54-72-66, факс (380) 0342 54-71-39

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи
д-р техн. наук, професор
І.І. Чудик



_____ 2022 р.

**З В І Т
ПРО КАФЕДРАЛЬНУ НАУКОВО – ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ ПРОЦЕСІВ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ
РОДОВИЩ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ КІНЦЕВОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ
(проміжний)**

Директор НДІНГЕіЕ
канд. техн. наук, доцент

Тершак Б.А.

Директор ІНГІ,
д-р техн. наук, доцент

Витязь О.Ю.

Зав. кафедри ВНГ, керівник теми,
д-р техн. наук, професор

Кондрат О.Р.

Івано – Франківськ 2022

Рукопис закінчено 13.06.2022 р.

Результати роботи розглянуто Вченою радою інституту нафтогазової інженерії.
Протокол № 5 від "17" червня 2021 року

СПИСОК АВТОРІВ

Д-р техн. наук, професор

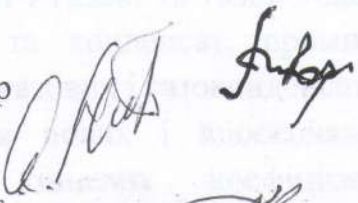


Кондрат О.Р.
(1)

Д-р техн. наук, професор

Кондрат Р.М.
(1)

Д-р техн. наук, професор



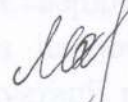
Тарко Я.Б.
(2)

Канд. техн. наук, доцент



Купер І.М.
(3)

Канд. техн. наук, доцент



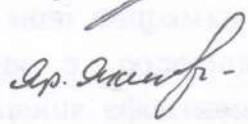
Мороз Л.Б.
(4)

Канд. техн. наук, доцент



Овецький С.О.
(5)

Канд. техн. наук, доцент



Якимечко Я.Я.
(6)

Канд. техн. наук, доцент



Грицанчук А.В.
(7)

Канд. техн. наук, доцент



Матіїшин Л.І.
(1)

Канд. техн. наук, доцент

Міщук Б.М.
(8)

Канд. техн. наук, доцент



Дубей О.Я.
(9)

Канд. техн. наук, доцент

Мельниченко Ю.Г.
(10)

Асистент



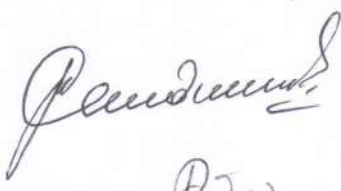
Псюк М.О.
(11)

Канд. техн. наук, доцент



Смолович Л.Р.
(4)

Нормоконтролер



Меґиднік Л.М.

НДІНЕІЕ



Рябко Г.Ф.

РЕФЕРАТ

Звіт про держбюджетну НДР: 56 с., 10 рис., 2 табл., 4 дод., 45 джерел.

ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ, ГАЗОВИЙ ГІДРАТ, КОРОЗИЯ, РОДОВИЩЕ, СВАБУВАННЯ, СВЕРДЛОВИНА, СТРУМИННИЙ НАСОС, ТЕХНОЛОГІЯ

Об'єкт дослідження – нафтові і газові та газоконденсатні родовища, видобувні свердловини на нафту, газ та конденсат, промислові комунікації збору і підготовки продукції нафтови, газових і газоконденсатних свердловин.

Мета роботи – розроблення нових і вдосконалення існуючих технологій підвищення поточних і кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення, попередження і усунення негативних чинників під час видобування, збору і підготовки продукції нафтових і газових свердловин.

Метод дослідження – збір та аналіз існуючих закордонних та вітчизняних публікацій з питань розробки та експлуатації родовищ нафти і газу, аналітичне, лабораторне та комп'ютерне моделювання процесів, пов'язаних з видобуванням, збором і підготовкою свердловинної продукції.

Одержані результати – досліджено нові напрямки збільшення продуктивності свердловин та вуглеводневилучення з родовищ природних вуглеводнів; запропоновано технології для підвищення ефективності експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних свердловин; досліджено питання впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин та зменшення гідравлічних втрат тиску при їх роботі.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ВИЗНАЧЕНИХ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ	6
2 ОГЛЯД І АНАЛІЗ ТЕРМОХІМІЧНИХ РЕАКЦІЙ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЇХ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ В ПРОЦЕСАХ НАФТОВИДОБУТКУ	10
3 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИКЛИКУ ПРИПЛИВУ В СВЕРДЛОВИНУ В УМОВАХ ВИСНАЖЕНОГО ПОКЛАДУ	14
4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ЗАЦЕМЛЕНОЇ НАФТИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТРЕТИННИХ МЕТОДІВ НАФТОВИЛУЧЕННЯ.....	17
5 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ З ГАЗОГІДРАТНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ КЕРУВАННЯ ВЛАСТИВОСТЯМИ ГІДРАТІВ ЗАМІЩЕННЯ	19
6 ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ЗА ДОПОМОГОЮ СТРУМИННОГО НАСОСА З ВИКОРИСТАННЯМ ЕНЕРГІЇ НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН	22
7 ОЦІНКА ТА МІНІМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННЯ НА ПРИРОДООХОРОННІ ТЕРИТОРІЇ.....	24
8 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НА КОРОЗІЮ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН	26
9 ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ АСПЕКТІВ ЗАСТОСУВАННЯ ЕЖЕКТОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ НАФТОВИДОБУВНИХ СИСТЕМ	29
10 ОПТИМІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНГІБІТОПРОВІДІВ ДЛЯ ДОСТАВКИ ГАЗЛІФТНОГО ГАЗУ З МЕТОЮ МЕХАНІЗОВАНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	31
11 БОРОТЬБА З ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН, КОРОЗІЄЮ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ВІДКЛАДЕННЯМ СОЛЕЙ У СТОВБУРАХ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КОМПОЗИЦІЙ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ТА ІНГІБІТОРІВ	34
ВИСНОВКИ.....	37
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	41
ДОДАТОК А Витяг.....	46
ДОДАТОК Б Рецензії.....	47
ДОДАТОК В Наукові результати кафедри	51
ДОДАТОК Г План проведення та виконання кафедральної НДР	59

ВСТУП

Звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи містить основні результати, одержані викладачами кафедри видобування нафти і газу у 2021/2022 навчальному році під час роботи над кафедральною держбюджетною науково-дослідною роботою: «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення».

Більшість газових покладів на родовищах України в значній мірі виснажені. Частина покладів перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується істотним виснаженням пластової енергії, низькодебітністю та обводненням свердловин, макрозащемленням значних об'ємів газу в пласті у разі прояву водонапірного режиму внаслідок неоднорідної будови продуктивних відкладів і нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності, погіршенням стану привибійної зони пласта в результаті скупчення рідини і твердої фази, інтенсифікацією процесів корозії обладнання і відкладання солей в умовах високої мінералізації пластової води. Виснажені поклади ще містять значні залишкові запаси вуглеводнів у вигляді залишкового газу в зонах дренавання свердловин і в низькопроникних, слабкодренованих ділянках пласта, на які відсутні видобувні свердловини або їхня кількість є недостатньою, а також у вигляді защемленого газу в обводнених пластах.

1 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ВИЗНАЧЕНИХ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

При дорозробці виснажених газових покладів за традиційною технологією відбуватиметься суттєве зниження річних відборів газу внаслідок поступового виснаження пластової енергії, досягатимуться відносно низькі коефіцієнти газовилучення по залишковому газу і зростання тривалість розробки покладів.

В ІФНТУНГ з використанням результатів виконаних лабораторних і теоретичних досліджень запропоновано новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів, який дозволяє інтенсифікувати процес видобутку залишкового газу і підвищити кінцевий коефіцієнт газовилучення. Він включає такі технології:

1. Технології мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин шляхом поєднання мінімізації значень тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (гирлового тиску), оброблень привибійної зони пласта та ущільнення (за необхідності) сітки свердловин.

Запропонована аналітична залежність, яка враховує вплив на кінцевий пластовий тиск, який відповідає мінімальному рентабельному тиску газу і відповідно на кінцевий коефіцієнт газовилучення тиску на вході в УКПГ (гирлового тиску), мінімально рентабельного дебіта газу, параметрів привибійної зони пласта, конструкції вибою, колони НКТ і викидної лінії і втрат тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ. З використанням запропонованої залежності можна для умов конкретної свердловини встановити чинники, які викликають найбільші втрати тиску та оперативно впровадити заходи щодо зменшення їх впливу.

Результати досліджень для умов свердловин на конкретних родовищах свідчать про ефективність оброблення привибійних зон пласта на всіх стадіях розробки родовищ, в тому числі на завершальній стадії розробки, коли оброблення привибійної зони пласта дозволяє очистити пористе середовище від забруднень з можливим підвищенням проникності пласта порівняно з

природньою. Дебіт газу зростає із зменшенням коефіцієнтів привибійної зони пласта до 4 – 4,5 разів, після чого змінюється мало. На завершальній стадії розробки родовищ в умовах низьких дебітів газу високоефективним є зниження робочих гирлових тисків.

2. Технології вилучення залишкового газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок пласта.

Реальні газові поклади характеризуються макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів. У більшості випадків найбільш проникна і продуктивна центральна частина покладів, а в напрямі до периферії проникність пластів зменшується. Тому на практиці основну кількість видобувних свердловин розміщують в центральній частині покладів за згущеною сіткою, а на периферії застосовують розріджену сітку розміщення свердловин. У процесі розробки газових покладів пластовий тиск швидше знижується у високопроникній зоні і повільніше - у низькопроникній зонах. Між зонами створюється перепад тиску, під дією якого газ із низькопроникних зон з більшим пластовим тиском перетікає в зону з меншим тиском. На момент зниження пластового тиску у високопроникній зоні до значення, яке відповідає мінімально рентабельному дебіту газу і припиненню експлуатації свердловин у цій зоні, у низькопроникних зонах ще знаходиться значні залишкові запаси невідібраного газу. В ІФНТУНГ з використанням результатів математичного моделювання взаємодії різнопроникних ділянок у газовому покладі запропоновано такі технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок: 1) періодична експлуатація видобувних свердловин, розміщених на високопроникних ділянках; 2) проведення у свердловинах на високопроникних ділянках потужних гідравлічних розривів пласта зі створенням тріщин великого радіусу; 3) забурювання у свердловинах на високопроникних ділянках бокових стовбурів великої довжини; 4) буріння на низькопроникні ділянки похилоскерованих свердловин із горизонтальним закінченням стовбура і проведенням по всій довжині горизонтального стовбура поінтервальних гідравлічних розривів пласта.

3. Витіснення залишкового природного газу із виснажених газових покладів неуглеводневими газами (азотом).

Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою газових покладах за газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення становить в середньому 85-90 %. Видобути залишковий газ із виснажених покладів можна витісненням його неуглеводневими газами, зокрема азоту. В ІФНТУНГ з використанням ліцензований комп'ютерної програми виконано дослідження природного газу азотом із пластів кругової і квадратної форми за батареїного і площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин і різних значень тиску початку нагнітання азоту в пласт, темпу, тривалості і циклічності його нагнітання та технологічних режимів роботи свердловин. Згідно з результатами досліджень оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту в пласт становить 0,29 – 0,31 від початкового тиску. Найбільший коефіцієнт газовилучення досягається при неперервному нагнітанні азоту в поклад за ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту 1:1 без зупинки видобувних свердловин в циклі нагнітання азоту. Залежно від системи розміщення на площі газоносності і технологічних параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється у межах 53,97 – 61,82 %, що свідчить про достатню технологічну ефективність розглядуваного процесу.

4. Технології регулювання надходження води в газовий поклад за водонапірного режиму і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

Розробка газових покладів за водонапірного режиму в умовах макронеоднорідної будови продуктивних відкладів і нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності супроводжується вибіркоким рухом води по найбільш проникних ділянках і пластах, що призводить до передчасного обводнення свердловин і защемлення водою значних об'ємів газу в обводненій зоні. В ІФНТУНГ запропоновано технології регулювання надходження води в газовий поклад і підвищення кінцевого газовилучення, суть якого полягає в нагнітанні азоту в приконтурні свердловини, розміщені на водонебезпечних напрямках. Для запобігання передчасного прориву азоту у видобувні свердловини

рекомендується періодично запомповувати в нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів ПАР і водних суспензій різних речовин для перекриття великих порових каналів і збільшення охоплення обводненої зони впливом азоту. При запомповуванні азоту в нагнітальні свердловини створюється гідродинамічний бар'єр і фільтраційний опір руху води, що сповільнює швидкість надходження води в поклад в зоні розміщення нагнітальних свердловин. В результаті відбувається вирівнювання фронту витіснення газу водою і сповільнюється в часі обводнення інших видобувних свердловин. Одночасно азот витісняє з обводненого пористого середовища частину раніше защемленого газу.

2 ОГЛЯД І АНАЛІЗ ТЕРМОХІМІЧНИХ РЕАКЦІЙ ТА ОБГРУНТУВАННЯ ЇХ ДЛЯ ВИКОРИСТАННЯ В ПРОЦЕСАХ НАФТОВИДОБУТКУ

Однією з основних причин зниження продуктивності свердловин є кольтатація привибійної зони пласта твердими компонентами вуглеводнів та їх відкладами в підземному обладнанні [3].

Нафта – це суміш різних вуглеводнів. До важких високомолекулярних вуглеводнів відносять асфальтени, смоли та парафіни, які в поверхневих умовах знаходяться у твердій фазі і присутні в суміші вуглеводнів у колоїдній або дисперсній формі. В пластових умовах, за високих температури і тиску, всі компоненти нафти знаходяться в рідкому або газоподібному станах в умовах термодинамічної рівноваги.

В процесі видобування ця рівновага порушується і випадає тверда фаза парафінів, в результаті чого закупорюється пори, знижується проникність пластів і дебіт нафти. Вуглеводневі сполуки зазвичай містять високомолекулярні вуглеводні, які складаються з прямих, розгалужених ланцюгів, а також циклоалканів з кількістю атомів карбону в одній молекулі від 18 до 70. Вони дуже інертні та стійкі до дії кислот, лугів і окислювальних речовин. Загальний обсяг твердих відкладів містить органічні (асфальтени і смоли) і неорганічні (дрібний пісок, мул, глина, соляні відклади та продукти корозії) матеріали. Ці дискретні частинки є осередками для відкладення парафінів. Випадання парафіну і його відкладення пов'язані з температурою насичення нафти парафіном. Коли температура нафти знижується до цього значення кристали парафіну починають перетворюватися у тверду фазу (Barker, Newberry, 2001; Ibrahim, Ali, 2005). При подальшому охолодженні ці кристали ростуть і утворюють кристалічну структуру. В результаті відбувається кольтатація порового простору, значно знижується рухливість нафти і зрештою її фільтарція припиняється.

Важкі вуглеводні можуть відкладатись на стінках свердловини і підземному обладнанні, що також є негативним фактором.

Але процес відкладення парафіну є термічно оборотним.

Температура, за якої проходить процес розплавлення та розчинення визначає кінцевий успіх чи невдачу оброблення. Чим ближча температура нагріву до температури плавлення парафіну, тим більше парафіну розплавляється і може утримуватися в розчині.

Асфальтени за своєю природою є високополярними і колоїдними сполуками і є найважчими компонентами нафти. Залежно від молекулярної маси, в пластових умовах вони частково можуть знаходитись у розчинній, колоїдальній і дисперсній формах. Температура, тиск і склад нафти протягом видобування змінюються, тому відбувається зміна стабільності асфальтенів, яка може призвести до їх випадання і відкладення. Відклади асфальтенів мають аналогічний негативний вплив на видобування нафти.

Зниження продуктивності свердловини може відбутися під час буріння, розкриття продуктивного пласта та ремонту свердловин, в процесі яких відбувається охолодження середовища. Іншою причиною відкладання важких вуглеводнів може бути дроселювання газу і висока швидкість руху рідини через пори і перфораційні отвори, що призводить до ефекту охолодження і порушення термодинамічної рівноваги.

Методи, які використовуються для вирішення цієї проблеми включають термічні, мікробні, хімічні, механічні і термохімічні (Al-Yaari, 2001; Misra et al., 1995).

Механічні методи є найпростішими способами видалення парафіну[3]. Ці методи в цілому можна розділити на дві основні категорії: видалення відкладень із застосуванням механічної сили і запобігання накопичення відкладень. Перша категорія включає в себе зшкрябування (розроблено шкребки різних конструкцій) і метод ультразвукового видалення. Застосування гладких покриттів всередині труби підпадає під другу категорію.

Термічні методи (закачування теплоагентів та електронагрів). Теплоту можна внести в пласт двома способами [2, 3, 9].

- теплопередачею в пласт через скелет породи та рідину, яка його насичує, від джерела теплоти; (електронагрівача), розміщеного у свердловині (способом

кондуктивного прогрівання стаціонарно або періодично);

- конвективним тепломасоперенесенням за рахунок нагнітання теплоносіїв (насиченої або перегрітої водяної пари, гарячої води, нафти і т. ін.).

Для стаціонарного кондуктивного прогрівання у свердловині, в інтервалі продуктивного пласта, разом з підземним обладнанням встановлюють електронагрівач, який працює безперервно або періодично за заданим режимом у процесі видобування нафти. Промислове використання даного методу не знайшло широкого поширення через незначний тепловий ефект оброблення пласта.

Для періодичного кондуктивного прогрівання експлуатацію свердловини зупиняють, піднімають підземне обладнання і на кабель-тросі в інтервал продуктивного пласта опускають свердловинний електронагрівач, опускають свердловинне обладнання і відновлюють експлуатацію свердловини.

Суть методу оброблення теплоносієм полягає в нагнітанні в пласт нагрітого теплоносія, який розплавляє смолисто-парафіністі відклади у привибійній зоні з подальшим вилученням їх із пласта. Краще застосовувати вуглеводневі рідини, ніж воду, незважаючи на їх меншу питому теплоємність, оскільки вони суміщають функції теплоносія і вуглеводневого розчинника та не зумовлюють негативних побічних явищ (набухання глин у воді та ін.). На практиці застосовують паротеплове оброблення за глибини свердловини до 1000 м.

Мікробіологічна обробка основана на активності вибірково вибраних, ізольованих бактерій, вже зарекомендувала себе як ефективна альтернатива традиційних методів для запобігання та усунення відкладень парафіну [5, 6]. Було виявлено, що природні морські мікроорганізми, які мають здатність поглинати парафін, здатні ефективно видаляти парафінові відкладення або зменшити відкладення протягом певного періоду часу. Мікроорганізми не є патогенними, вони температуростійкі і екологічно безпечні. Як правило мікробні продукти обробляють і вводять партіями в стовбур свердловини через кільцевий простір.

Кілька різних компаній розробляють мікробіологічної технології свердловини очищення, однак інформація від більшості з них, як правило, є їхньою власністю і закритою.

Хімічні розчинники та диспергатори можуть бути ефективним у видаленні відкладів із свердловин та часто використовуються в поєднанні з механічними, термохімічними та термічними методами [1-4].

До основних речовин придатних для розчинення і видалення відкладів парафіну належать:

Розчинники - діють, для того щоб розчинити відклади парафіну;

Інгібітори парафіноутворення (модифікатор кристалів парафіну) – змінюють швидкість росту кристалів парафіну;

Диспергатори – розбивають відклади на крихітні частинки, які можуть виноситися потоком нафти;

Поверхнево-активні речовини (ПАР) - розчиняють парафін в нафті.

Хімічні речовини, які використовують в якості розчинника повинні бути хімічно сумісні з пластовим флюїдом, мати достатню розчинність і помірну швидкість розчинення в пластових умовах.

Три інші типи речовин зазвичай дуже специфічні для конкретного парафіну або нафти, і їх важко ввести в пласт. Хімічні розчинники простіші у використанні і мають переваги у видаленні органічних відкладів.

За весь час застосування хімічних методів для розв'язання проблеми відкладення парафіну жоден з них не є постійно ефективним.

Термохімічні методи основані на утворенні теплоти в результаті екзотермічної реакції [3,4,7-10]. Однією з найпоширеніших хімічних реакцій, яка використовується для термохімічної обробки є реакції магнію з соляною кислотою.

Органічні кислоти, які можуть використовувати є алкілзаміщені аналоги бензол сульфокислоти. Різні органічні аміни можуть використовуватися в якості основи в екзотермічній реакції. Також використовують неорганічні основи, такі як гідроксиди лужних металів.

3 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИКЛИКУ ПРИПЛИВУ В СВЕРДЛОВИНУ В УМОВАХ ВИСНАЖЕНОГО ПОКЛАДУ

Метою нашої роботи було створення пристрою, який дав би можливість проводити виклик припливу, очищення привибійної зони пласта від кольматанту та проведення гідродинамічних досліджень в свердловинах з забрудненою привибійною зоною продуктивного пласта в умовах бурової чи капітального ремонту, з використанням тільки наявного на свердловині обладнання для спуско-підйомних операцій.

Нами проведено огляд літературних джерел інформації з метою пошуку та вивчення існуючих конструкцій пристроїв поршневого типу для освоєння свердловин. В нафтогазовидобувній практиці для освоєння свердловин розроблені пристрої з використанням насосів, з використанням компресора, а також ефекту поршнювання. Оскільки ми зосадилися метою створити пристрій для освоєння свердловин з застосуванням тільки підйомного агрегата бурової чи капітального ремонту, то ми здійснили огляд тільки пристроїв поршневого типу. Проаналізовано конструктивні особливості кожного пристрою, його технічні характеристики, визначено переваги і недоліки, а також особливості технологічних процесів освоєння свердловин даними пристроями.

Відомі пристрої та способи для освоєння нафтових чи газових свердловин шляхом свабування (поршнювання), що містять поршень, який використовують для зменшення вибійного тиску за рахунок переміщення сваба (поршня) в свердловині. Сваб (поршень), рухаючись вгору, перекриває від 90 % до 100 % площі поперечного перерізу насосно-компресорних труб, а рухаючись вниз, перепускає через прохідні канали від 50% до 70 % потоку рідини.

Недоліком даних пристроїв та методів свабування свердловини є недостатній гідродинамічний вплив на привибійну зону пласта, довга тривалість операції, її висока вартість, необхідність спеціальної підготовки

обв'язки гирла свердловини та НКТ.

Також відомі пристрої для освоєння нафтових і газових свердловин шляхом свабування, що передбачають зниження рівня рідини шляхом зворотньо-поступальних переміщень ступінчатого поршня в свердловині, який спускають в інтервал перфорованого продуктивного пласта-колектора і переміщають силовим агрегатом.

Недоліком даного пристрою є те, що не передбачено видалення винесеного з пласта кольматанта, який при зворотньо-поступальних переміщеннях поршня може повертатись знову в пласт. Сваб у свердловину спускають на канаті або кабелі, що вимагає застосування лубрикатора, виникає небезпека підкидування сваба під дією викликаного свабуванням фонтанування і захльостування каната, що може призвести до його обриву.

Схема пристрою показана на рис. 3.1.

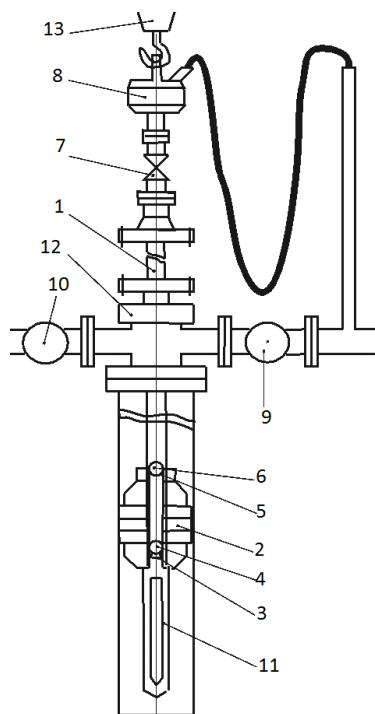


Рисунок 3.1 – Схема пристрою для освоєння і дослідження свердловин
 1-колона бурильних чи насосно-компресорних труб; 2- сваб; 3-зрізне сідло сваба під кульовий запірний елемент 4; 5-зрізне сідло клапана для відбирання кольматанта під кульовий запірний елемент 6; 7-засувка; 8-вертлюг; 9,10-засувки міжтрубного простору; 11-контейнер для встановлення глибокого манометра; 12- превентор;13-талева система бурового верстата.

Відома конструкція пристрою, що містить корпус з центральним осьовим каналом, радіальними каналами і сідлом в центральному осьовому каналі. Розміщений на корпусі ущільнюючий елемент з нижньою опорою та натискною втулкою, кожух, який утворює своєю внутрішньою поверхнею із зовнішньою поверхнею корпуса кільцевий простір, у якому розміщений поршень і штовхач.

Дана конструкція не передбачає функцій свабування, не забезпечується регулювання діаметра ущільнюючого елемента, а також не передбачено видалення винесеного з пласта кольматанта, який при зворотньо–поступальних переміщеннях поршня може поступати знову в пласт.

4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИТІСНЕННЯ ЗАЩЕМЛЕНОЇ НАФТИ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ТРЕТИННИХ МЕТОДІВ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Представлено загальну характеристику завершальної стадії розробки нафтових родовищ, наведено її особливості та описано умови формування залишкових запасів нафти. На основі аналізу виділено найбільш перспективні методи підвищення нафтовилучення, що можуть застосовуватись на завершальній стадії розробки нафтових родовищ. Проаналізовано основні проблеми, що виникають при розробці родовищ на даному етапі, а саме: виснаженість пластів, і, як наслідок низькі значення пластових тисків; погіршення фільтраційних властивостей привибійної зони та пласта в цілому, значна обводненість видобувної продукції, погіршення стану видобувного та технологічного обладнання та інші. Змодельовано три варіанти розробки родовищ.

На рис. 4.1 показано порівняння накопичених відборів нафти за трьома варіантами розробки. Крива 1 характеризує розробку нафтового родовища на режимі виснаження, згідно якого накопичений відбір нафти становитиме 487,58 тис.т. З 2004 року накопичений відбір нафти збільшується (2 варіант розробки, крива 2), завдяки впровадженню системи підтримання пластового тиску. За цим варіантом вдається забезпечити накопичений відбір нафти в обсязі 542,59 тис.тон. Завдяки впровадженню другого варіанту розробки коефіцієнт кінцевого нафтовилучення є більши на 2 % в порівнянні з першим.

До певного моменту розробки заводнення, як вторинний метод видобутку, може забезпечити необхідні обсяги та темп. Проте з часом, коли співвідношення об'ємів запомпованої в пласт води до обсягів видобутої нафти стає досить значним, ефективність такого методу різко знижується. Внаслідок такого способу діяння на пласт утворюються непромиті водою зони, в яких міститься значна частка нафти. Для того, щоб залучити цю неохоплену заводненням нафту, якраз і необхідно впроваджувати третинні методи підвищення нафтовилучення.

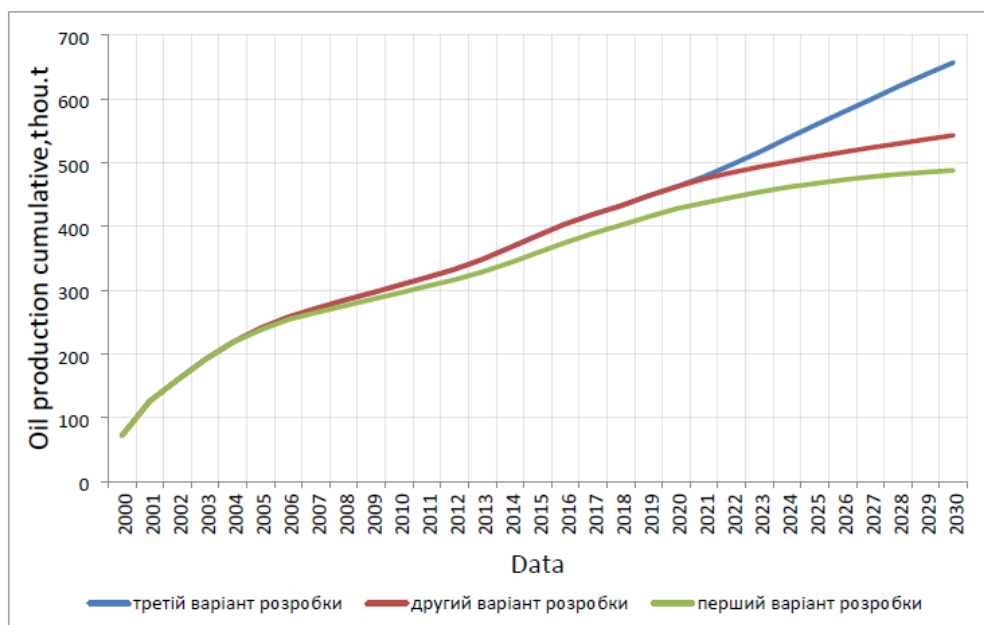


Рисунок 4.1 – Графік порівняння накопичених видобутків нафти по трьох варіантах розробки

Як видно з рис. 4.1 (крива 3), найбільш ефективним варіантом розробки є третій, так як при застосуванні якого, накопичений відбір нафти є максимальний та становить 657,65 тис.тон. Згідно проведених досліджень найкращим методом підвищення нафтовилучення є запомповування діоксиду вуглецю, впровадження якого рекомендовано із 2021 року. Кінцевий коефіцієнт нафтовилучення при третьому варіанті розробки є максимальним та становить 0,23.

5 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ З ГАЗОГІДРАТНИХ РОДОВИЩ ШЛЯХОМ КЕРУВАННЯ ВЛАСТИВОСТЯМИ ГІДРАТІВ ЗАМІЩЕННЯ

Видобування газу з газогідратних родовищ Чорного моря є одним з перспективних напрямків підвищення енергетичної незалежності України. Одним з найперспективніших способів видобування газу з даних родовищ на моріу світі визнано метод заміщення метану сірководнем, а також іншими гідратоутворюючими газами [23], оскільки має ряд переваг перед іншими методами. Основними перевагами методу заміщення можна вважати стійкість пластів після видобування та можливість утилізації значних об'ємів діоксиду вуглецю [23]. Однак основна технологічна перевага – можливість контролювати пористість та проникність гідратів заміщення, залишилася значною мірою поза увагою дослідників. Проникність контролює міграцію рідини газу через гідрати заміщення і відіграє важливу роль у подальшому транспортуванні гідратоутворюючого газу до фронту гідротозаміщення, що у свою чергу впливає на накопичення, розподіл, та концентрацію гідрату заміщення, здатність пропускати метан, утворювати локальні збурення поля стабільності гідратів та потік викиду метану в океан. Незважаючи на важливість цієї властивості газогідратних покладів, доступних та точних даних щодо проникності немає.

Макромасштабний аналіз однофазних та багатофазних потоків через геологічні відкладення зазвичай проводять з врахуванням того, що осади можуть бути представлені еквівалентним однорідним пористим середовищем, проте належне розуміння властивостей проникності вимагає оцінки порових масштабів багаторазового співіснування всіх етапів та усіх відповідних шляхів потоку. Наявність гідрату додає додаткових ускладнень, оскільки гідрат може змінювати потік і впливати на проникність шляхом зменшення розміру пор і зміни форми пор. Гідрат, що заповнює пори, значно зменшує проникність на відміну від чистого гідрату, проте гідрат на зернових контактах може легко блокувати пори, що викликає більш виражене зменшення проникності. Виходячи з обмежених

даних, доступних для газу, гідратоносні системи [24], моделі гідратів із заповненням пор забезпечують найкращі оцінки проникності.

Системи, насичені водою, перетворюються на багатофазний газ та водопровідні системи, якщо газ проникає у поле стабільності гідратів або якщо гідрат починає дисоціювати [24]. Однак еволюція насичення води та капілярний тиск під час дисоціації відрізняється від класичних процесів, які зазвичай використовуються для визначення затримки води та відносних значень проникності для осаду. Існують також додаткові механізми масштабування частинок, що впливає на відносну проникність. Наприклад, у покладах, де гідрат підтримує каркас середовища, проникність може збільшуватися, оскільки гідрат видаляється з системи, але потім зменшуються при руйнуванні зернистого скелета. Отже, далі все ще потрібні дослідження для кращої кількісної оцінки відносної проникності газу та водопроникності в гідратовмісних осадах та їх еволюції під час дисоціації.

Ще одна обставина, встановлена авторами [25], це збільшена концентрація незакріпленого піску у покладах з наявними більшими обсягами гідратів, порівняно з іншими покладами. Отже, збільшена концентрація дрібних незакріплених частинок прискорюватиме процес заміщення, і як наслідок – збільшуватиме пористість гідратів заміщення. Крім того, встановлено [26], що у зразках з великим вмістом гідрату, навіть короточасне зниження тиску в одній атмосфері викликає перерозподіл гідрату в межах зразка. Цей перерозподіл створює гідрат заміщення з новими фізичними властивостями, які можуть відрізнятися значно порівняно з даними вихідного зразка і досліджені на даний час недостатньо. Однак, можна вважати доведеним [26], що гідрати заміщення мають більшу концентрацію у внутрішніх шарах по відношенню до початкового шляху заміщуючого метан газу.

Ще один фактор, який необхідно врахувати – наявність пористості середовища природних гідратних відкладів, які визначені [27] за допомогою визначення електричного питомого опору та акустичних хвиль, наприклад, у свердловині Тигрова Акула, Мексиканської затоки на рівні 0,2 – 0,25. Очевидно,

що при розробці газогідратних родовищ з використанням технології заміщення, необхідно зберегти дану пористість та забезпечити необхідну проникність.

Окремою додатковою умовою успішного процесу заміщення є дослідження міцнісних характеристик новоутворених гідратів [28], які повинні бути не нижче за характеристики природних метанових гідратів.

6 ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ЗА ДОПОМОГОЮ СТРУМИННОГО НАСОСА З ВИКОРИСТАННЯМ ЕНЕРГІЇ НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Пристрій для видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин у вигляді струминного насоса, що включає корпус, сопло, приймальну камеру, камеру змішування і дифузор, який відрізняється тим, що струминний насос виконаний як вставний модуль з багатоотвірним соплом, отвори якого розміщені концентрично до центрального отвору і під кутом $\alpha = 5^\circ - 7^\circ$.

В нагнітальну свердловину 1 по колоні НКТ 11 подається під тиском вода у водяний пласт 9 через перфораційні отвори 8. Рухаючись далі по пласту вода потрапляє в експлуатаційну колона 3 і через фільтр 7 подається на пристрій для помпування нафти 5, який закріплений на колоні НКТ видобувної свердловини 2, пристрій для помпування нафти 5 розміщується в районі інтервалу перфорації нафтового пласта 10 між водяним 9 і нафтовим пластами встановлюється пакер 6 для зменшення тиску на нафтовий пласт.

Пристроєм для помпування нафти 5 за допомогою енергії рідини з нагнітальної свердловини, створюється депресія в районі встановлення насоса, що збільшує дебіт свердловини. Над продуктивним пластом на віддалі приблизно 10 м встановлюється другий пакер, який відмежовує гідростатичний стовп рідини. Це забезпечує додаткову стабілізацію режиму роботи видобувної свердловини і зменшує тиск на продуктивний пласт. Схема пристрою для помпування нафти зображена на рис. 2. Пристрій для помпування нафти складається з корпуса 9 з радіальними отворами 6, які знаходяться у зоні всмоктування рідини, і герметизуючим кільцем 5. Корпус 9 приєднаний за допомогою різьби до колоні НКТ 2. У корпусі 9 встановлений ежекторний насос, який в свою чергу складається з корпуса насоса 8, багатоотвірного сопла 7, в якому отвори розміщені концентрично до центрального отвору і під кутом $\alpha = 5^\circ - 7^\circ$, дифузора 3 з контргайкою 4 і фільтра 10.

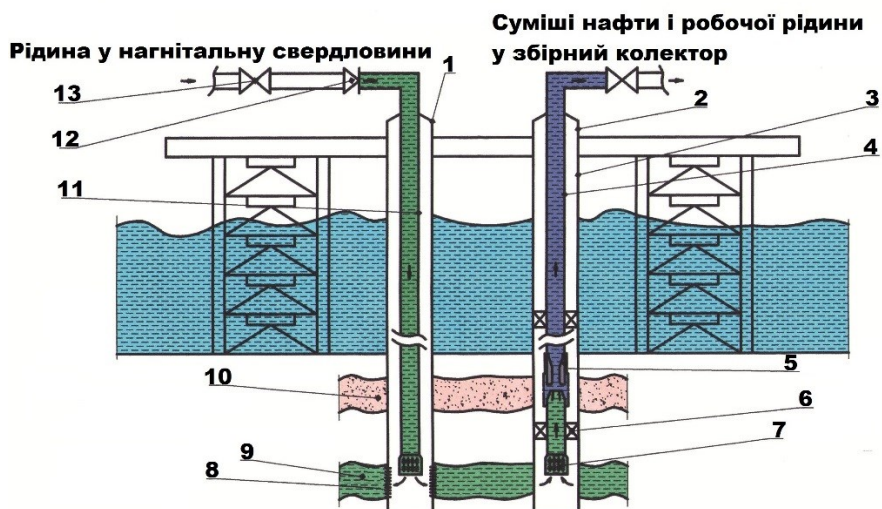


Рисунок 6.1 - Схема інтенсифікації видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловини

- 1- нагнітальна свердловина ; 2 - видобувна свердловина ; 3 - експлуатаційна колона; 4 - колона НКТ видобувної свердловини; 5 - пристрій для помпування нафти; 6 - пакер; 7 - фільтр-пристою; 8 - перфораційні отвори; 9 - водяний пласт; 10 - нафтовий пласт; 11 - колона НКТ нагнітальної свердловини; 12 - зворотний клапан; 13- засувка

7 ОЦІНКА ТА МІНІМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ НАФТОГАЗОВИДОБУВАННЯ НА ПРИРОДООХОРОННІ ТЕРИТОРІЇ

Унаслідок довготривалої експлуатації об'єктів інфраструктури зростає ризик виникнення аварійно-небезпечних дефектів та можливість їх руйнування і забруднення екосистеми, порушення газового балансу та активізації глобальних змін клімату. Слід звернути увагу, що основна частина родовищ природних вуглеводнів . України виснажені і перебувають на завершальній стадії розробки. Значна кількість запасів нафти і газу зосереджена у районах розташування екологічно-чутливих територій (об'єкти природно-заповідного фонду, курорти, родовища мінеральних вод, тощо). У той же час, забезпечення енергетичної незалежності держави є пріоритетним і стратегічним завданням.

У Карпатському регіоні зосереджено 22% лісового фонду країни та 42% унікальних і рідкісних родовищ підземних мінеральних вод, які стали основою створення всесвітньо відомих рекреаційних об'єктів. Зазначені об'єкти безпосередньо межують із тисячами ліквідованих нафтогазових свердловин старого фонду віком від 40 до 120 років та сотнями кілометрів газонафтопроводів з не задовільною експлуатаційною надійністю (рис.7.1) [31].

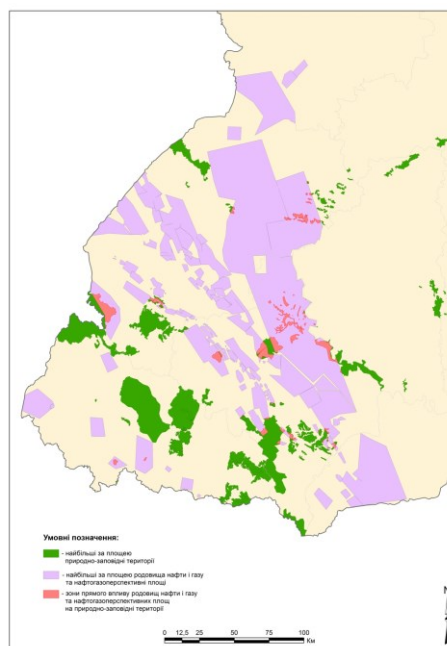


Рисунок 7.1 – Вплив процесів видобування нафти і газу на природоохоронні території Заходу України

За найскладніших в Європі гірничо-геологічних умов наявності розгалуженої мережі об'єктів критичної інфраструктури. Загальна площа родовища нафти і газу та нафтогазоперспективних площ на заході України щодо яких проводився аналіз близько 17 600 км² (1 760 000 га). Площа зон прямого впливу близько 610 км² (61 000 га), що становить приблизно 12,5 % загальної площі природно-заповідних територій на заході України щодо яких проводився аналіз. За результатами досліджень виділено зони прямого впливу родовищ нафти і газу та нафтогазоперспективних площ на природно-заповідні території Західної України (рис. 7.1).

В подальшому необхідно більш докладно дослідити вплив процесів видобування нафти і газу на компоненти довкілля у природоохоронних зонах, зміни у біорізноманітті фауни та флори. Подальше дослідження реального технічного стану відповідальних металоконструкцій критичної нафтогазової інфраструктури дасть змогу прогнозувати їх залишковий ресурс безпечної експлуатації, визначити межі впливу та оцінити ризики відмов та аварій та важкість їх наслідків для навколишнього середовища.

8 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ НА КОРОЗІЮ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

Стратегією України упродовж найближчих років має бути зменшення споживання та збільшення видобутку власного газу. На етапі транспортування від місця видобутку до станції попередньої підготовки газу є небезпека утворення у трубопроводі газових гідратів, що може спричинити аварійну ситуацію внаслідок утворення гідратних корків.

Теоретичні і експериментальні дослідження показують, що в зоні різкої зміни форми пружного тіла (концентратора), тобто за наявності механічних пошкоджень (каверни, тріщини, виточки, корозійні ураження), виникають підвищені напруження. Вигляд внутрішньої поверхні трубопроводу показано на рисунках 8.1 та 8.2. Наявність концентраторів напруження суттєво впливає на процес втомного руйнування [32].



Рисунок 8.1 – Загальний вигляд внутрішньої стінки труби

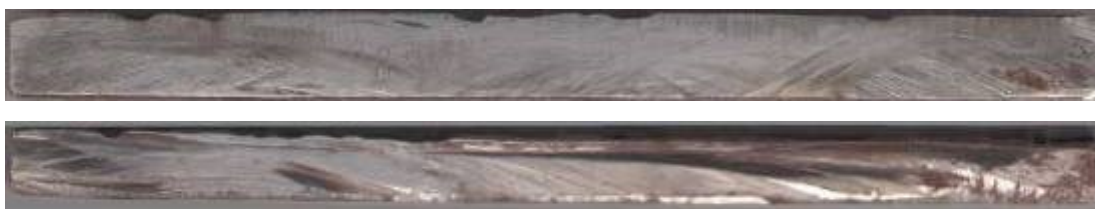


Рисунок 8.2 – Профілограма внутрішньої стінки викидної лінії

Для оцінки впливу концентрації на міцність матеріалу вводиться ефективний коефіцієнт концентрації k_{σ} , який дорівнює відношенню руйнівного навантаження зразка без концентратора до руйнівного навантаження зразка з таким же перерізом з концентратором напружень.

Оскільки механізм корозії у хлоридних середовищах спільний як для внутрішньотрубної, так і для ґрунтової корозії, то для повнішого опису процесу та більш коректного встановлення загальних закономірностей впливу хлорид-іонів

крім отриманих у роботі результатів було використано раніше отримані дані для ґрунтової корозії [35-37].

Дослідження корозії в модельних середовищах (МС), які відповідають ґрунтам з хлоридним типом засолення (табл. 8.1) показали (рис. 8.3) відчутне збільшення швидкості загальної корозії з зростанням концентрації хлорид-іонів при переході від МС1 до МС2, і дещо менше при переході від МС2 до МС3 [33-37]. Подібний характер впливу прослідковується для обох досліджуваних сталей. Для ґрунтів значної частини території України основними корозивними компонентами є розчинені у воді хлориди та сульфати. На підставі аналізу водних витяжок ґрунтів та пластових вод запропоновано використовувати наступні модельні середовища (табл. 8.1).

Таблиця 8.1 – Хімічний склад розчинів для корозійних випробовувань

№ МС	Концентрація NaCl, моль/л	Тип корозії
1	0,01	Ґрунтова корозія
2	0,05	
3	0,1	
4	0,5	Внутрішньотрубна корозія
5	1,5	
6	2,5	
7	3,75	
8	5	

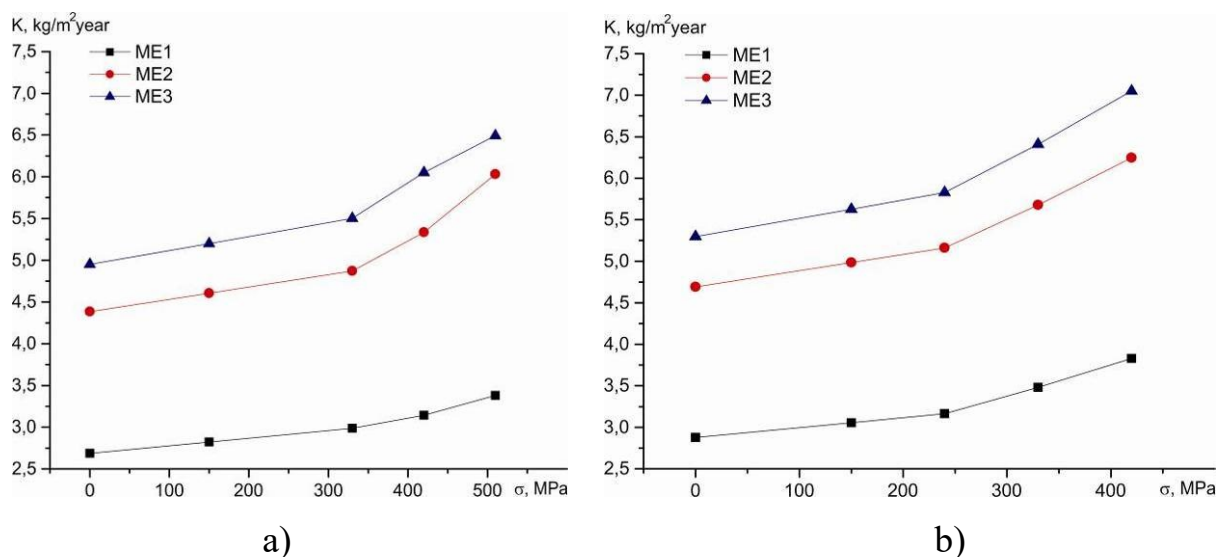


Рисунок 8.3 – Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах: 17ГC (а) та Ст20 (б) (ґрунтова корозія)

Проаналізувавши рис. 8.3 та порівнявши швидкості загальної та локальної корозії можемо констатувати яскраву інтенсифікацію локальних корозійних процесів, причому вона зростає зі збільшенням концентрації хлорид-іонів.

9 ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ АСПЕКТІВ ЗАСТОСУВАННЯ ЕЖЕКТОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ НАФТОВИДОБУВНИХ СИСТЕМ

На завершальній стадії розробки нафтового родовища, яка характеризується малими пластовими тисками і коефіцієнтами продуктивності свердловин, а значний термін експлуатації обладнання вимагає уважного ставлення до підбору режимів їх роботи, важливо мати змогу видобути залишкові запаси вуглеводнів. Запропоновано інтенсифікувати притік пластових флюїдів до вибою нафтових свердловин, що експлуатуються штанговими насосними установками, шляхом використання струминних апаратів [38].

Завдяки енергії нафтового газу, що виділятиметься із газоводонафтової суміші безпосередньо у самому струминному апараті, а також вільному газі, який засмоктується із затрубного простору свердловини, можна досягнути суттєвого зниження густини газоводонафтової суміші і, як результат, зростання притоку флюїду із пласта [39]. Запропонована технологія реалізується через спільну експлуатацію свердловини установкою штангового свердловинного насоса та опущеного у свердловину струминного апарату (рис. 9.1).

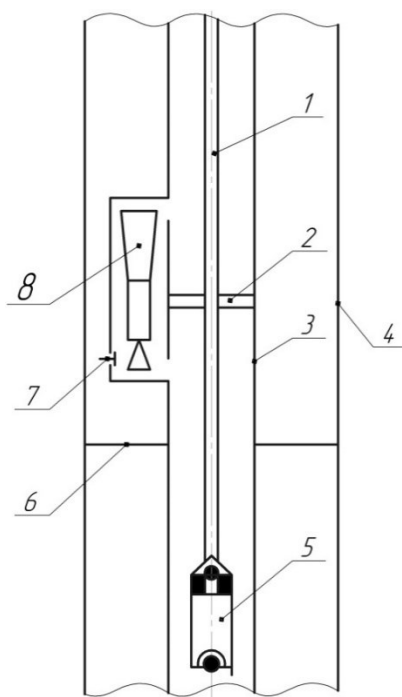


Рисунок 9.1 – Принципова схема компоновки тандемної установки

Запропонована компоновка працює так. Свердловинна продукція, що

нагнітається штанговим насосом 5 у колону НКТ 3, потрапляє у нафтогазовий струминний апарат 8, який винесений за межі колони НКТ, де за рахунок її значної швидкості супутній газ із затрубного простору потрапляє в струминний апарат через зворотний клапан 7. Потім ця газорідинна суміш знову повертається до колони НКТ і далі рухається до устя свердловини. У колоні НКТ на рівні струминного апарату потрібно додатково встановити розділювач середовищ 2, який забезпечуватиме роз'єднання входу та виходу струминного апарату.

Оскільки кріплення струминного апарату здійснюється спеціальними фіксаторами на колоні НКТ, то були проведені дослідження із визначення навантажень на колону та підбору матеріалу для її виготовлення [40]. Також було запропоновано проводити хромування окремих частин струминного апарату для збільшення їх довговічності.

Дослідження впливу фізичних властивостей робочого та інжектваного потоків на вихідні параметри його довели непрацездатність існуючої математиної моделі струминних апаратів, коли не враховується стисливість потоків, а також зміна газовмісту потоку. Підбір відповідної конструкції струминного насосу дозволить забезпечити безперебійну подачу газорідинної суміші із визначеною витратою і відбір необхідної кількості нафтового газу зі стовбура свердловини.

Отже, на основі проведених досліджень пропонується компоувати нафтові свердловини, що уже обладнані іншим устаткуванням для механізованого видобутку, струминними апаратами із хромованими частинами. Збільшення дебіту свердловини у такому випадку досягається завдяки розрахунку оптимального режиму ліфтування при впливі базових геометричних розмірів апарату та фізичних властивостей флюїдів.

10 ОПТИМІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНГІБІТОПРОВОДІВ ДЛЯ ДОСТАВКИ ГАЗЛІФТНОГО ГАЗУ З МЕТОЮ МЕХАНІЗОВАНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Одним із методів інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин є їх експлуатація компресорний методом. Газліфтний газ при цьому зручно подавати по трубопроводах малого діаметру, що слугують для подачі інгібіторів у свердловини [41]. Для подачі газліфтного газу необхідно здійснювати його послідовне компримування на достижувальній компресорній станції та дроселювання на вузлі підключення шлейфу кожної свердловини до загального колектору. Діаметр даних трубопроводів є значно менший діаметрів шлейфів а для обводнених свердловин виснажених родовищ вік цих трубопроводів є значний, відповідно шорсткість внутрішньої стінки труб є суттєвою. Тому компримування та послідовне дроселювання газліфтного газу може бути значним, що підвищує ризик гідратуотворення в такого типу трубопроводах.

Для вивчення цього явища побудовано модель обв'язки свердловин типового родовища трубопроводами для подачі інгібітора у гідродинамічному симуляторі Pipesim (рис. 10.1) [42].

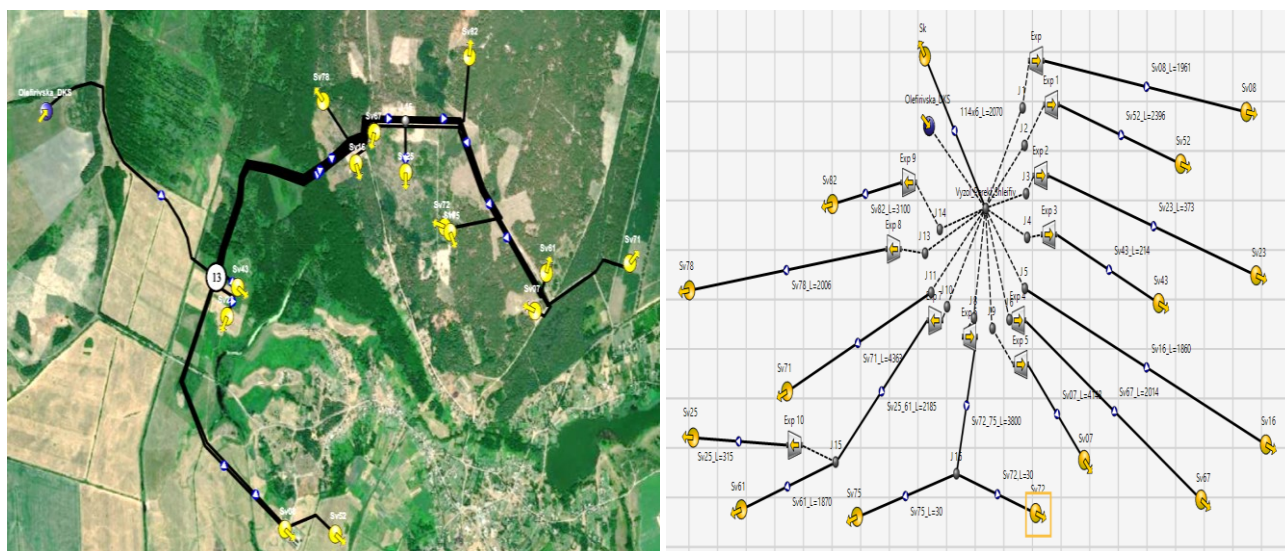


Рисунок 10.1 – Схема системи збору газового родовища, що підлягає аналізу

За фракційним складом природного газу, який використовується для

газліфту а також за точкою роси газу відносно води та летких вуглеводнів побудовано композиційну модель його фізичних властивостей (рис. 10.2).

Для номінального режиму експлуатації свердловин такого родовища виконано розрахунок розподілу тиску та температури газу по довжині інгібіторопроводів систем збору (таблиця 10.1). Встановлено наявність умов для утворення гідратних накопичень в порожнині трубопроводів для подачі інгібіторів шляхом порівняння мінімальної температури в характерних точках систем із температурою гідратоутворення, відображеною на графіку зміни умов гідратоутворення на рис. 10.2. В результаті аналізу цих результатів зафіксовано сприятливі умови для утворення гідратних накопичень приблизно для половини свердловин, що підлягало аналізу.

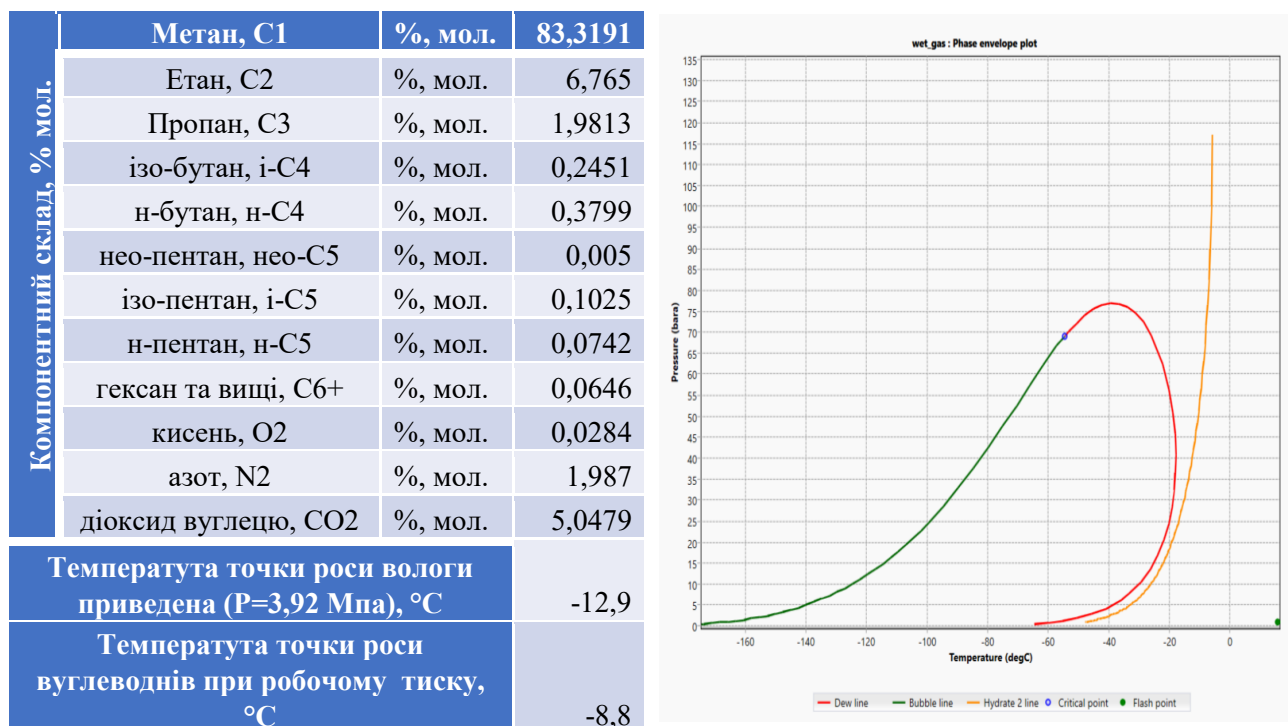


Рисунок 10.2 – Композиційна модель фізичних властивостей газліфтного газу

Для зниження ризику утворення гідратних накопичень в порожнині трубопроводів пропонується використання залишкового тепла після компримування газу для компенсації переохолодження газу після реалізації дроселювання тиску на вузлі переключення шлейфів.

Встановлено вплив пускового тиску для реалізації газліфтної експлуатації найбільш схильної до утворення гідратних накопичень свердловини на процес

гідратоутворення і визначено максимально-допустиму тривалість експлуатації такого шлейфа на режимі пускового тиску з метою уникнення повного закупорювання трубопроводу гідратною пробкою.

Таблиця 10.1 – Розподіл газодинамічних параметрів по системі інгібіторопроводів при номінальному режимі експлуатації родовища з використанням газліфта

Назва елемента схеми	Тип	Маном. тиск МПа	Температура, С	Продуктивність, тис. м3/добу
Редуктор на св.08	Choke	1,65	-40	6,1
Редуктор на св.52	Choke	3,44	-4	14,9
Редуктор на св.25	Choke	1,42	-46	5,0
Редуктор на св.23	Choke	2,88	-13	29,1
Редуктор на св.43	Choke	2,05	-29	10,3
Редуктор на св.7	Choke	4,56	9	16,2
Редуктор на св.72/75	Choke	6,02	23	22,8
Редуктор на св.61/25	Choke	7,92	37	31,3
Редуктор на св.78	Choke	3,03	-11	14,2
Редуктор на св.82	Choke	3,61	-2	14,2
Вузол на св. 25/61 J 15	Junction	4,94	14	31,3
Вузол на св. 72/75 J 16	Junction	1,60	-7	22,8
Vyzol_Perek1_Shleifiv	Junction	8,75	42	192,5
Sv07	Sink	1,53	-5	16,2
Sv08	Sink	1,10	0	6,1
Sv16	Sink	6,08	21	33,3
Sv23	Sink	1,77	-19	29,1
Sv25	Sink	1,33	-29	5,1
Sv43	Sink	1,94	-28	10,4
Sv52	Sink	1,72	-5	14,9
Sv61	Sink	1,56	-8	26,3
Sv72	Sink	1,56	-7	11,2
Sv75	Sink	1,57	-7	11,7
Sv78	Sink	1,57	-7	14,2
Sv82	Sink	1,59	-4	14,2
Olefirivska_DKS	Source	8,75	42	192,5

11 БОРОТЬБА З ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН, КОРОЗІЄЮ ГАЗОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ВІДКЛАДЕННЯМ СОЛЕЙ У СТОВБУРАХ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КОМПОЗИЦІЙ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ТА ІНГІБІТОРІВ

Велика кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки. Розробка газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії характеризується ускладненнями, що порушують стабільну роботу газових і газоконденсатних свердловин: 1) обводнення свердловин, 2) корозія промислового свердловинного обладнання, 3) гідратоутворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) відкладення солей у привибійній зоні свердловини, у стовбурах і шлейфах свердловин. Наведені вище ускладнення призводять до зниження дебітів експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин. У найбільшій мірі це стосується обводнення свердловин. Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин у стовбур обводненої свердловини запомповують розчини спінюючих ПАР. Одним із можливих методів боротьби з вищеперерахованими ускладненнями є хімічний метод, тобто використання різних хімічних реагентів. Важливим і перспективним напрямком цього методу є розроблення і використання комплексних інгібіторів, що володіють багатофункціональними властивостями. В результаті застосування комплексних інгібіторів можна досягти збільшення дебітів свердловин.

Основною метою є інтенсифікація роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин із використанням багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів (комплексних інгібіторів). Для досягнення мети поставлено наступні цілі дослідження:

1) виконання літературного огляду матеріалів про хімічні реагенти, що використовуються для запобігання і боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин;

2) визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) і

оцінка ефективності інгібіторів корозії та інгібіторів відкладення солей;

Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин з використанням хімічного методу (тобто із використанням ПАР) використовуються такі ПАР, як синтамід-5К, диссольван, савенол SWP, синтанол, барвамід 2К, сульфонол, олеокс-5, циклімід, савенол NWP, превоцел, стінол, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К, препарат ОС-20, “ТЕАС-М”, “Сольпен” та інші. Для захисту свердловинного обладнання від корозії застосовуються такі інгібітори корозії, як “Нафтохім-3”, сульфонол, тарін, катапін А, карбозолін СД, карбозолін ОТ-2, “Нафтохім-1”, СТ-2, “Азол-5010”, КМА, ТАЛ-3, “Коразол-1”, Dodigen 481, савенол SWP, жир катіоноактивний Р-1, СНПХ-6302 Б та інші.

Лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) [43] проводилися при температурі 80 °С з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР : барвамід 2К, сульфонол, барватекс-5, стінол і олеокс-5. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить 24,1 (сульфонол); 20,87 (стінол); 18,49 (олеокс-5); 15,34 (барвамід 2К) і 14,71 (барватекс-5). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить $11,23 \cdot 10^6$ с/м³ (сульфонол); $9,55 \cdot 10^6$ с/м³ (стінол); $8,72 \cdot 10^6$ с/м³ (олеокс-5); $7,6 \cdot 10^6$ с/м³ (барвамід 2К); $6,83 \cdot 10^6$ с/м³ (барватекс-5).

Лабораторні дослідження з визначення (оцінки) ефективності інгібіторів корозії проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) гравіметричним методом на зразках-свідках (сталь Р-110) при температурі 80 °С [44]. Використовувались такі хімічні реагенти, як “Коразол-1”, карбозолін СД, ТАЛ-3, “Нафтохім – 3”, сульфонол і СНПХ-6302 Б. Результати лабораторних досліджень з оцінки ефективності інгібіторів корозії (при концентрації 0,5 % мас. в мінералізованій воді на зразках-свідках із сталі Р-110 при температурі 80 °С) свідчать про те, що ступінь захисту від корозії на зразках-свідках із сталі Р-110

становить : 96,13 % (“Коразол-1”); 94,53 % (карбозолін СД); 92,41 % (ТАЛ-3); 89,35 % (“Нафтохім-3”); 87,54 % (сульфонол) і 84,89 % (СНПХ-6302 Б). [45].

Крім того, були проведені лабораторні дослідження з визначення захисного ефекту інгібіторів відкладення солей (інкредол, СОНСОЛ, поліакрилат натрію, СНПХ-5100 і КТІ-С) у мінералізованій воді (мінералізація 100 г/л NaCl) при температурі 80 °С при використанні стандартних зразків із сталі. Ст. 20 (для боротьби із відкладеннями солей у стовбурах і шлейфах (викидних лініях) газових (газоконденсатних) свердловин). Захисний ефект інгібіторів відкладення солей становить: СНПХ-5100 (91,78 %); поліакрилат натрію (85,91 %); інкредол (83,62 %); СОНСОЛ (81,57 %); КТІ-С (77,49 %).

На основі вищенаведеного робимо висновок про те, що найбільш ефективними композиціями ПАР та інгібіторів є такі композиції : 1) суміш сульфонолу, “Коразолу-1” та СНПХ-5100; 2) суміш стінолу, карбозоліну СД і поліакрилату натрію; 3) суміш ПАР олеокс-5 та інгібіторів ТАЛ-3 і поліакрилату натрію.

ВИСНОВКИ

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 дренавання видобувних свердловин, технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу, технології витіснення залишкового природного газу із 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.

Запропоновано удосконалення технологій дорозробки виснажених покладів природних газів, які включають мінімізацію значень кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин, вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу, витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту, регулювання надходження води в газовий поклад за водонапірного режиму і видобутку защемленого газу із обводнених зон.

На основі аналізу конструкцій і принципу роботи існуючих в промисловій практиці, пристроїв проведено опрацювання технічних рішень, конструктивних особливостей та технічних вимог, визначено основні діапазони габаритних та приєднувальних розмірів в залежності від умов експлуатації, основні вимоги до конструкції та конструкційних матеріалів, а також принцип дії та будову пристрою, який ми назвали пристроєм для освоєння і дослідження свердловин.

Створено в програмі-симуляторі «Petrel» гідродинамічну гіпотетичну модель родовища. На основі моделі розглянуто три варіанти розробки родовища. Один із запропонованих варіантів передбачає застосування третинного методу підвищення нафтовилучення. Найбільш оптимальним виявився метод запомповування в пласт діоксиду вуглецю. За третього варіанту розробки можна досягти вищого значення коефіцієнта вилучення нафти (0,23), ніж при двох інших варіантах розробки (0,17

та 0,19 відповідно). Проте ефективність застосування такого методу дії на пласт залежить від багатьох факторів та чинників. Ефект від використання CO₂ для збільшення нафтовилучення пластів виражається у підвищенні коефіцієнта витіснення за рахунок об'ємного розширення нафти, розчинності та змішуваності його з нафтою, а також зниження в'язкості нафти. Проте коефіцієнт охоплення пластів витісненням знижується порівняно із простим заводненням. Також важливим фактором є те, що при застосуванні CO₂ з метою підвищення нафтовилучення можлива корозія нагнітальних та видобувних свердловин та нафтопромислового обладнання. Обмеженням на застосування CO₂, окрім геолого-фізичних критеріїв є також наявність необхідних ресурсів у районі нафтових родовищ.

Проаналізувавши підходи до вивчення властивостей гідратів різних авторів, можна зробити висновок про наступні перспективні напрямки досліджень успішної реалізації методу видобування метану з природних гідратів шляхом його заміщення діоксином вуглецю:

1. Встановлення оптимальних концентрацій та розмірів механічних домішок, які не тільки сприятимуть процесу гідратоутворення, але і контролюватимуть пористість та міцність гідратів заміщення.

2. Визначення оптимальних режимів кавітаційних процесів з метою підтримання оптимальної швидкості процесу заміщення та необхідного рівня проникності новоутворених гідратів.

3. Розрахунок необхідного об'єму води для покращення фільтраційних характеристик гідратів.

4. Встановлення необхідного часу дисоціації та утворення нових гідратів для оптимізації розподілу новоутворених гідратів у окремих частинах покладу.

5. Пошук можливих каталізаторів заміщення метану та визначення їх оптимальних концентрацій для контролю за інтенсивністю процесу.

Запропоновано технологічну схему інтенсифікації дебіту нафти з використанням енергії нагнітальних свердловин, яка дасть можливість більш раціонально використовувати енергію, що витрачається для утилізації пластової

води, дозволить збільшити видобуток нафти при мінімальних затратах.

За результатами аналізу даних щодо розташування розвіданих родовищ нафти і газу та потенційних нафтогазоносних територій встановлено зони, які припадають на природоохоронні території та зони потенційного впливу на них. Показано, що під прямий вплив процесів розробки нафти і газу попадають понад 12% площ природно-заповідних територій Західної України. Використання отриманих результатів дасть змогу оптимізувати природоохоронні заходи поблизу місць розробки нафтогазових родовищ.

Вивчено корозію матеріалу трубопроводів у агресивних робочих середовищах на прикладі ґрунтового електроліту хлоридного типу та пластової води. Розраховано коефіцієнти впливу гідратоутворення для загальної та локальної корозії, які становлять 1,13 та 1,32 відповідно, що підтверджує гіпотезу про інтенсифікацію локальної корозії внаслідок гідратоутворення.

За результатами корозійно-механічних випробовувань вперше встановлено закономірності спільної дії механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратоутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів.

Встановлено ризик виникнення закупорювання гідратами природного газу інгібіторопроводів обв'язки газових свердловин, які використовуються в якості трубопровідних систем подачі газліфтного газу на виснажених обводнених газових родовищах та обґрунтовано доцільність реалізації методів зниження даного ризику.

Проведено лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Проведено лабораторні дослідження з визначення захисного ефекту інгібіторів відкладення солей у мінералізованій воді при температурі 80 °С при використанні стандартних зразків із сталі. Ст. 20. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії.

Основні переваги і відмінні риси отриманих результатів : простота технології приготування і застосування композиції хімічних реагентів; дешевизна; можливість приготування робочого розчину композиції хімічних реагентів

безпосередньо на промислі з компонентів; відсутність по-гіршення проникності привибійної зони пласта після запоповування композиції хімічних реагентів у свердловину; можливість використання побічних продуктів хімічної промисловості; приріст дебіту газової свердловини в результаті використання багатофункціональних систем ПАР та інгібіторів – 10 – 15 %; скорочення операційних затрат.

Результати розділу НДР використовуються в лекціях і практичних заняттях з дисциплін “Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ” і “Матеріали і хімреагенти в нафтогазовидобуванні”.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Ashton J.P., Kirspel L.J., Nguyen H.T., Credeur D.J., 1989: Система нагріву на місці стимулює виробників парафінової нафти в Мексиканській затоці. Папір SPE-15660-PA, SPE Production Engineering Том 4/Випуск 02, с. 157 – 160.
2. Баркер К.М., Ньюберрі М.Е., 2001: Сольватація парафіну в нафтовому родовищі. Папір SPE 64995, с. 9.
3. Бойко В. С., 2009: Підземний ремонт свердловин: Підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина 2 і 3. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 589 с.
4. Браун Дж. М., Доббс Дж. Б., 1998: Новий екзотермічний процес видалення парафінових відкладень у виробництві вуглеводнів. In Proceedings - Corrosion 98, стаття No 233, с. 233/1-233/9.
5. Lazar I., Voicu A., Nicolescu C., Mucenica D., Dobrota S., Petrisor I.G., Stefanscu M., Sandulescu L., 1999: Використання природних селективно ізольованих бактерій для інгібування відкладення парафіну. J. Бензин. наук. інж., 22, с. 161–169.
6. Nitu Sooda, Vanwari Lal, 2008: Виділення та характеристика потенційного термофільного штаму бактерій *Geobacillus kaustophilus* TERI NSM, що деградує парафіновий віск, для застосування в нафтових свердловинах з проблемами відкладення парафіну. Хемосфера Том 70, Випуск 8, лютий 2008 р., с. 1445–1451 pp.
7. Ремі Азраї М. Амін, Норхадхіра Халім, Камал Амрі Рослі, Мохд Ізат Алі, Мохд Хафіз Мохамад, Вей Ні Хо, 2007: Профіль виробництва свердловин до та після обробки з використанням нової термохімічної техніки. Папір SPE-107663-MS - Європейська конференція з пошкодження пластів, 30 травня-1 червня, Схевенінген, Нідерланди.
8. Rocha N. O., Khalil C. N., Leite L. F., Goja A. M., 2003: Термохімічний процес для видалення воскових пошкоджень. SPE-80266-MS - Міжнародний симпозіум з хімії нафтових родовищ, 5-7 лютого, Х'юстон, Техас.
9. Straub T.J., Autry S.W., King G.E., 1989: Дослідження практичного

видалення свердловинного парафіну термічними методами та хімічними розчинниками. Папір SPE 1989, с. 9.

10. Тарко Я.Б., 2004: Термокислотні обробки скважин з проведенням в пласте екзотермічних реакцій. Матеріали II Всеросійської научно-практичної конференції конференції "Разработка, производство и применение химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности". (Москва, 25-26 листопада 2004 р.). – М.: РГУ нефти и газа им. Губкіна, С. 36-39.

11. Купер І.М. Пристрій для освоєння і дослідження свердловин. Патент 135359 UA, МПК E21B 33/13 (2006.01), C09K 8/56 (2006.01). [Текст] / Купер І.М. – заявл.28.01.2019; опубл.25.06.2019, бюл.№12.

12. Довідник з нафтогазової справи [Текст] : навч. / За заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - К.: Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.

13. 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(83). С.

14. V.M. Doroshenko, Yu.O. Zarubin. The main directions of improvement of field development systems and the potential for increasing oil production in Ukraine, Oil and gas industry of Ukraine, №2, 2013. - P.27-35.

15. L.B. Moroz. Review of the implementation of technologies to intensify oil production and increase oil production in the world's fields. Physical and technical problems of energy production, Oil and gas energy. - 2014. -№ 1 (21), -С. 22-31, ISSN 1993—9868.

16. Ya. S. Vytvytsky, IM Ivanchenko. Methods of intensification of production in oil fields of Ukraine. Proceedings of the VI International Scientific Conference of Young Scientists and Students. - Vol.1.– DonNTU, 2012. - P.224-227.

17. Sumeer Kalra, Xingru Wu. (2014) "CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery", SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. April 17-18. Denver, Colorado. 2014

18. V.S. Boyko, I.M. Dragan, N. Y. Zalivakha Factors of formation and preventive directions of reducing the volume of residual oil in the deposit // Exploration and

development of oil and gas fields. - 2016. - № 3 (60) –P. 7-18.

19. Wolf, A. A. Artemov, I. Z. Zeynalov, and K. I. Zherzh, “The matrix of applicability of methods for increasing oil recovery. // Young scientist. - 2020. - № 4 (294). - P. 223-225.

20. G. K. Gimazova, A. K. Vakhitova, A. A. Verkhoviykh. Review of methods for increasing oil recovery by flow diversion and alignment of the intake profile // Bulletin of the Kazan Technological University. -2013. - № 10. - P.257-262.

21. L. Moroz, A. Uhrynovskiy, V. Popovych, B. Busko, G. Kogut. Effectiveness Research of Physical and Chemical Methods Application for Oil Recovery Enhancing Using the ASP for the Strutynsky Oil Field Conditions // Journal of management systems in production engineering. - 2020. - Vol. 28. Issue 28. - P. 104-111.

22. V. M. Doroshenko, V. Y. Prokopiv, M. I. Rudy To the introduction of polymer flooding in oil fields of Ukraine // Oil and gas industry of Ukraine. - 2013. - № 3. - P. 29-32.

23. Bjorn Kvamme. Feasibility of simultaneous CO₂ storage and CH₄ production from natural gas hydrate using mixtures of CO₂ and N₂. A report of 9th international methane hydrates R&D workshop. “*Science & technology of gas hydrates: when can they be produced efficiently and safely*”. 2015. 20.

24. Waite, William F., et al. Physical properties of hydrate-bearing sediments. *Reviews of geophysics*, 2009, 47, 4.

25. Jianchun Dai, Niranjana Banik, Diana Gillespie, Nader Dutta. Exploration for gas hydrates in the deepwater, northern Gulf of Mexico: Part II. Model validation by drilling, *Marine and Petroleum Geology*, Volume 25, Issue 9, 2008, Pages 845-859. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.02.005>.

26. Waite, W. F., Kneafsey, T. J., Winters, W. J., and Mason, D. H. Physical property changes in hydrate-bearing sediment due to depressurization and subsequent repressurization, *J. Geophys. Res.*, 2008, 113, B07102, doi:10.1029/2007JB005351

27. Lee, M. W., and Waite, W. F. Estimating pore-space gas hydrate saturations from well log acoustic data, *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 2008, 9, Q07008, doi:10.1029/2008GC002081

28. Masayuki Hyodo, Yanghui Li, Jun Yoneda, Yukio Nakata, Norimasa Yoshimoto, Shintaro Kajiyama, Akira Nishimura, Yongchen Song; A comparative analysis of the mechanical behavior of carbon dioxide and methane hydrate-bearing sediments. *American Mineralogist* 2014; 99 (1): 178–183. doi: <https://doi.org/10.2138/am.2014.4620>
29. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст] : навч. підручник / В. С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с. - ISBN 5-7763-9882-7.
30. Спосіб видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин та пристрій для його здійснення [Текст]: пат. 61392А Україна: МПК7 Е 21 В 43/00 / Лилак М.М., Возний В.Р., Новомлинський І.О., Шандровський Т.Р., Якимечко Я.Я
31. Грушкевич, Г. (2014). Природно-заповідні території Українських Карпат. Вісник Львівського національного аграрного університету. Серія: Економіка АПК, (21 (2)), 60-62.
32. Андрусак А. В. Методи визначення впливу пошкоджень на працездатність нафтопроводу. Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв. 2008. С. 23-25.
33. Poberezhnyi L. Y., Marushchak P. O., Sorochak A. P., Draganovska D., Hrytsanchuk A. V., Mishchuk B. V. Corrosive and mechanical degradation of pipelines in acid soils. *Strength of Materials*. 2017. pp. 539-549.
34. Побережний Л.Я., Станецький А.І., Грицанчук А.В. Корозія тривалоексплуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного типу. Науковий вісник НЛТУ України. № 27.5. 2017. С. 114-118.
35. Побережний Л.Я., Пиріг Т.Ю., Станецький А.І. Вплив йонної сили ґрунтового електроліту на швидкість корозії металу нафтогазопроводів. Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. 2010. № 8. Т. 2. С. 620-624.
36. Побережний Л. Я. Станецький А. І., Рудко В.В. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів. Вісник ТНТУ. 2011. № 3. С. 20-26.
37. Побережний Л.Я., Станецький А.І. Ранжування ґрунтів за небезпекою втрати несної здатності трубопроводами на пізній стадії експлуатації. Науковий

вісник НЛТУ України. 2016. № 26.1. С. 280-286.

38. Kalwar, S.A., Awan, A.Q. Optimum selection and application of hydraulic jet pump for well-1A: a case study // In: Works of SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 2017, pp. 1-10.

39. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст] : навч. підручник / В. С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.

40. Velychkovych A. Strength Analysis of a Two-Layer PETF-Concrete Column with Allowance for Contact Interaction between Layers / A.Velychkovych, L. Ropyak, O. Dubei // Advances in Materials Science and Engineering, 2021. – vol. 2021. Article ID 4517657.

41. Uneyoung Kim, Yeelyong Noh, Kwangpil Chang, Daejun Chang, Determination of hydrate inhibitor injection rate for flowlines based on Monte Carlo method, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Volume 44, 2016, Pages 62-72, ISSN 0950-4230, <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2016.08.012>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950423016302194>).

42. Takács G. (2005): GAS LIFT MANUAL. ISBN 0-87814-805-1 PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 478p.

43. Применение пенных систем в нефтегазодобыче : Учебное пособие / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич, Е. Н. Бекиш. – М. : Недра, 1987. – 229 с.

44. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник / Л. С. Сааки-ян, А. П. Ефремов, И. А. Соболева и др. – М. : Недра, 1985. – 206 с.

45. Застосування суміші хімічних реагентів для боротьби з обводненням газових (газоконденсатних) свердловин і корозією обладнання газових і газоконденсатних свердловин. / Кондрат Р. М., Псюк М. О. // Збірник тез міжнародної наукової конференції “Нафтогазова енергетика – 2021”. – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 21 – 24 вересня 2021 р. – с. 242 – 244 (секція D: Технокобезпека видобування вугле-воднів).

ДОДАТОК А

Витяг

з протоколу № 5 засідання Вченої ради
інституту нафтогазової інженерії від 17.06.2022 р.

Всього членів вченої ради інституту – 22

Присутніх членів вченої ради інституту - 15

СЛУХАЛИ: інформацію завідувача кафедри видобування нафти і газу Кондрат О.Р. про виконання кафедральної проміжної держбюджетної НДР на тему «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення».

УХВАЛИЛИ:

- 1) програма робіт на 2021/2022 н.р. виконана в повному обсязі. Представлений проміжний звіт, зміст якого відповідає програмі робіт;
- 2) рекомендувати продовжити дослідження у вибраному напрямку, результати оперативно впроваджувати у навчальний процес.

**Голова Вченої ради
інституту НГІ**

О.Ю. Витязь

**Секретар Вченої ради
інституту НГІ**

Н. Я. Дрінь

ДОДАТОК Б

Рецензії

Я. М. Фем'яка на звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи кафедри видобування нафти і газу: «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення»

Науково-дослідна робота присвячена важливій та актуальній проблемі, удосконаленню технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки.

В роботі проведено дослідження по підвищенню ефективності експлуатації свердловин та вдосконаленню процесів розробки родовищ нафти і газу.

В цьому контексті суттєвий інтерес представляє розроблена удосконалення технологій дорозробки виснажених покладів природних газів, які включають мінімізацію значень кінцевого пластового тиску в зоні дренажу видобувних свердловин, вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу, витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту, регулювання надходження води в газовий поклад за водонапірного режиму і видобутку защемленого газу із обводнених зон.

Досліджено питання оптимізації режимних параметрів роботи свердловин та створено в програмі-симуляторі «Petrel» гідродинамічну гіпотетичну модель родовища. На основі моделі розглянуто три варіанти розробки родовища. Один із запропонованих варіантів передбачає застосування третинного методу підвищення нафтовилучення. Найбільш оптимальним виявився метод запомповування в пласт діоксиду вуглецю.

Окрему увагу в роботі приділено лабораторним дослідженням з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Проведено лабораторні дослідження з визначення захисного ефекту інгібіторів відкладення солей у мінералізованій воді при температурі 80 °С при використанні стандартних зразків із сталі. Ст. 20. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії.

Поряд з теоретичними результатами в роботі отримано низку прикладних результатів, серед яких слід виділити питання закупорювання гідратами природного газу інгібіторопроводів обв'язки газових свердловин, які використовуються в якості трубопровідних систем подачі газліфтного газу на виснажених обводнених газових родовищах та обґрунтовано доцільність реалізації методів зниження даного ризику.

Отримані результати мають наукову новизну і практичну значимість. Робота виконана на високому науковому рівні. Звіт оформлено згідно з вимогами. Роботу рекомендується прийняти.

**Д-р техн. наук,
зав кафедри буріння свердловин**

Я. М. Фем'як

РЕЦЕНЗІЯ

Н. М. Гедзика на звіт

на держбюджетну науково-дослідну роботу за темою «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення»

Актуальність теми дослідження, розробка якої проводилася протягом 2021-2022 рр, без сумніву, обумовлюється удосконаленням існуючих технологій та пошуком нових можливостей для підвищення вуглеводневилучення з родовищ природних вуглеводнів.

За підсумками виконання держбюджетної науково-дослідної роботи науковцями кафедри видобування нафти і газу, отримані вагомні наукові результати. Слід підкреслити, що запропонований 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 дренавання видобувних свердловин, технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу, технології витіснення залишкового природного газу із 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.

В контексті роботи на основі аналізу конструкцій і принципу роботи існуючих в промисловій практиці, пристроїв проведено опрацювання технічних рішень, конструктивних особливостей та технічних вимог, визначено основні діапазони габаритних та приєднувальних розмірів в залежності від умов експлуатації, основні вимоги до конструкції та конструкційних матеріалів, а також принцип дії та будову пристрою, який ми назвали пристроєм для освоєння і дослідження свердловин.

Слід підкреслити, що вагоме наукове значення представлена технологічна схема інтенсифікації дебіту нафти з використанням енергії нагнітальних свердловин, яка дасть можливість більш раціонально використовувати енергію, що витрачається для утилізації пластової води, дозволить збільшити видобуток нафти при мінімальних затратах.

Окрему увагу в роботі приділено дослідженню питань аналізу даних щодо розташування розвіданих родовищ нафти і газу та потенційних нафтогазоносних територій встановлено зони, які припадають на природоохоронні території та зони потенційного впливу на них. Показано, що під прямий вплив процесів розробки нафти і газу попадають понад 12% площ природно-заповідних територій Західної України. Використання отриманих результатів дасть змогу оптимізувати природоохоронні заходи поблизу місць розробки нафтогазових родовищ.

Зважаючи на теоретичну цінність та можливу практичну реалізацію наукового доробку одержаних результатів, доцільно визнати, що представлений звіт по темі «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення» заслуговує високої позитивної оцінки.

**Менеджер з розвитку бізнесу
ТОВ Експерт Петролеум Україна,
к.т.н., доц.**

Н.М. Гедзик

ДОДАТОК В

Наукові результати кафедри

«Видобування нафти і газу» за 2021-2022 навчальний рік

Публікації, конференції, виставки:

	кількість	кількість стор.	автори
1.Опубліковано монографій всього, з них	1	232	1. Фем'як Я.М., Чудик І.І., Судаков А.К., Якимечко Я.Я., Федик О.М. Практичне використання кавітаційних процесів у бурінні свердловин: Монографія. – Дрогобич: «Посвіт», 2021. – 232 с.
-«- з грифом МОНУ			
2.Опубліковано підручників, навчальних посібників			
3.Кількість публікацій всього/зі студентом			
з них:			
- у фахових виданнях України	15	118	Р.М. Кондрат, М.І. Щепанський, Л.І. Хайдарова. Дослідження впливу забруднення привибійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №3(76). С. 23-32. Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, Л.І. Хайдарова. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020 №4(76). С. 16-22. О.Р. Кондрат, С.В. Матківський, О. В. Бурачок, Л.І. Хайдарова Дослідження впливу на коефіцієнт газовилучення темпу нагнітання діоксиду вуглецю на межі початкового газоводяного контакту / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020 №4(76). С. 23-30. С.В. Матківський, О.Р. Кондрат, О. В. Бурачок, Л.І. Хайдарова. Підвищення ступеня вилучення вуглеводнів з обводненого гадяцького нафтогазоконденсатного родовища шляхом нагнітання діоксиду вуглецю / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021 №1 (78). С. 17-24. Р. М. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів витісненням залишкового природного газу азотом / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021 №1(78). С. 25-34. Н.М. Гедзик, Л.І. Хайдарова. Дослідження ефективності оброблення привибійної зони пласта газових свердловин / Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021 №1(78). С. 51-60.

			<p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова . Вплив глибини введення газліфтного газу в насосно-компресорні труби і його витрати на дебіт обводненої газової свердловини // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021 №3(80). С.19-25.</p> <p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат,Л.І. Хайдарова. Оптимізація параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин за різних значень водного фактора і глибини розміщення газліфтного клапана на колоні НКТ // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022 №1(82). С. 44-51.</p> <p>Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Інтенсифікація дорозробки і підвищення газовилучення із виснажених газових покладів нагнітанням у пласт азоту // Нафтогазова енергетика. 2022. №1(30). С.</p> <p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Удосконалення технологій дорозробки виснажених газових покладів //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022 №2(83). С.</p> <p>Бойко В.С., Купер І.М. Модернізація заводнення на основі створення потোকкерувальних бар'єрів у міжсвердловинній зоні пласта. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.-Івано-Франківськ.-2022.-Вип.1 (82).- С.105-114.</p> <p>Volodymyr Doroshenko, Oleksandr Titlov, Ivan Kuper. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensatio. Chemical engineering:technology audit and production reserves — № 1/3(57), 2021. p.12-15/UDC 681.2:532.64 DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212 Article type «Reports on Research Projects»</p> <p>Якимечко Я. Я. Методика визначення технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки [Текст] / Я. Я. Якимечко, Л. Б. Мороз, С. О. Овецький, Я. М. Фемяк// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2021 р. - №3 (80). – С.26-35.</p> <p>Oveckiy S. Development of marine gas hydrogate deposits with alternative use of the potential of the gas transport system on the example of Ukraine / S. Oveckiy, Yu. Melnychenko, L. Moroz, Ya. Yakymechko // Technology audit and production reserves. – 2021. - №4/1(60). – P.54-57.</p> <p>Грудз В.Я. Сили інерції очисного поршня при проходженні ним відкритої ділянки магістрального газопроводу / В.Я. Грудз, Т.Ф. Тутко, О.Я. Дубей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2021. – №79</p>
- у зарубіжних виданнях			
- статті у журналах, що входять до науко - метричних баз даних Scopus, Web of Science	13	129	Roman Kondrat, Liliya Khaidarova. Improving the efficiency of production wells at the final stage of gas field development / (2022). Mining of Mineral Deposits, P. О.В. Бурачок, О.Р. Кондрат, С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова. Application of

		<p>CEOR optimization method for gas-condensate reservoir below dew-point: Synthetic case study / Oil Gas European Magazine, Volume 46, IV/2020. P. 41-49</p> <p>R. Kondrat, N. Dremlukh, L. Khaidarova. Розроблення складу тампонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід / Development of composition of cementing slurry for fastening of low-cemented rocks / (2021). Mining of Mineral Deposits, 15(2), 82-88.</p> <p>A.V. Uhrynovsky. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods / A. V. Uhrynovskyi, L. B. Moroz, G.M. Kogut // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering 110 /1 (2022) 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028.</p> <p>Poberezhny, L., Hrytsanchuk, A., Mandryk, O., Poberezhna, L., Popovych, P., Shevchuk, O., ... & Rudyak, Y. (2021). Gas hydrates impact on corrosion of the well flow lines material.</p> <p>Poberezhna, L., Chudyk, I., Khomyn, V., Prykhodko, M., Yatsyshyn, T., & Hrytsanchuk, A. (2022). Assessment and minimization of the impact of oil and gas production on environmental protection areas. Procedia Structural Integrity, 36, 326-333.</p> <p>O. Hrevtsev, N. Selivanova, P. Popovych, L. Poberezhny, Yu. Rudyak, O. Shevchuk, L. Poberezhna, A. Ivanova, O. Skyba, O. Shashkevych, A.V. Hrytsanchuk. Evaluation of stress-strain state of vehicles' metal structures elements. Archives of Materials Science and Engineering 2022; 113 (2): 77-85.</p> <p>Velychkovych A. Strength Analysis of a Two-Layer PETF-Concrete Column with Allowance for Contact Interaction between Layers / A.Velychkovych, L. Ropyak, O. Dubei // Advances in Materials Science and Engineering, 2021. – vol. 2021.</p> <p>Bazaluk O. Strategy of compatible use of jet and plunger pump with chrome parts in oil well / O. Bazaluk, O. Dubei, L. Ropyak, M. Shovkopliias, T. Pryhorovska, V. Lozynskyi // Energies, 2022. – Issue 15(1)</p> <p>Zapuklyak, V., Melnichenko, Y., Poberezhny, L., Kyzymyshyn, Y., Grytsuliak, H., Komada, P., ... & Kozbakova, A. (2021). Development of main gas pipeline deepening method for prevention of external effects. In Mechatronic Systems 1 (pp. 75-87). Routledge.</p> <p>The Influence of nitrogen Injection duration at the initial Gas-water contact on the Gas recovery Factor Matkivskyi, S., Kondrat, O. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2021, 1, pp. 77–84.</p> <p>Studying the influence of the carbon dioxide injection period duration on the gas recovery factor during the gas condensate fields development under water drive Matkivskyi, S., Kondrat, O.// Mining of Mineral Deposits, 2021, 15(2), pp. 95–101</p> <p>Petroleum sulfonates of the karpamol trademark as the most effective surfactants for acting on the formation of producing wells Hasilat quyu laylarına təsir üçün ən</p>
--	--	---

			səmərəli SAM kimi «Karpatoł» ticarət nişanlı neft sulfonatları Kondrat, O.R., Rudyi, S.M., Rudyi, M.I. // SOCAR Proceedings, 2021, (1), pp. 63–72
- в інших наукометричних базах даних (крім РИНЦ)			
- публікації в матеріалах конференцій, що входять до наукометричних баз даних Scopus, Web of Science	6		<p>Chudyk, L. Poberezhna, A. Hrytsanchuk, V. Khomyn, M. Prykhodko, B. Mishchuk (Ivano-Frankivsk National Technical Oil and Gas University) Assessment and minimization of the impact of oil and gas production on environmental protection areas. // 1st Virtual International Conference “In-service Damage of Materials: Diagnostics and Prediction”; October 11-13, 2021, Ternopil, Ukraine</p> <p>Investigation of the influence of the carbon dioxide (CO2) injection rate on the activity of the water pressure system during gas condensate fields development Matkivskiyi, S., Kondrat, O., Burachok, O. // E3S Web of Conferences, 2021, 230, 01011</p> <p>Investigation of the efficiency of gas condensate reservoirs waterflooding at different stages of development Burachok, O., Kondrat, O., Matkivskiyi, S. //E3S Web of Conferences, 2021, 230, 01010</p> <p>Theoretical and Methodological Features for Gas-condensate PVT Fluid Modelling with Limited Data Burachok, O., Pershyn, D., Kondrat, O., Matkivskiyi, S., Bikman, Y. // Society of Petroleum Engineers - SPE Eastern Europe Subsurface Conference, EESC 2021, 2021</p> <p>Low-Permeable Reservoirs as High Potential Assets for EGR Низькопроникні поклади як високопотенційні об’єкти для підвищення газовилучення Hedzyk, N., Kondrat, O. // Society of Petroleum Engineers - SPE Eastern Europe Subsurface Conference, EESC 2021, 2021</p> <p>Comparative evaluation of gas-condensate enhanced recovery methods for deep ukrainian reservoirs: Synthetic case study Burachok, O., Kondrat, O., Matkivskiyi, S., Pershyn, D. // Society of Petroleum Engineers - SPE Europepec featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, EURO 2021, 2021</p>
- публікації (тези) в матеріалах конференцій	30	83	<p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх. Підвищення дебітів свердловин у нестійких колекторах // Міжнародна конференція Нафтогазова енергетика. Івано-Франківськ, 21-24 вересня 2021 р. С. 34-35.</p> <p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Видобуток залишкового природного газу з виснажених газових покладів // Міжнародна конференція Нафтогазова енергетика. Івано-Франківськ, 21-24 вересня 2021 р. С. 32-33.</p> <p>С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова, В.І. Шейко, А.В. Тиро. Дослідження ефективності заводнення газоконденсатних покладів з високим вмістом важких вуглеводнів / European scientific discussions. Abstracts of the 1st International scientific and practical conference. Potere della ragione Editore.</p>

		<p>Rome, Italy. 2020. Pp. 211-216.</p> <p>О.Р. Кондрат, С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова. Вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю на технологічні показники розробки покладу в умовах водонапірного режиму / Сучасна наука: проблеми, перспективи, інновації: Міжнародна науково-практична конференція викладачів, практичних працівників, молодих учених та студентів, м. Вінниця, 11-12 листопада 2020р.: тези, статті / ред.кол.: Драбовський А.Г. та ін. – Вінниця: Вінницький кооперативний інститут, 2020. – 436с. С. 46-50.</p> <p>Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Напрями підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Міжнародна науково-технічна конференція Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази. Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р. С. 111-113.</p> <p>Л.І. Хайдарова. Інтенсифікація видобутку природного газу шляхом проведення кислотних оброблень. Міжнародна науково-технічна конференція Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази. Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р. С. 130-132.</p> <p>Khaidarova L., Matkivskiy S. Investigation of the technological estimation of the degree reduction of the filtration resistance coefficients of water-cut gas wells. The XIII International scientific-practical conference “Social function of science, teaching and learning”, December 14 – 17, 2020, Bordeaux, France. 483-487.</p> <p>Н.С. Дремлюх, Л.І. Хайдарова. Лабораторні дослідження виносних властивостей рідких і твердих пінотворних поверхнево-активних речовин. Матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції м. Львів, 19-20 грудня 2020 року. – Львів : Львівський науковий форум, 2020. 74 с. С. 57-59.</p> <p>Л.І. Хайдарова, Н.М. Гедзик. Підвищення продуктивності видобувних свердловин на газових родовищах шляхом покращення стану привибійної зони пласта / The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences», February 9 – 12, 2021, Budapest, Hungary. 706 p.P. 698-703.</p> <p>Khaidarova L., Matkivskiy S. Research of efficiency of artificial-lift water-cut gas wells operation . Scientific practice: modern and classical research methods : Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ» with Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (Vol. 1), Boston. February 26, 2021. Boston-Vinnitsia: Primedia eLaunch& European Scientific Platform, 2021. С. 173-177.</p> <p>Купер І.М. Вплив тріщин пласта на розробку нафтових родовищ. Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції з міждисциплінарних досліджень. // Збірник наукових праць. – Берлін, 19-21 січня 2021 р. С.1040-1044.</p>
--	--	---

		<p>Купер І.М. Тампонування тріщин нафтового пласта суспензіями твердих частинок. Матеріали XXXIV Міжнародної науково-практичної інтернет конференції «Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки в науки в країнах Європи та Азії»./Збірник наукових праць.- Переяслав, 31 січня 2021 р. С.140-141.</p> <p>Купер І.М. Вивчення заводнення нафтових родовищ на пізній стадії їх розробки. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021», Івано- Франківськ, 20-25 вересня С.58-59.</p> <p>Мороз Л.Б., Угриновський А.В. Дослідження методів підвищення продуктивності нафтових свердловин із використанням мікроемulsій //The XXIX international science conference «Science, theory and practice», June 08 – 11, 2021, Tokyo, Japan. P. 544-548. ISBN - 978-1-63848-651-0 DOI - 10.46299/ISG.2021.I.XXIX</p> <p>N. Popovych, L. Moroz. Modelling of Hydraulic Fracturing with change of polymer concentration in fracking fluid. Congres Book. The Fifth International Fuel Congres. 24-25 November, 2021. Kyiv. Ukraine.</p> <p>Мороз Л. Б. Дослідження впливу концентрації полімеру в рідині гідророзриву на розмір і проникність тріщин при гідравлічному розриві пласта / Л. Б. Мороз, С.О. Овецький, Я. Я. Якимечко // Нафтогазова енергетика – 2021, Івано- Франківськ, 20-24 вересня 2021 року.</p> <p>Якимечко Я. Я. Інтенсифікація видобування високов'язких нафт із застосуванням кавітаційно-пульсаційної технології / Я. Я. Якимечко, С.О. Овецький, Л. Б. Мороз // Нафтогазова енергетика – 2021, Івано- Франківськ, 20-24 вересня 2021 року.</p> <p>Овецький С. О. Фільтраційні характеристики гідратів заміщення / С.О. Овецький, Л. Б. Мороз, Я. Я. Якимечко // Нафтогазова енергетика – 2021, Івано- Франківськ, 20-24 вересня 2021 року.</p> <p>Угриновський А.В., Мороз Л.Б. Експериментальні дослідження процесу винесення рідини швидкісним потоком газу // Scientific Collection «InterConf», (89): with the Proceedings of the 2 nd International Scientific and Practical Conference «Global Approach to Scientific Research» (December 4-5, 2021). Salvador, Brazil: Ramallete, 2021. p. 403-407.</p> <p>Мороз Л.Б., Угриновський А.В., Попович Н.О. Дослідження гідравлічного розриву пласта на нафтових свердловинах з метою інтенсифікації відбору //Scientific Collection «InterConf», (87): with the Proceedings of the 1 stInternational Scientific and Practical Conference «Concepts for the development of society's scientific potential» (November 21-22, 2021). Prague, Czech Republic: Author-publishers miscellaneous, 2021. P. 332-337.</p> <p>Овецька О.В., Овецький С.О. Main trends of project management in the oil and</p>
--	--	--

		<p>gas industry. «Управління проектами: проектний підхід в сучасному менеджменті»: Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції фахівців, магістрантів, аспірантів та науковців, 21-22 жовтня 2021 р.: Збірник матеріалів. Одеса: ОДАБА., 2021. - С. 149-152.</p> <p>Ovetska O.V., Oveckiy S. O. Hydrogen transformation in the context of UKraine's energy security: problems and possibilities. « Менеджмент XXI століття: глобалізаційні виклики»: Матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції фахівців, магістрантів, аспірантів та науковців, 19 травня 2022 р.: Збірник матеріалів. Полтава: 2022.</p> <p>Овецький С., Куруц В. Підвищення екологічної безпеки гідророзриву пласта. "Екологічна безпека - сучасні напрямки та перспективи вищої освіти": Матеріали II Міжнародної інтернет конференції", 25 лютого 2022 р. Збірник матеріалів. Харків: 2022. С. 84-87.</p> <p>Oveckiy S. O. Hydrogen transformation in the context of UKraine's energy security: problems and possibilities. « Менеджмент XXI століття: глобалізаційні виклики»: Матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції фахівців, магістрантів, аспірантів та науковців, 19 травня 2022 р.: Збірник матеріалів. Полтава: 2022.</p> <p>VII Всеукраїнська науково-технічна конференція» нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. 27 травня 2022 р. Якимечко Я.Я., Фем'як Я.М., Федик О.М. Застосування енергії пульсуючих потоків для удосконалення технології видобування високов'язких нафт струминними насосами.</p> <p>А. Грицанчук, В. Грицанчук, А. Бражник. Дослідження питань гідророзриву пласта в свердловинах на виснажених родовищах. Нафтогазова енергетика. 2021. Івано-Франківськ, 21-24 вересня 2021. С. 28-29.</p> <p>L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, V. Hrytsanchuk, M. Petryshak. Establishment Of Practical Technical And Safety Of The Carpathians. VI Міжнародна науково-практична конференція “INNOVATIONS TECHNOLOGIES IN SCIENCE AND PRACTICE”, 15-18 лютого 2022 р., Хайфа, Ізраїль. С. 502-503.</p> <p>Дубей О.Я. Дослідження можливості удосконалення системи розробки газового родовища на завершальній стадії / О.Я. Дубей // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». (20-24 вересня 2021 р.). – Івано-Франківськ. – 2021.</p> <p>Ю. Г. Мельниченко, О. Р. Кондрат. Оптимізація технологічних параметрів роботи трубопроводів з метою компресорної експлуатації обводнених газових свердловин. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». (20-24 вересня 2021 р.). – Івано-Франківськ. – 2021.</p>
--	--	---

			Застосування суміші хімічних реагентів для боротьби з обводненням газових (газоконденсатних) свердловин і корозією обладнання газових і газоконденсатних свердловин. / Кондрат Р. М., Псюк М. О. // Збірник тез міжнародної наукової конференції “Нафтогазова енергетика – 2021”. – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 21 – 24 вересня 2021 р. – с. 242 – 244
4. Підвищення індексу Гірша			<ol style="list-style-type: none"> 1. Грицанчук А.В. (Hrytsanchuk A). 2. Хайдарова Л.І. (Khaidarova L.I.). 3. Дубей О.Я. (Dubei O.Ya.)
5. Участь у конференціях, семінарах (вказати: назву конференції, терміни, прізвища учасників)			<ol style="list-style-type: none"> 1. Society of Petroleum Engineers - SPE Eastern Europe Subsurface Conference, EESC 2021, 2021 23-24 листопада
6. Захист дисертацій (вказати прізвища, тему дисертації)			<ol style="list-style-type: none"> 1. Матківський С. «Удосконалення технологій розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму» 2. Бурачок О. «Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ»
7. Отримані охоронні документи			

Завідувач кафедри

Кондрат О.Р.

ДОДАТОК Г

План

проведення та виконання кафедральної НДР

науково-педагогічних працівників на 2021-2022 навчальний рік

- Кафедра **Видобування нафти і газу**
- Назва теми, № 0120U104353 Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення
- Перелік запланованих наукових показників:

№ зп	Показники наукової діяльності науково-педагогічного працівника	ПЛАНОВІ нормативні показники		ФАКТИЧНІ нормативні показники	
		К-сть	Години	К-сть	Години
1.	Участь у виконанні кафедральної держбюджетної науково-дослідної роботи (НДР)	14	1676	14	1676
2.	Участь у виконанні г/т, держ.МОНУ; Грантових угодах				
3.	Монографії, - з них закордоном			1	150
5.	Статті у фахових виданнях	14	700	15	550
	Статті у наукометричних виданнях	11	825	13	955
	Тези	20	600	36	775
6.	Проведення наукових заходів (конференції, семінари)				
7.	Участь у наукових заходах - в ІФНТУНГ - за межами вузу			3 4	90 160
8.	Захист дисертації канд/докт.			2	100
9.	Подано/отримано охоронних документів				
10.	Подано проектів наукових робіт та науково-технічних (експериментальних) розробок на конкурси)	1	50	1	50
11.	Підготовлено студентів на конкурси/олімпіади (ППП студента, група) - 1 тур - 2 тур - з них переможці :			1 1	60 60
12.	Кількість опублікованих статей за участю студентів, усього, з них: - самостійно студентами			2	40
13.	Інше (Індекс Гірша)			4	800

Завідувач кафедри ВНГ _____

Кондрат О.Р.

Директор інституту НГІ _____

Витязь О.Ю.

НДІНГЕіЕ _____