

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

ЗВІТ
про держбюджетну науково-дослідну роботу

ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ
НАФТИ І ГАЗУ
(проміжний)

Івано-Франківськ
2021

УДК 622.276 + 622.279

ІНВ. №

№ держреєстрації 0120U104353

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

2021 р.

З В І Т
ПРО КАФЕДРАЛЬНУ НАУКОВО – ДОСЛІДНУ РОБОТУ

ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ
НАФТИ І ГАЗУ
(проміжний)

Директор НДІНГЕіЕ

канд. техн. наук, доцент

Директор ІНГІ,

канд. техн. наук, доцент

Зав. кафедри РЕНГР, керівник теми,

д-р техн. наук, професор

Тершак Б.А.

Витязь О.Ю.

Кондрат О.Р.

Івано – Франківськ 2021

Рукопис закінчено 14.06.2021 р.

Результати роботи розглянуто Вченою радою інституту нафтогазової інженерії.
Протокол №7 від "17" червня 2021 року

СПИСОК АВТОРІВ

Д-р техн. наук, професор



Кондрат О.Р.
(Світла, висновки,
розділ 1)

Д-р техн. наук, професор



Кондрат Р.М.
(розділ 1)

Д-р техн. наук, професор



Тарко Я.Б.
(розділ 2)

Канд. техн. наук, доцент



Купер І.М.
(розділ 3)

Канд. техн. наук, доцент



Мороз Л.Б.
(розділ 4)

Канд. техн. наук, доцент



Мішук Б.М.
(розділ 5)

Канд. техн. наук, доцент



Овецький С.О.
(розділ 6)

Канд. техн. наук, доцент



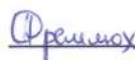
Якимечко Я.Я.
(розділ 7)

Канд. техн. наук, доцент



Грицанчук А.В.
(розділ 8)

Канд. техн. наук, доцент



Дремлюх Н.С.
(розділ 9)

Канд. техн. наук, доцент



Хайдарова Л.І.
(розділ 1)

Асистент



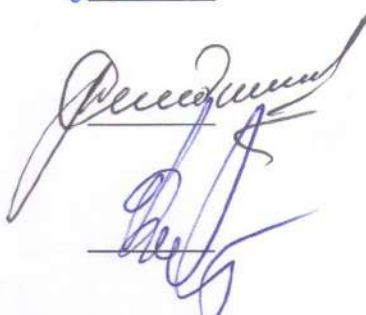
Псюк М.О.
(розділ 10)

Асистент



Мартинець О.Р.
(розділ 11)

Нормоконтролер



НДІНЕІЕ

Рябко Г.Ф.

РЕФЕРАТ

Звіт про держбюджетну науково-дослідну роботу: 63 с., 19 рис., 11 табл., 4 додатки, 56 джерел.

РОДОВИЩЕ, ТЕХНОЛОГІЯ, СВЕРДЛОВИНА, ШЛЕЙФ, ЕЖЕКТОР, КОРОЗІЯ, ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ, ГРАВІЙГТЙ ФІЛЬТР, ГАЗЛІФТ

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. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ.....	6
2. ТЕХНОЛОГІЇ ТЕПЛОВОЇ ДІЇ В НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ З ВИКОРИСТАННЯМ СПЕЦІАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ.....	9
3. ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ.....	12
4. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ.....	17
5. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЗМІНИ ВИБІЙНОГО ТИСКУ В ЧАСІ ЗА УМОВ ГАЗЛІФТНОГО ФОНТАНУВАННЯ.....	21
6. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОВЕДЕННЯ ГРП У ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДАХ ШЛЯХОМ НОВИХ ПІДХОДІВ ДО ЗАКРІПЛЕННЯ ТРІЩИН.....	26
7. ДОСЛІДЖЕННЯ РУХУ ЗАКРУЧЕНОГО ПОТОКУ РОБОЧОЇ РІДИНИ ПРИ УМОВІ ІСНУВАННЯ ПРЕЦЕСУЮЧОГО ВИХРОВОГО ЯДРА І ЙОГО ВПЛИВ НА ЕФЕКТ КАВІТАЦІЇ.....	28
8. ВПЛИВ КОНЦЕНТРАЦІЇ КОРОЗИВНИХ КОМПОНЕНТІВ НА КОРОЗІЮ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ.....	30
9. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТОВЩИНИ І ПРОНИКНОСТІ ГРАВІЙНОЇ НАБИВКИ У ВІДКРИТОМУ СТОВБУРІ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ PIPESIM.....	35
10. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КОМПОЗИЦІЙ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ТА ІНГІБІТОРІВ.....	37
11. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕСУРСУ НАСОСНИХ ШТАНГ З ДЕФЕКТАМИ,ПІСЛЯ НАНЕСЕННЯ НА НИХ ЗАХИСНОГО ПОЛІУРЕТАНОВОГО ПОКРИТТЯ.....	40
ВИСНОВКИ.....	42
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ НА ПОСИЛАННЯ.....	47
ДОДАТОК А Витяг з протоколу № 7 засідання Вченої ради інституту нафтогазової інженерії від 17.06.2021 р.....	54
ДОДАТОК Б Рецензії.....	55
ДОДАТОК В Наукові результати кафедри «Видобування нафти і газу» за 2020- 2021 навчальний рік.....	59
ДОДАТОК Г План проведення та виконання кафедральної науково-дослідної роботи науково-педагогічних працівників на 2020-2021 навчальний рік.....	66

ВСТУП

Звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи містить основні результати, одержані викладачами кафедри видобування нафти і газу у 2020/2021 навчальному році під час роботи над кафедральною держбюджетною науково-дослідною роботою „Збільшення вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу”.

У звіті наведено результати дослідження питань: підвищення ефективності дорозробки виснажених газових родовищ шляхом поєднання методів дії на ПЗП, зниження робочого тиску на гирлах свердловин та забезпечення стабільної експлуатації свердловин з мінімальним економічно рентабельним дебітом газу; технології теплової дії в нафтогазовидобувних свердловинах шляхом використання нової конструкції реакційного наконечника; підвищення нафтовилучення з родовищ на пізній стадії розробки шляхом методів теплової дії та впливу на пористе середовище та пластовий флюїд; зміни вибірного тиску в часі за умов газліфтного фонтанування; удосконалення технологій проведення ГРП в газогідратних покладах шляхом використання нових підходів до кріплення тріщин розриву; удосконалення технології проведення грп у газогідратних покладах шляхом нових підходів до закріплення тріщин; руху закрученого потоку робочої рідини при умові існування прецесуючого вихрового ядра і його вплив на ефект кавітації; впливу концентрації корозивних компонентів на корозію промислових трубопроводів; впливу товщини і проникності гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини за допомогою програмного комплексу Pipesim; інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин із використанням композицій поверхнево-активних речовин та інгібіторів; ресурсу насосних штанг з дефектами, після нанесення на них захисного поліуретанового покриття.

1. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

В умовах гострого дефіциту вуглеводневої сировини в Україні і недостатнього забезпечення видобутку газу розвіданими запасами важливе практичне і державне значення має збільшення ступеня вилучення газу із виснажених родовищ, до яких відносяться більшість газових родовищ України.

До можливих напрямів підвищення газовилучення із виснажених родовищ є мінімізація значень кінцевого пластового тиску в зоні розміщення видобувних свердловин, вилучення газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок з підвищеним пусковим тиском, які переважно розміщені в периферійній частині родовища, і витіснення із виснажених газових родовищ залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами.

Необхідною умовою отримання високого коефіцієнта газовилучення при газовому режимі розробки родовищ є мінімізація кінцевого пластового тиску. Значення його залежить від тиску на вході в установку комплексної підготовки газу (УКПГ) і втрат тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ (у привибійній зоні, стовбурі і викидній лінії свердловини). Із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули Г. А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловини і формули для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу отримано аналітичну залежність кінцевого пластового тиску від наведених визначальних чинників:

$$P_{пл} = \sqrt{P_k^2 e^{2S_{св}} + Aq + (B + \Theta + D)q^2}, \quad (1.1)$$

де

$$A = \frac{\mu_{сер.п} Z_{сер.п} P_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right); B = \frac{\rho_{ст} Z_{сер.п} P_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right); \quad (1.2)$$

$$\Theta = 0,0133 \lambda_{св} \frac{T_{сер.св}^2 Z_{сер.св}^2}{d_{вн.св}^5} (e^{2S_{св}} - 1); D = \frac{\lambda_T \bar{\rho}_T Z_{сер.Т} T_{сер.Т} L_T}{0,32^2 E^2 d_{вн.Т}^5}.$$

q – дебіт газу за стандартних умов; $P_{пл}$, P_k , $P_{ат}$ – відповідно тиск пластовий, на вході в УКПГ та атмосферний; $L_{св}$, L_T – відповідно глибина опускання насосно-

компресорних труб і довжина викидної лінії свердловин; $d_{св}$, d_T – відповідно внутрішній діаметр насосно-компресорних труб і викидної лінії свердловини; $T_{пл}$, $T_{ст}$, $T_{сер.св}$, $T_{сер.Т}$ – відповідно температура пластова, стандартна, середня у стовбурі і середня у викидній лінії свердловини; R_k , r_c відповідно радіус зони дренавання (контуру живлення) свердловини і радіус свердловини за долотом; A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта; $\bar{\rho}_2$ – відносна густина газу; C_1 , C_2 , C_3 , C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем (C_1 , C_3) і характером (C_2 , C_4) розкриття пласта; $\rho_{ст}$ – густина газу за стандартних умов; $\lambda_{св}$, λ_T – коефіцієнт гідравлічного опору відповідно насосно-компресорних труб і викидної лінії свердловини; $\mu_{сер.п}$, $Z_{сер.п}$ – середнє значення відповідно динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу у зоні дренавання свердловини; $Z_{сер.св}$, $Z_{сер.Т}$ – коефіцієнт стисливості газу за середніх значень тиску і температури відповідно у насосно-компресорних трубах і викидній лінії свердловини; E – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив рідини у пластовій продукції на зменшення пропускної здатності викидної лінії.

q , тис.м³/доб; $P_{пл}$, P_k , $P_{ат}$, МПа; $T_{пл}$, $T_{ст}$, $T_{сер.с}$, $T_{сер.Т}$, К; L_c , L_T , R_k , r_c , h , l , м; k – м²; μ , Па·с; A (МПа)²·доб/тис.м³; B (МПа·доб/тис.м³)².

Якщо в розрахунках виходять з тиску на гирлі свердловини P_y , то у формулу (1.1) замість тиску на вході в установку комплексної підготовки газу підставляють гирловий тиск ($P_k=P_y$), а комплексний параметр D приймають рівним нулю ($D=0$).

Залежність (1.1) встановлює зв'язок між пластовим тиском і робочими параметрами експлуатації свердловини, фільтраційними характеристиками привибійної зони пласта і конструктивними особливостями вибою, колони НКТ і викидної лінії. З використанням її можна за промисловими даними експлуатації конкретної свердловини встановити чинники, які викликають найбільші втрати тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ, і оперативно прийняти заходи щодо їх зменшення.

Аналіз залежностей (1.1) і (1.2) свідчить про велику кількість напрямів мінімізації значення кінцевого пластового тиску і відповідно максимізації кінцевого газовилучення. Розглянемо деякі з них. Нами проведено дослідження

впливу на кінцевий пластовий тиск і коефіцієнт газовилучення робочого гирлового тиску, дебіту газу і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта А і В. Дослідження проводилися для умов реальних родовищ. Результати досліджень свідчать про ефективність оброблення привибійних зон свердловин з метою зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В на всіх стадіях розробки родовища. Найбільший абсолютний приріст дебіту газу досягається при обробленні привибійних зон пласта у початковий період розробки родовищ. При цьому кінцевий коефіцієнт газовилучення значно зростає із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В до 4-4,5 разів, а у подальшому змінюється мало.

На завершальній стадії розробки родовищ абсолютний приріст дебіту газу від оброблень привибійної зони пласта є незначним у зв'язку з низьким поточним дебітом свердловин, а кінцевий коефіцієнт газовилучення мало зростає із збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів А і В. Характерним є більше відносне зростання дебіту газу при обробленні привибійних зон пласта на завершальній стадії розробки родовищ порівняно з початковою стадією. Оброблення привибійних зон пласта на виснажених родовищах з метою очищення пористого середовища від рідини і твердої фази і підвищення його проникності порівняно з природним значенням покращує умови видобування газу. На завершальній стадії розробки родовищ на підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення істотно впливає зниження гирлового тиску. Цей вплив тим більший, чим менший дебіт газу. Тому для забезпечення високих значень кінцевого газовилучення з виснажених родовищ необхідно поєднувати методи оброблення привибійної зони, зниження робочого тиску на гирлах свердловин до мінімально можливого значення та забезпечення стабільної експлуатації свердловин з мінімальним економічно рентабельним дебітом газу.

2. ТЕХНОЛОГІЇ ТЕПЛОВОЇ ДІЇ В НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ З ВИКОРИСТАННЯМ СПЕЦІАЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ

В даний час абсолютна більшість нафтовидобуваних свердловин в Україні відносяться до малодобітних і однією з основних причин цього є зниження проникності і кольтатація привибійної зони продуктивних пластів.

Ряд особливостей процесу експлуатації свердловин приводять до суттєвого зменшення пластової температури. У результаті підвищується в'язкість нафти і кристалізується тверда фаза високомолекулярних парафінових вуглеводнів, яка кольтатує фільтраційні канали.

Розплавлення твердих відкладень парафінів, смол та асфальтенів можливо шляхом підвищення температури середовища. Найбільш простими у технологічному відношенні є технології підвищення температури в привибійній зоні, основані на закачуванні у пласт нагрітих рідин, переважно, легких нафт і конденсату, а також насиченої пари. Однак розрахунки та промислові дослідження показують, що ефективність застосування цих технологій обмежується глибиною свердловин до 700-800 м.

Застосування з цією метою електротеплової обробки з використанням вибійних електронагрівачів більш ефективно, однак і тут мають місце значні втрати тепла, оскільки нагрів відбувається у свердловині і передача тепла здійснюється через експлуатаційну колону та цементне кільце. Окрім того, існуючі конструкції електронагрівачів не завжди надійно працюють в умовах високих вибійних тисків та контакту з пластовими та робочими рідинами.

Одними з найбільш перспективних є методи теплової дії здійсненням термохімічного впливу на пористе середовище та пластовий флюїд. В основу технологій даного напрямку покладено використання екзотермічних реакцій між різноманітними реагентами, які проводять на вибої свердловин або у привибійній зоні пласта. Оскільки кислотний розчин під час таких обробок має високу температуру, то інтенсивність розчинення порід та продуктів забруднення значно зростає.

Термохімічне вплив (ТХВ) з введенням гранульованого магнію в тріщини пласта часто неможливо провести через незадовільний стан експлуатаційної колони або особливостей її конструкції, що ускладнюють установку в них пакеруючих пристроїв, а також неможливістю створення в привибійній зоні свердловин тріщин необхідних розмірів. У першому випадку ТХВ і процес гідророзриву виключаються взагалі, у другому – відбувається осадження більшої частини закачуваного магнію на вибій свердловин.

Для таких умов нами розроблено технологію направлено термохімічного впливу з використанням спеціального пристрою (рис.), що дозволяє проводити екзотермічну реакцію між гранульованим магнієм і соляною кислотою на вибої свердловини.

Пристрій являє собою кілька секцій концентрично розташованих труб, в якості яких використовуються стандартні нафтопромислові труби. Зовнішня труба 1 з умовним діаметром 102 або 114 мм має щілинні отвори 10 шириною 1-3 мм, а внутрішня труба 2 з умовним діаметром 48 або 60 мм - круглі отвори розміром 2-6 мм.

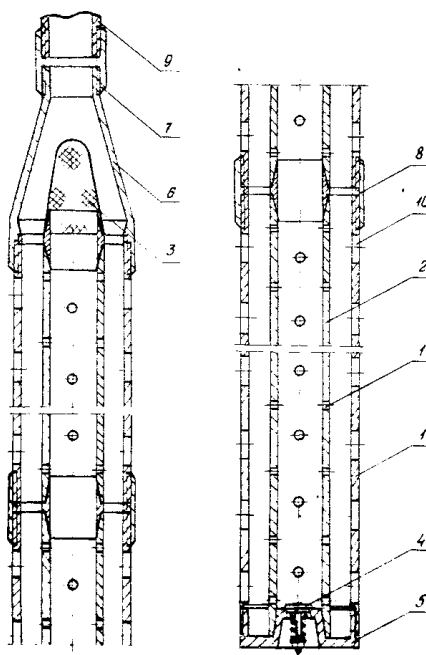


Рисунок 2.1 – Пристрій для термохімічної обробки свердловин:

1 - корпус; 2 – внутрішня труба; 3 - наконечник щілинний або з захисною сіткою; 4 - зворотний клапан; 5 - спеціальна заглушка; 6 - перехідник; 7, 8 – з'єднувальні муфти; 9 - НКТ; 10, II - отвори

Секції кріпляться за допомогою муфти 8, що має гніздо з центруючими "ребрами" для з'єднання з внутрішньою трубою. Остання секція закінчується зворотним клапаном 4, що дозволяє проводити освоєння і експлуатацію свердловини без підйому пристрою на поверхню. Верхня частина внутрішньої труби має латунний наконечник 3 з щілинними отворами. За допомогою переходника 6 і муфти 7 пристрій з'єднується з НКТ.

У зібраному вигляді пристрій опускається у свердловину на задану глибину і проводиться його завантаження з поверхні насосними агрегатами, що подають за схемою прямої промивки на реагентнонейтральній рідині-носію, наприклад нафті, гранульований магній, який заповнює міжтрубний простір реакційного наконечника. Слідом за гранульованим магнієм і роздільною рідиною (нафті або воді) в НКТ закачують соляно-кислотний розчин. При досягненні "головою" кислотного розчину верхньої секції пристрою, закривається затрубна засувка і кислота проникає в порожнину, заповненною магнієм. Прореагований з магнієм гарячий кислотний розчин через щілини зовнішньої труби пристрою фільтрується в привибійну зону пласта.

Запропонована конструкція реакційного наконечника має переваги в тому, що при його використанні відсутнє реагування з рідиною глушіння свердловин (водою) і зберігається активна маса магнію, а також можливість направленої закачки гарячого солянокислотного розчину в конкретні пласти, які потребують такої дії, що в комплексі значно підвищить ефективність термокислотних оброблень.

3. ДОСЛІДЖЕННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З РОДОВИЩ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

За 2020 р проведені роботи з дослідження можливостей нафтовилучення з родовищ на пізній стадії розробки.

На даний час практично всі нафтові родовища Прикарпаття вступили в пізню стадію розробки, і зважаючи на те, що всі основні родовища (Бориславське, Старосамбірське, Орів-Уличнянське, Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Луквинське, Довбушансько-Бистрицьке) мають високі газові фактори та розробляються з заводнення нами розглянута можливість застосування водогазової репресії з використанням газу розчиненого в нафті.

За узагальненнями літературних даних по проблемі розробки виснажених родовищ нами зроблено висновок про необхідність експериментально розглянути можливість застосування водогазової репресії з використанням розчиненого газу в нафті.

Розглядалися два варіанти роботи нафтонасиченого пласта:

- на природному режимі розчиненого газу до тиску в пласті нижчого за тиск насичення, з наступним нагнітанням води (цим моделюються умови роботи пласта на режимі виснаження з наступним можливим заводненням);
- на режимі нагнітання води (режим заводнення) до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі зниження пластового тиску (форсований режим) та нагнітанням води.

І в першому, і в другому випадках основною рушійною силою в процесах витиснення нафти в наших дослідженнях було поєднання енергії газу, який виділяється з нафти в процесі зниження тиску в пласті нижчого за тиск насичення ним нафти і води, що нагнітається вслід (або одночасно) за виділенням газу. З одного боку газ що виділився з нафти може зайняти частину пор, раніше зайнятих нафтою, і сприяти додатковому її видобутку із пласта при заводненні (ефект заміщення), а з іншого боку — присутність вільного газу викликає зміну

проникності пористого середовища для рідин, що рухаються і разом з водою створюватиме ефект спільної дії газу і води (водогазова репресія).

Режим розчиненого газу обумовлений рушійною силою енергії газу, що виділяється з нафти при тиску нижчого від тиску насичення. За механічною сутністю цей режим трохи подібний із пружно-водонапірним; тиск в пласті знижується не миттєво, а поступово. Відмінність цього режиму від пружно-водонапірного в тім, що з нафти виділення газу відбувається під дією енергії його розширення. Газові пухирці - носії пружної сили при експлуатації свердловин спонукають газовану нафту переміщатися відповідно за особливо складними законами.

Подібно до пружно-водонапірному, режим розчиненого газу має дві фази. У період розвитку першої фази вплив зниження тиску в свердловині передається по всьому пласті поступово; радіус умовного контуру живлення, на якому тиск зберігається початковим, збільшується. На природній границі пласта (контурі нафтоносності) тиск почне знижуватися, а область дренавання залишається незмінною — наступить друга фаза.

Характерним для режиму розчиненого газу є постійність контуру нафтоносності, внаслідок чого при видобутку нафти і газу виснажуються запаси покладу (знижується нафтонасиченість у межах незмінного початкового його об'єму). Темп падіння насиченості значно нижчий, ніж темп падіння тиску, а це друга характерна риса режиму й основна причина невеликої його ефективності. Газовий фактор (газовміст пластової нафти) безперервно змінюється: спочатку він збільшується, досягши максимального значення, а потім, у міру виснаження покладу, зменшується.

Оскільки при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення в'язкість нафти збільшується, а фазова проникність для нафти зменшується, то зменшується і коефіцієнт нафтовіддачі. При 50%-ній насиченості пласта вода проривається до експлуатаційних свердловин миттєво. Фронт витиснення нафти не виникає і вал нафти не утворюється. Тому нафтовіддача до моменту прориву фронту витиснення нафти власне кажучи не збільшується. Саме в цьому сенсі є

важливим поєднання енергії розчиненого газу і заводнення, яке може бути як природним (активні краєві води), так і штучним, коли вода нагнітається в нагнітальні свердловини. При розгляді режиму нагнітання води (режим заводнення) до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі зниження пластового тиску (форсований режим), то при цьому стадія нагнітання води буде спричинятися рухом води з сторони високого пластового тиску до свердловин з форсованим відбором рідини.

Метою наших досліджень є вивчення процесів витиснення нафти для умов відкладів виснажених родовищ Прикарпаття з метою досягнення у них максимальних коефіцієнтів нафтовіддачі. Отримані результати експериментального вивчення запропонованого методу для витиснення нафти в геолого-промислових умовах основних родовищ Прикарпаття: Долинського, Північно-Долинського та Довбушансько-Бистрицького. Дослідження проводяться шляхом фізичного моделювання процесів фільтрації флюїдів у поровому просторі колекторів.

Досліди проводилися на моделях пласта із природного кернавого матеріалу. В ролі пластових флюїдів використовувалися рекомбіновані проби пластових нафти і води конкретних родовищ. Також моделювалися відповідні значення пластового тиску та температури.

Експериментальні дослідження проводилися у відповідності до ОСТ-39-195-86 . Для вивчення процесів фільтрації неоднорідних рідин в практиці лабораторних досліджень широко використовуються методи наближеного моделювання із застосуванням теорії подібності.

Виходячи з умов подібності, у виконаних дослідах використані моделі, які склалися з природного кернавого матеріалу, що забезпечувало геометричну подібність порового простору, забезпечувало також подібність капілярного тиску і пов'язаних з ним співвідношень внаслідок рівності кутів змочування.

Для виконання лабораторних досліджень процесів фільтрації та витиснення нафти водою у відповідності з критеріями подібності стосовно параметрів та умов залягання продуктивних горизонтів Долинського, Північно-Долинського та

Довбушансько-Бистрицького родовищ моделі пласта нами будувалася наступним чином. Бралися зразки пісковиків діаметром 28 мм, які мали пористість від 0,10 до 0,16 і проникність від $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $11,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². Складена модель з кернавого матеріалу з приблизно однаковими колекторськими властивостями розміщувалась в кернотримачі і визначалась загальна абсолютна її проникність. Після цього зразки насичувались пластовою водою і методом зважування визначалася відкрита пористість моделі.

Залишкова водонасиченість відтворювалася методом витиснення. Спочатку із водонасиченої моделі вода витискалась трансформаторною оливою, після чого олива заміщувалась гасом. Після проведеного таким чином приготування в модель закачувалася рекомбінована до пластових умов нафта. На кожному етапі закачування рідин вимірювалася фазова проникність моделі для кожної з них. Для моделювання залишкової нафтоводонасиченості використовувались пластова вода і нафта вказаних родовищ з параметрами.

Для рекомбінування проб нафти використовувався попутний газ названих родовищ, а для витиснення нафти використовувалася прісна (річкова) вода.

Експериментальні дослідження виконувалися за допомогою установки на базі УИПК. Моделювання пластового тиску і закачування флюїдів здійснювалося за допомогою пресів установки УИПК, які з допомогою відповідних комунікацій з'єднані з контейнерами. Робочі об'єми контейнерів заповнювались відповідними для проведення експериментів флюїдами.

В дослідах використовувалися кернотримачі, що дають можливість створювати циліндричні моделі пласта діаметром 28 мм і довжиною 500 мм. Гірничий тиск моделювався боковим обтиском породи еластичною манжетою, тиск на яку створювався з допомогою ручного преса. Пластовий тиск моделювався за допомогою насоса і контейнера з поршневым розділювачем і підтримувався регулятором тиску.

На виході із моделі флюїди будуть розділятися в сепараторі, після чого рідка фаза потрапляла до мірної бюретки, а об'єм газу вимірювався газометром або газомірною бюреткою.

З метою відтворення пластової температури родовищ термостатування моделі здійснювалося системою електричного нагрівання з електронним блоком живлення і контролем температури за допомогою термопар та потенціометра. Деякі з контейнерів можуть термостатуватися за допомогою рідинних термостатів.

Приготування рекомбінованих проб пластових флюїдів здійснювалося в контейнерах типу КЖ-5 (бомба РVT).

4. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОБЛЕМ ТА ПЕРСПЕКТИВ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Важливою умовою ефективного застосування методів підвищення нафтовилучення є їх правильний підбір. Критерії застосування визначають діапазон сприятливих властивостей флюїдів та пласта, при яких можливе найбільш ефективно застосування конкретного методу і отримання найкращих техніко-економічних показників розробки.

Зазвичай виділяють три категорії критеріїв вибору методу підвищення нафтовилучення: геолого-фізичні (властивості пластових флюїдів, глибина залягання і товщина нафтонасиченого пласта, параметри і особливості колектора, умови залягання та ін.), технологічні (розміщення свердловин, тиск нагнітання, концентрація агентів у розчині та ін.), матеріально-технічні (забезпеченість необхідним обладнанням, хімічними реагентами і ін.).

Для вибору необхідного методу підвищення вилучення нафти з пласта існують спеціальні багатofакторні моделі, що описують поведінку родовища при застосуванні того чи іншого методу. Для кожного методу дії існують свої критерії застосування, які пов'язані з особливостями термічних, фізико-хімічних процесів, що відбуваються у пласті. Однак в цілому застосовуваність методу прив'язана до двох основних критеріїв: глибини продуктивного пласта і фізико-хімічних властивостей нафти (перш за все густини і в'язкості).

На рисунку 4.1 представлена оцінка критеріїв вибору методу підвищення нафтовилучення на основі середньозважених показників. Із збільшенням в'язкості, густини нафти і глибини її залягання визначається можливість вилучення відповідними методами. При цьому існують певні зони, в яких можуть застосовуватися декілька методів підвищення вилучення нафти. В такому випадку найкращий метод вибирається, ґрунтуючись на техніко-економічних розрахунках з врахуванням наявності матеріально-технічних засобів і капіталовкладень.

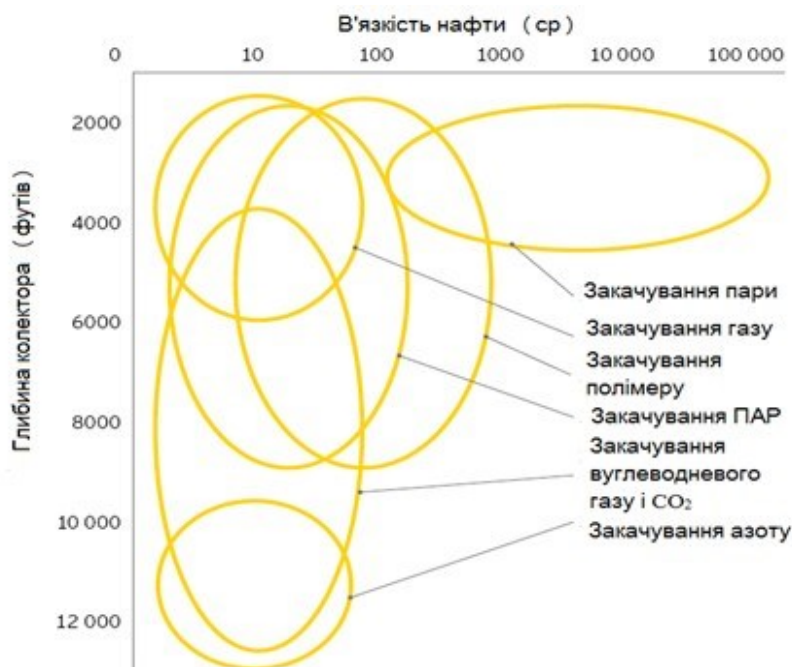


Рисунок 4.1 – Критерії, що визначають метод підвищення нафтовилучення

Існують загальні критерії застосування для всіх методів, а також і окремо для кожного методу, які обумовлені особливостями реалізованого процесу розробки.

Розглядалось три варіанти розробки для гіпотетичного нафтового родовища. Перший варіант - це розробка родовища на виснаження. Він базовий та відтворює історію розробки. При такому варіанті розробки створяться ті умови, які є характерні для виснажених родовищ, що знаходяться на завершальній стадії розробки. За другим варіантом розробки на родовищі буде запроваджено систему ППТ шляхом запомповування в пласт води. Третій варіант розробки – це впровадження третинного методу.

Другий варіант розробки родовища передбачає, що розробка родовища буде здійснюватись шляхом запомповування в пласт води. Тривалість розробки також становить 30 років. Для здійснення процесу заводнення та для контролю за розробкою запомповуємо 10-20 м³/добу води в нагнітальні свердловини.

Третій варіант розробки полягає у тому, що родовище розробляється з системою ППТ, а в подальшому впроваджується один із третинних методів підвищення нафтовилучення.

Вибір найбільш оптимального третинного методу підвищення нафтовилучення для родовища є одним із важливих етапів, що залежить від різних чинників і впливає на ефективність застосування методу підвищення видобутку нафти. Такий процес є індивідуальним для кожного родовища, адже при виборі оцінюються як властивості флюїдів, геологічні умови залягання конкретного родовища, параметри порід покладу, так і рентабельність даного процесу та інші економічні аспекти.

Для вибору оптимального методу, скористаємось однією з програм, а саме EORgui компанії Petroleum Solutions Ltd, що створена на основі публікації в Society of Petroleum Engineers в 1996 році. Основна функція даної програми – це підбір ефективного третинного методу діяння. Такий підбір здійснюється на основі аналізу великої бази даних щодо розробки родовищ із впровадженими на них методами та аналізу ефективності їх застосування для заданих конкретних умов.

Для того, щоб вибрати, який з методів підвищення нафтовилучення найкраще підходить для даного родовища потрібні дані щодо властивостей нафти, гірських порід, в яких вона знаходиться, а також глибини залягання, значення проникності та температура.

Модельоване родовище має такі параметри: глибина залягання покладу 2250 метрів, породи – пісковик, нафтонасиченість становить 70 %; густина нафти в градусах API складає 72,29 (850 кг/м^3), температура – 158 °F (70°C), проникність в середньому становить 10 mD.

Для даного родовища найбільш оптимальним методом підвищення нафтовилучення є запомповування Carbon Dioxide, тобто вуглекислого газу (рисунок 4.2). Також ефективними методами, що можуть бути впроваджені на змодельованому родовищі, є запомповування в поклад незмішуваних газів (83%) та міцелярно- полімерних та лужно-міцелярно-полімерних розчинів (82%).

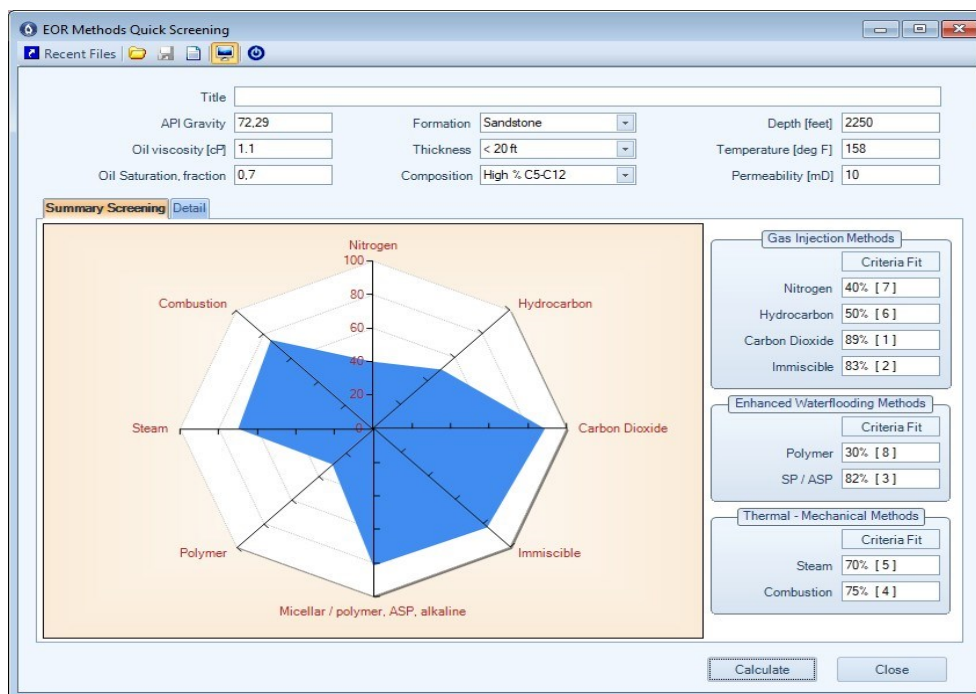


Рисунок 4. 2 – Результати підбору методу EOR для змодельованого родовища в програмі EORgui

Технологія реалізації процесу заводнення триватиме 20 років та процес запомповування вуглекислого газу періодично, тривалістю 10 років.

Отже, після проведення розрахунків отримано такі дані щодо накопичених видобутків нафти:

За першим варіантом розробки накопичений відбір нафти 487,58 тис.т при початкових балансових 2849 тис. тон. За другим варіантом – 542,59 тис.тон, а за третім – 657,65 тис.тон. Найбільш ефективним способом розробки є третій варіант. 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.

5. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЗМІНИ ВИБІЙНОГО ТИСКУ В ЧАСІ ЗА УМОВ ГАЗЛІФТНОГО ФОНТАНУВАННЯ

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин є природним способом і, як наслідок, найраціональнішим, так як базується на використанні природної пластової енергії. Актуальним завданням на кожному нафтовому родовищі залишається продовження тривалості періоду фонтанування. Одним із найдоступніших шляхів для цього є узгодження роботи свердловини і покладу в часі протягом усього періоду видобування нафти.

У роботі запропоновано розрахунок зміни в часі мінімального вибійного тиску фонтанування за спільної взаємодії свердловини і покладу при режимі розчиненого газу, а також методику розрахунку умови спільної роботи покладу і фонтанної свердловини. В основі методики лежать розв'язання рівнянь фільтрації флюїдів у пласті і руху газоводонафтового потоку у стовбурі видобувної свердловини. Дослідження питання узгодження роботи двох послідовних ланок (нафтового покладу і видобувної свердловини) нерозривного процесу видобування нафти розглядалося рядом дослідників на певний момент часу, здебільшого на кінець періоду фонтанування свердловини. Узгодження роботи цих ланок у часі (протягом тривалого періоду «життя» свердловини) не знайшло належного висвітлення в літературі.

Процес відбору нафти із покладу при режимі розчиненого газу проектується або за аналітичною методикою, незалежно від способу і характеру експлуатації нафтових свердловин (за умови спочатку постійного дебіту, а відтак постійного вибійного тиску), або за чисельною математичною моделлю – без урахування характеру висхідних газорідних потоків у свердловині. Здійснювати експлуатацію свердловин за таких умов технологічно і технічно складно (наприклад, потрібні автоматичні регулятори витрати газонафтового потоку чи вибійного тиску) та й практично недоцільно.

Розробка нафтового покладу при режимі розчиненого газу, за аналітичною методикою базується на залежності між тиском у покладі і насиченістю порового

простору нафтою. Така залежність описується нелінійним диференціальним рівнянням, яке розв'язується методом послідовної зміни стаціонарних станів. Одним із запропонованих способів його розв'язання є найбільш простий і прийнятний для інженерних розрахунків та повсюдно застосовуваний метод Л.А.Зінов'євої. Подальший розрахунок дебітів, депресій тиску і тривалості процесу виснаження покладу залежить від заданих граничних умов на контурі свердловини: а) задано постійний вибійний тиск, а розраховуються змінні в часі дебіти свердловини; б) задано постійний дебіт нафти (обводненість продукції на режимі розчиненого газу рівна нулю), а розраховується змінний у часі вибійний тиск. Контурний тиск в обох випадках є змінним і пов'язаним із нафтонасиченістю покладу (або, інакше, із сумарним відбором нафти). Тривалість процесу виснаження покладу, а також всі технологічні показники розробки, є змінними у часі, ув'язуються між собою за допомогою рівняння матеріального балансу для нафти. В обох випадках або дебіт свердловини (при заданому вибійному тиску), або вибійний тиск (при заданому дебіті) визначаються за формулою, виведеною із відомої формули Дюпюї із змінним коефіцієнтом продуктивності, який залежить від умов роботи поклад. Аналогічно маємо і при розрахунках за чисельною моделлю.

При експлуатації свердловин, коли поклад працює на режимі розчиненого газу, тиск на вибої видобувної свердловини є нижчим від тиску насичення нафти газом, причому вільний газ припливає із пласта у свердловину на перших порах у достатньо великих кількостях, тому мова може йти тільки про фонтанний спосіб експлуатації свердловини (газліфтне фонтанування; третій тип фонтанної свердловини), а відтак у міру зменшення витрати вільного газу – про механізовані (газліфтний чи насосні) способи .

Для принципового обґрунтування характеру роботи фонтанної свердловини в умовах саморегулювання із роботою пласта обмежимося ймовірнісно-статистичною кумулятивною S-подібною кривою росту, наприклад кривою Гомперця для опису зміни накопиченого експлуатаційного газового фактора $\bar{G}_0(t)$ в часі t :

$$\overline{G}_0(t) = G_{00} + Ae^{-ae^{-bt}}, \quad (5.1)$$

де G_{00} – експлуатаційний газовий фактор на момент часу $t = 0$, рівний пластовому газовому фактору (чи, інакше, газонасиченості пластової нафти); A, a, b – постійні коефіцієнти.

Тоді умову фонтанування переписуємо так:

$$\left(G_{00} + Aabe^{-bt_1} e^{-a e^{-bt_1}} \right) - \alpha_p \left(\frac{p_B + p_2}{2} - p_0 \right) = \frac{0,282L\rho g [L\rho g - (p_B - p_2)]}{d^{0,5} (p_B - p_2) p_0 \ln \frac{p_B}{p_2}} \quad (5.2)$$

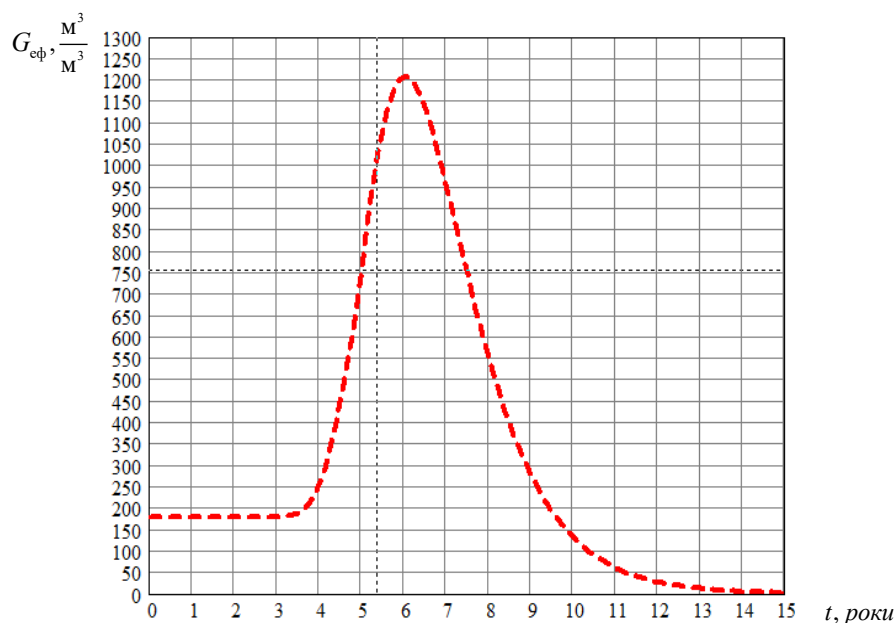
або

$$G_{\text{еф}} [p_B(t)] \geq R_{0\text{опт}} [p_B(t)], \quad (5.3)$$

звідки знаходимо вибійний тиск p_B як функцію часу t , тобто

$$p_B = p_B(t). \quad (5.4)$$

Розв'язок цієї рівності можна отримати з допомогою комп'ютера методом ітерації в машинному середовищі MathCad або графоаналітичним шляхом. (рис. 5.1). Опишемо розв'язання графоаналітичним шляхом.



Рисуюнок 5.1 – Графічна інтерпретація зміни ефективного газового фактора $G_{\text{еф}}$ в часі t

Маючи величину вибійного тиску p_b , що залежить від t за виразом умови газліфтного фонтанування (2), можна побудувати її графічну інтерпретацію і знайти мінімальний вибійний тиск фонтанування. Результати розрахунку показано на рисунку 5.2.

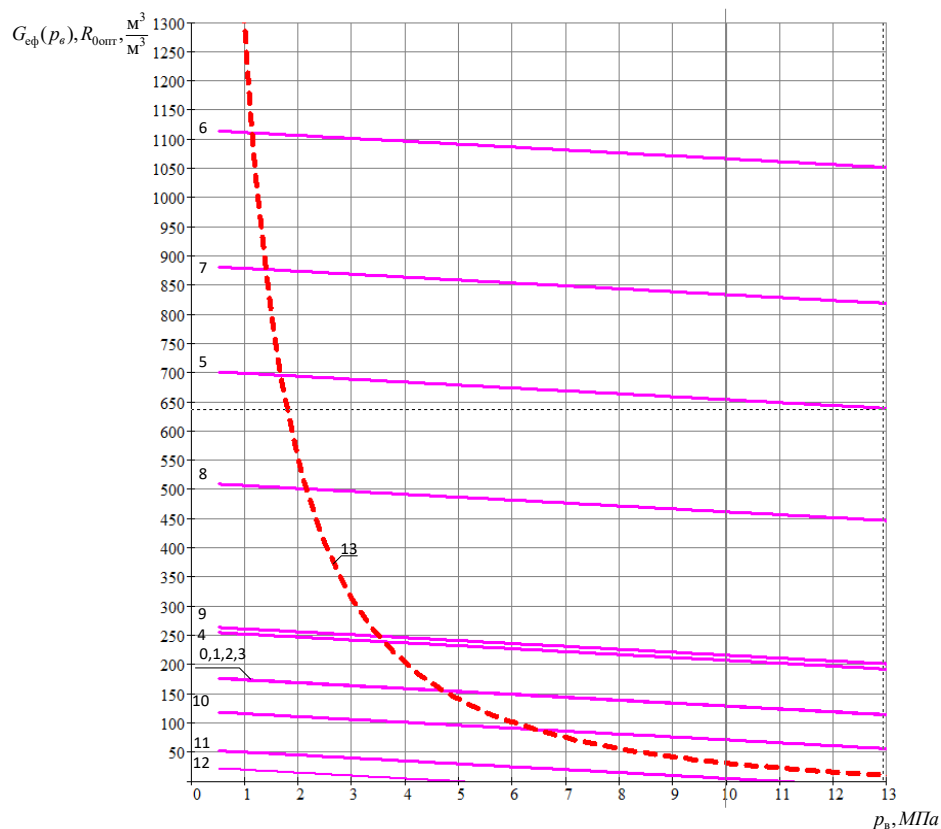


Рисунок 2 – Визначення мінімального вибійного тиску $p_b(t)$ на момент часу t , роки: 0,1,2,3 лінії (0,1,2,3); 4(4); 5(5); 6(6); 7(7); 8(8); 9(9); 10(10); 11(11);12(12), залежно від змінного тиску p_b для заданої функції питомі витрати газу $R_0(t)$ (лінія 13).

Зміщення точки перетину кривих через зміну діаметра і тиску p_2 відкриває шлях для регулювання режиму роботи свердловини при одному і тому ж газовому факторі.

Зміну тиску $p_b(t)$ за результатами розрахунку показано на рисунку 5. 3.

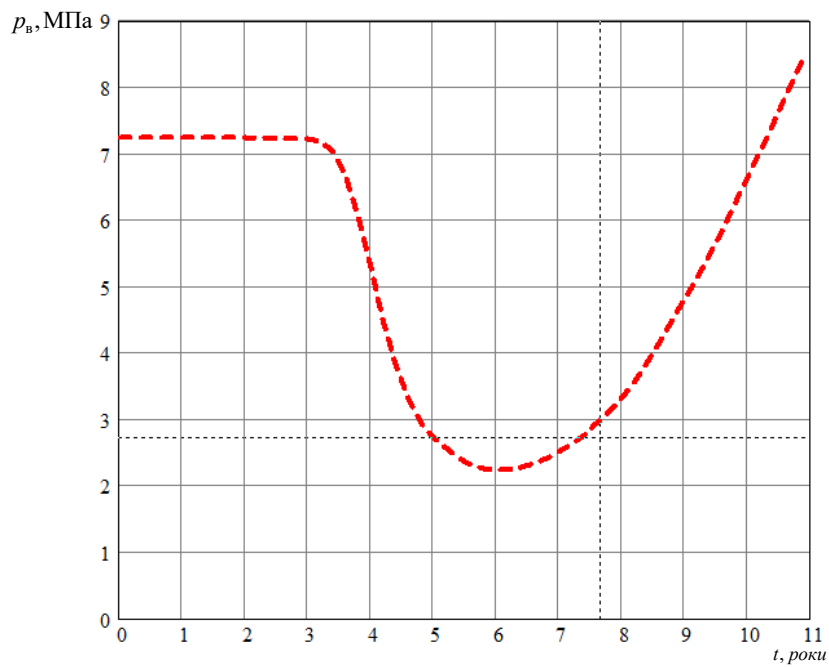


Рисунок 5.3 – Зміна вибійного тиску рв фонтанування в часі t

6. ДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОВЕДЕННЯ ГРП У ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДАХ ШЛЯХОМ НОВИХ ПІДХОДІВ ДО ЗАКРІПЛЕННЯ ТРІЩИН

Як відомо, основними причинами розвитку технології гідравлічного розриву пласта (ГРП) у світі є: - забруднення неглибоких і середньоглибоких свердловин з середньою проникністю колектора; - винесення піску у привибійну зону пласта та у свердловину; - забруднені свердловини великої глибини з вираженим скін-ефектом та проблемами асфальтовідкладень; - середня проникність крейдяних і пісковикових пластів; - ущільнені газоносні пласти, у тому числі так звані «сланцеві». Таким чином, метою ГРП є збільшення продуктивності колектора шляхом зниження або подолання ушкоджень привибійної зони для отримання максимального прибутку від інвестицій в буріння і закінчування свердловин. Дія ГРП визначається величиною тиску робочої суміші, в основі якої є вода (до 90-95% за об'ємом). Внаслідок такого впливу утворюються тріщини, які заповнюються пропантом, як правило, піском. Збільшення дебіту у даному випадку відбувається внаслідок з'єднання лінзоподібних резервуарів, використання тріщинуватих колекторів за рахунок з'єднання ортогональних та паралельних природних тріщин, з'єднання розшарованих формацій (пропластків) і т.ін. Однак, гідророзрив пласта стосовно морських газогідратних покладів має свої особливості і цілі. Розташування значної частини морських газогідратних покладів на дні, або під дном на невеликій глибині, робить проведення ГРП не тільки технологічно складним, а і екологічно небезпечним. Значна частина морських газогідратних покладів називається високотемпературними, оскільки знаходиться на великих глибинах під дном акваторій, де температурний фактор збереження гідратів має менше значення. При проведенні ГРП у таких покладах потрібно враховувати, що підведення значної енергії під час його проведення може призвести до втрати гідратом термодинамічної рівноваги і, як наслідок, неконтрольованого вивільнення метану. Крім того, отримані внаслідок ГРП тріщини потребують спеціального закріплення, оскільки піщані пропанти у таких умовах можуть бути малоефективними.

Для піддонних, низькотемпературних гідратних покладів газу застосування ГРП може полягати не тільки у створенні системи тріщин у самому покладі. Існують також технології, які полягають у використанні ГРП для донного шару з метою створення штучних виходів газу на поверхню дна (створення штучних грязьових вулканів). Застосування гідравлічного розриву пласта з подібною метою потребує розроблення особливої технології, оскільки це може призвести до катастрофічного розвантаження гідратів, виходу газу, просідання донного ґрунту, а в окремих випадках навіть до моретрусу і цунамі.

7. ДОСЛІДЖЕННЯ РУХУ ЗАКРУЧЕНОГО ПОТОКУ РОБОЧОЇ РІДИНИ ПРИ УМОВІ ІСНУВАННЯ ПРЕЦЕСУЮЧОГО ВИХРОВОГО ЯДРА І ЙОГО ВПЛИВ НА ЕФЕКТ КАВІТАЦІЇ

Сучасна теорія кавітатора ґрунтується на використанні закрученого потоку і описує рух рідини в центральній області струменю, як обертання цілого (твердого тіла), а периферійну частину – як вільний вихор, при цьому для випадків слабого і сильного (із зворотними струменями) закручування потоку пропонуються дві різні системи рівнянь. Існування прецесуючого вихрового ядра (ПВЯ) (тобто джерела кавітації – відсутності суцільності середовища) в потоці передбачається при певних числах Рейнольдса, проте, в даний час немає задовільного пояснення виникнення вихрового ядра, його прецесії, нутації і зникнення при зміні ступеня закручування потоку і числа Рейнольдса.

При описанні руху вихрового ядра у вільному закрученому струмені рідини необхідно врахувати, що, згідно з експериментальними даними, вихрове ядро може скручуватися по довжині струменю і здійснює рух навколо осі струменя в зоні між областю зворотних потоків і приграничним зовнішнім шаром. Саме вихрове ядро в цьому випадку піддається впливу основного потоку, що обертається, при цьому необхідно врахувати, що, у зв'язку зі співмірними розмірами вихрового ядра і струменя, дія на нього буде неоднаковою, внаслідок нерівномірного розподілу швидкостей в самому струмені. Оскільки положення вихрового ядра в різних перерізах струменя також залежатиме від зміни поля швидкостей по довжині струменя, то приймемо ряд умов:

- вісь вихрового ядра співпадає з віссю абсцис;
- потік, що обертається, має розвинену зону кавітації ($Re > 1,8 \cdot 10^4$);
- вихрове ядро знаходиться в області, обмеженою зовнішньою границею зони кавітації і приграничним шаром потоку, що обертається ($a \leq x \leq b$).

Математичний опис процесу руху вихрового ядра, з урахуванням вищевикладеного, можливо виконувати по площинах, перпендикулярних аксіальному напрямку руху закрученого основного потоку, при цьому вісь

координат розташована в геометричному центрі потоку.

Результати виконаних досліджень представляють інтерес з точки зору подальшого розвитку теорії і практичного застосування явища кавітації в закручених потоках і можуть бути використані при розробці, дослідженні і впровадженні імпульсно-хвильових технологій і підвищення ефективності роботи пульсуючих пристроїв, зокрема, на основі використання закономірностей явища кавітації.

Причиною затухання пульсацій ПВЯ є його перехід від обертання як твердого тіла до обертання за законом вільного вихору, що викликає розщеплення останнього на декілька прецесуючих вихрових ядер з меншою інтенсивністю, частота коливань яких наближається до частоти турбулентних пульсацій в турбулентному струмені.

Отримана теоретична залежність ступеня кручення потоку від витрати рідини, частоти коливань вихрового ядра і конструктивних параметрів в умовах стійкості самого закрученого потоку показала, що ступінь кручення потоку прямо пропорційний частоті коливань прецесуючого вихрового ядра і обернено пропорційний квадрату масової витрати рідини. Тобто забезпечення стійкості закрученого потоку при варіюванні витрати вимагає відповідної зміни ступеню кручення або впливу на частоту коливань прецесуючого вихрового ядра.

На основі отриманих теоретичних залежностей були розроблені і реалізовані в комп'ютерних програмах наступні розрахунки: залежність коефіцієнта закручення потоку від частоти коливань вихрового ядра і конструктивних параметрів в області стійкості закрученого потоку; моделювання прецесії вихрового ядра в закрученому потоці; дослідження коливань швидкості в закрученому потоці; коливання швидкості при взаємодії закручених струменів.

8. ВПЛИВ КОНЦЕНТРАЦІЇ КОРОЗИВНИХ КОМПОНЕНТІВ НА КОРОЗИЮ ПРОМИСЛОВИХ ТРУБОПРОВОДІВ

В умовах постійного зниження видобутку нафти і газу в Україні особливе значення має проблема нарощення ресурсної бази, яка сьогодні гальмується суттєвою нестачею коштів на геологорозвідувальні роботи. На жаль, сучасна економічна ситуація в державі не дає підстав сподіватися на кардинальне поліпшення ситуації в нафтогазовій галузі, а разом з тим на різке збільшення розвіданих запасів вуглеводнів за рахунок відкриття нових родовищ. В цілому питанню утворення газогідратів у промислових трубопроводах, що є великою проблемою експлуатації промислових газопроводів, потрібно приділити значну увагу, щоб виключити аварійні ситуації.

Об'єктом досліджень вибрано промислові газопроводи зі сталі 17ГС – однієї із найпоширеніших у нафтогазовому комплексі. 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 моль/л	NaCl,	Тип корозії
1	0,01		Ґрунтова корозія
2	0,05		
3	0,1		
4	0,5		Внутрішньотруб на корозія
5	1,5		
6	2,5		
7	3,75		
8	5		

Основним показником швидкості корозійного руйнування як при частковій, так і при рівномірній корозії є глибина проникнення. В обох випадках глибина корозійного руйнування вимірюється в міліметрах за рік незалежно від виду металу чи сплаву. Для відносної характеристики корозійної поведінки металів розроблена шкала корозійної стійкості тривкості.

При рівномірній корозії за допомогою глибини корозійного проникнення

(КП, мм/рік) втрату маси матеріалу (ВМ) визначають за формулою віднесеною до одиниці площі.

Співставлення величини максимального корозійного руйнування, знайденого за глибиною найбільших каверн (мм), з величиною середнього корозійного руйнування, обрахованою за втратою маси ($\text{г}/\text{м}^2 \cdot \text{год}$), дозволяє оцінити ступінь нерівномірності корозії. Цей факт необхідно враховувати при визначенні ресурсу роботи трубопроводів, оскільки нерівномірна корозія призводить до різкого зниження їх здатності чинити опір експлуатаційним навантаженням через зміну механічних властивостей впродовж тривалої експлуатації.

При оцінці корозійної стійкості найбільш поширений гравіметричний метод. Він застосовується в двох варіантах: визначення збільшення маси зразка в результаті утворення продуктів корозії на його поверхні і визначення втрат маси після видалення продуктів корозії. Другий варіант є більш поширеним завдяки своїй універсальності і був використаний нами при проведенні експериментів. Зважування проводили на демпферній аналітичній вазі з точністю вимірювання 0,00005 г

За результатами вивчення кородованих поверхонь зразків витриманих у газовому гідраті встановлено механізм його впливу на корозію матеріалу трубопроводів. Сам по собі гідрат корозії не викликає, а лише інтенсифікує і локалізує вплив корозивних компонентів пластових вод (рис 8.1). На першому етапі (етап утворення гідрату) поверхня металу навколо нього продовжує покриватися пасивними плівками продуктів корозії, в той час як на поверхні металу під гідратом такий процес припиняється.

Крім того, в результаті утворення кристалів гідрату за рахунок вологи, яка адсорбована продуктами корозії, проходить часткове руйнування пасивної плівки, оскільки об'єм утворених кристалів у 2-3 рази більший за об'єм води. Після дисоціації гідрату (стадія 2) утворюється різниця потенціалів між описаними ділянками металу, яка спричиняє виникнення корозійних мікрогальванічних елементів, які прискорюють розчинення металу в менш пасивованій зоні (рис. 8.1,

б).

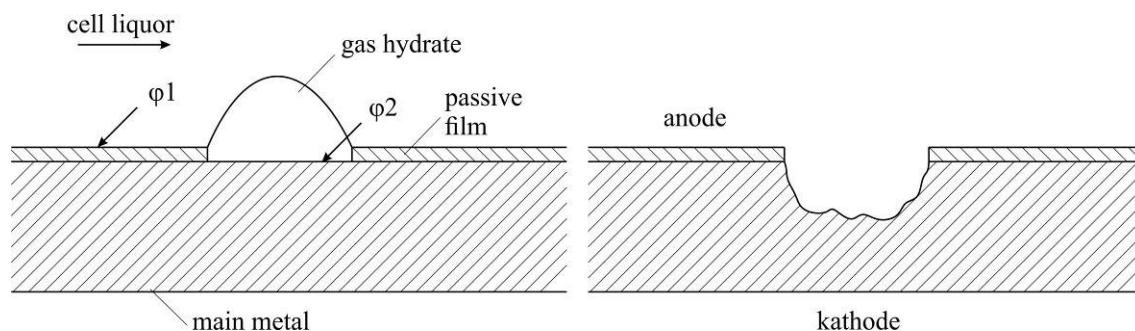
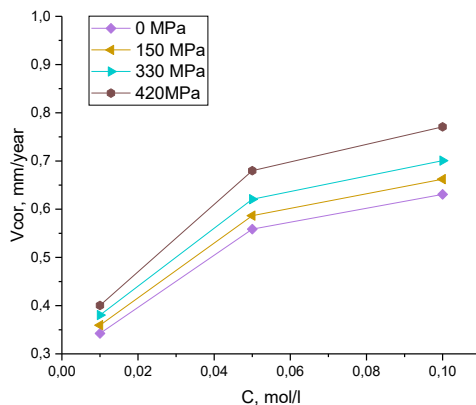


Рисунок 8.1 – Сумісний вплив газового гідрату та пластових вод на метал трубопроводу на першій (а) та другій (б) стадії

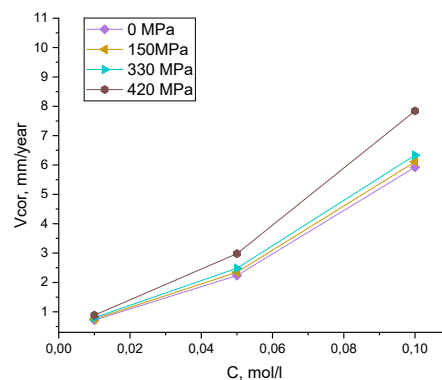
В подальшому, при виникненні термобаричних умов, сприятливих для гідратоутворення, воно проходить найактивніше у зоні утвореного корозійного ураження, оскільки остання відіграє роль центру кристалізації. З кожним циклом «утворення – розпаду» газового гідрату глибина корозійного дефекту збільшується. Таким чином, механізм сумісного впливу корозивного середовища та газогідратів полягає у інтенсифікації і локалізації корозійних процесів.

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.

Дослідження корозії в модельних середовищах (МС), які відповідають ґрунтам з хлоридним типом засолення (табл. 8.1) показали (рис. 8.2) 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. Порівнявши швидкості загальної та локальної корозії можемо констатувати яскраву інтенсифікацію локальних корозійних процесів, причому вона зростає зі збільшенням концентрації хлорид-іонів.



а)

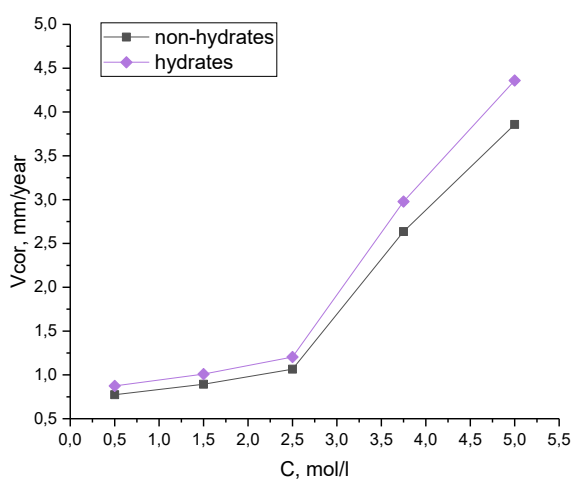


б)

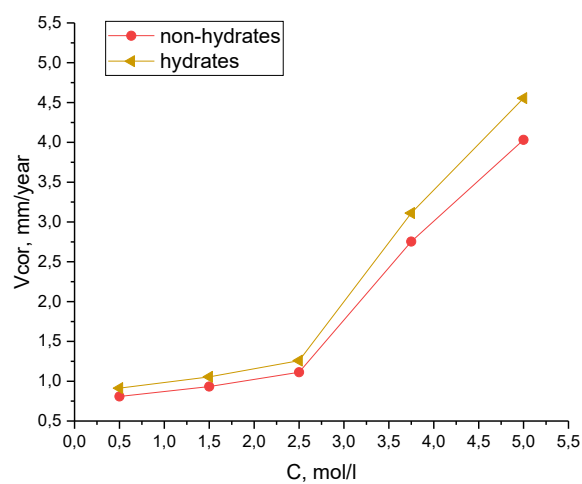
Рисунок 8.2. Вплив концентрації хлоридів та рівня механічних напружень на корозію сталі трубопроводу: а – загальну, б – локальну

Зі збільшенням концентрації хлорид-йонів дія механічного чинника теж істотно зростає як у випадку загальної корозійної деградації так і для локальної корозії. Для внутрішньотрубної корозії у високомінералізованих пластових водах (рис. 8.3) спостерігається різкий приріст швидкості корозії при переході від МС6 до МС7.

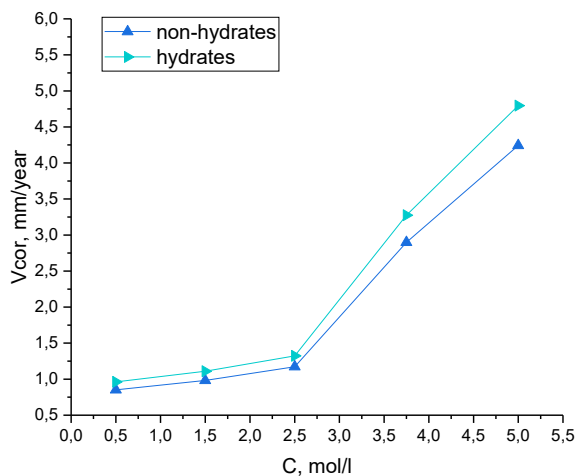
Така корозійна поведінка, на нашу думку, зумовлена прискореним руйнуванням пасивних плівок хлорид-іонами при досягненні певної критичної концентрації.



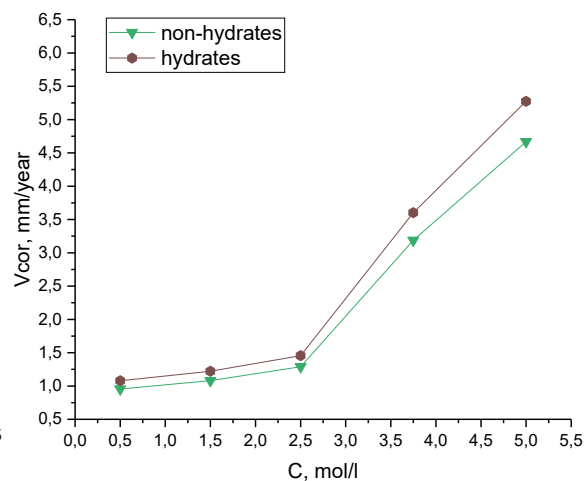
а)



б)



в)



г)

Рисунок 8.3. Вплив газогідратних утворень та рівня механічних напружень на корозію сталі промислових газопроводів: а – 0 МПа, б – 150 МПа, в – 330 МПа, г – 420 МПа

Спостерігається збільшення швидкості загальної та локальної корозії для зразків витриманих у газовому гідраті в порівнянні з контрольними (рис. 8.3), з отриманих результатів було розраховано коефіцієнт впливу газового гідрату на корозію, який для загальної корозії складає – 1,13 та для локальної корозії – 1,32.

Об'єднаний аналіз корозійної поведінки матеріалу труб в агресивних середовищах хлоридного типу показує схожі закономірності спільного впливу корозивного середовища та механічного чинників на швидкість перебігу корозійних процесів. Так для обох розглянутих випадків корозії спостерігаємо інтенсифікацію впливу механічного чинника із збільшенням концентрації хлоридів. У МС1, МС4 та МС5 бачимо незначні зміни в динаміці процесу при переході з пружної в пружно-пластичну зону. У МС2, МС3, МС7 та МС8 ці зміни виражені більш яскраво.

9. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТОВЩИНИ І ПРОНИКНОСТІ ГРАВІЙНОЇ НАБИВКИ У ВІДКРИТОМУ СТОВБУРІ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ PIPESIM

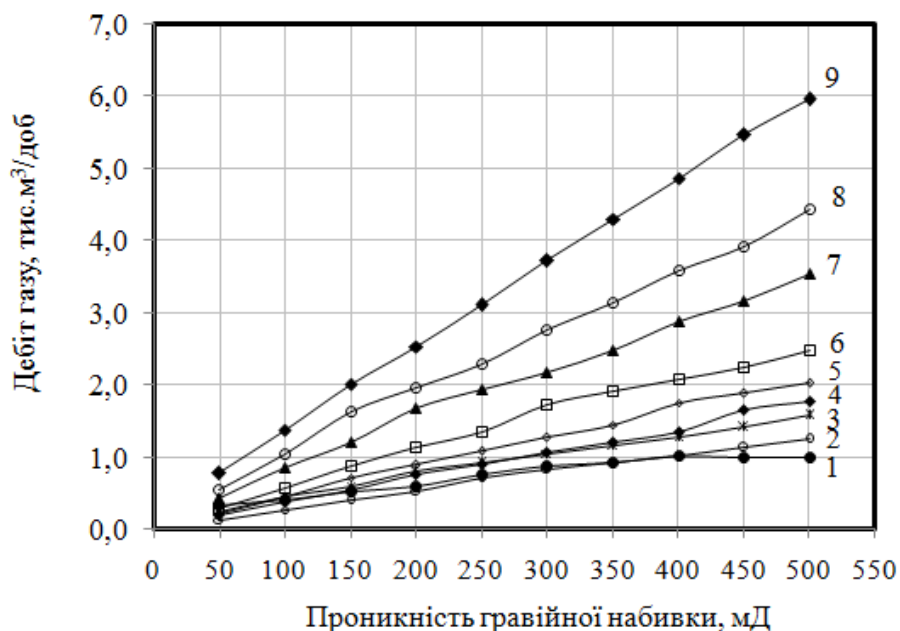
Під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування привибійної зони пласта. Ефективним і універсальним засобом запобігання винесення піску із пласта у свердловини, що розкривають слабкоцементовані нестійкі пласти є гравійно-намивні фільтри. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу.

Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Важливими є й інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів.

Науковий і практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини розміру попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта. Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійного фільтра.

Для оцінки впливу проникності і товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програмного комплексу PipeSim. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: радіус початкового контуру газоносності – 500 м, коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД, проникність гравійної набивки – 50; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 450; 500 мД, товщина гравійної набивки $(R-r_c)$ – 0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 м.

Результати досліджень зображено на рисунку 9.1 у вигляді залежності дебіту газу за наявності гравійної набивки від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки.



1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6; 7 – 0,7; 8 – 0,8; 9 – 0,9 м

Рисунок 9.1 - Залежності дебіту газу від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що дебіт газової свердловини з гравійною набивкою зростає із збільшенням її товщини і проникності. Графічні залежності рисунку 9.1 оброблено за методом «найменших квадратів» для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м, отримано оптимальні значення проникності гравійної набивки для різних значень її товщини: для 0,1 м – 260 мД; 0,15 м – 268 мД; 0,2 м – 273 мД; 0,3 – 262 мД; 0,4 – 298 мД; 0,5 – 310 мД; 0,6 – 286 мД; 0,7 – 267 мД; 0,8 – 289 мД; 0,9 – 294 мД. Оптимальне значення проникності гравійної набивки вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 281 мД.

10. ІНТЕНСИФІКАЦІЯ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ 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) гідрато-утворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) парафіновідкладення на стінках НКТ (що має місце у тому випадку, якщо газовий конденсат містить значну кількість важких фракцій); 5) 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 поверхнево-активних речовин (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 багато-функціональними 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:

- виконання літературного огляду матеріалів про хімічні реагенти, що використовуються для запобігання і боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин;
- визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни)

та оцінка цінка ефективності інгібіторів корозії;

- проведення лабораторних досліджень з метою обґрунтування композицій (систем) ПАР та хімічних реагентів для захисту обладнання від корозії та відкладення солей, інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин та підвищення продуктивності свердловин.

Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин з використанням хімічного методу (тобто із використанням ПАР) використовуються такі ПАР: синтанол, барвамід 2К, диссольван, савенол SWP, олеокс-5, сульфонол, циклімід, савенол NWP, превоцел, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К, препарат ОС-20, ПКД-515, “Сольпен”, “Сонбур-1101”, “ТЕАС-М”, синтамід-5К та інші. Для захисту свердловинного обладнання від корозії застосовуються такі інгібітори корозії: ТАЛ-3, “Нафтохім-1”, СТ-2, сульфонол, тарін, “Азол-5010”, карбозолін ОТ-2, карбозолін СД, савенол SWP, КМА, жир катіоноактивний Р-1, “Нафтохім-3”, катапін А, СНПХ-1004 Р, СНПХ-6302 Б, “КорМастер-1035”, “Коразол-1”, Dodigen 481 та інші.

Лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР : сульфонол, барватекс-5, барвамід 2К, олеокс-5, і синтамід-5К. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить 23,41 (сульфонол); 18,27 (олеокс-5); 16,95 (синтамід-5К); 15,26 (барвамід 2К) і 14,62 (барватекс-5). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить $11,15 \cdot 10^6$ с/м³ (сульфонол); $9,24 \cdot 10^6$ с/м³ (олеокс-5); $8,39 \cdot 10^6$ с/м³ (синтамід-5К); $7,54 \cdot 10^6$ с/м³ (барвамід 2К); $6,91 \cdot 10^6$ с/м³ (барватекс-5).

Лабораторні дослідження з визначення (оцінки) ефективності інгібіторів ко-розії проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) на зразках-свідках (сталь Р-110) гравіметричним методом при температурі 80 °С. Використовувались такі хімічні реагенти, як “Нафтохім – 3”, сульфонол, карбозолін ОТ-2, карбозолін СД і СНПХ-6302 Б. Результати лабораторних досліджень з оцінки

ефективності інгібіторів корозії (при концентрації 0,25 % мас. в мінералізованій воді на зразках-свідках із сталі Р-110) свідчать про те, що ступінь захисту від корозії при концентрації 0,25 % мас. на зразках-свідках із сталі Р-110 становить : 94,25 %, (карбозолін СД); 91,13 % (карбозолін ОТ-2); 89,7 % (“Нафтохім-3”), 87,72 % (сульфонол) і 83,69 % (СНПХ-6302 Б).

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 60 °С при використанні стандартних зразків із сталі. Ст. 20 (боротьба із відкладеннями солей у шлейфах (викидних лініях) газових (нафтових) свердловин). Захисний ефект інгібіторів відкладення солей становить: СНПХ-5100 (91,52 %); ін-кредол (87,35 %); поліакрилат натрію (84,76 %); СОНСОЛ (81,28 %); КТІ-С (76,89 %).

На основі вищенаведеного робимо висновок про те, що найбільш ефективними композиціями ПАР та інгібіторів є такі композиції : 1) суміш сульфонолу, карбо-золіну СД та СНПХ-5100; 2) суміш олеоксу-5, карбозоліну ОТ-2 і поліакрилат натрію; 3) суміш реагенту синтамід-5К та інгібіторів “Нафтохім-3” і інкредол.

11. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕСУРСУ НАСОСНИХ ШТАНГ З ДЕФЕКТАМИ, ПІСЛЯ НАНЕСЕННЯ НА НИХ ЗАХИСНОГО ПОЛІУРЕТАНОВОГО ПОКРИТТЯ

Для оцінки ефективності зміцнення металевими щітками, що обертаються, з ударними елементами в вигляді кілець проводили натурні випробування насосних штанг діаметром 22 мм зі сталі 20Н2М. В результаті обробки штанг на установці УВЩ-25 глибина пластичного деформування складала 600...800 мкм, шорсткість поверхні $R_z = 40-80$ мкм, залишкові осьові напруження стиску - коло 600-700 МПа. Зміцнені штанги випробовували на опір втомному руйнуванню при змінному консольному згині з частотою навантаження 15,2 Гц. Корозійне середовище - 3%-ний водний розчин $NaCl$ з періодичним насиченням сірководнем до граничної концентрації. Контроль втомної тріщини проводили за допомогою ультразвукового дефектоскопа ДУК-6В.

Ступінь пошкодження D оцінювали за площами зон корозійної втоми в небезпечному перерізі тіла штанги:

$$D = F_k / F_n,$$

де F_k - площа зони корозійно-втомного руйнування; F_n - номінальна площа перерізу.

За лінійну функцію, яка описує процес корозійно-втомного руйнування, було прийнято рівняння Почтенного Є.К.:

$$G = G_o - (G_o - G_k) N_n / N_k,$$

де $G_o = /lg D_o/$ - критерій опору корозійній втомі в початковий момент реєстрації тріщин, G_k - критерій опору корозійній втомі в момент кінцевої поломки, N_n, N_k - поточна і кінцева кількість циклів навантаження з'єднання.

Результати експерименту наведені на рис.11.1.

Крива 1 побудована за результатами вимірювань параметрів тріщини ультразвуковим контролем. Крива 2 описує ріст тріщини в зміцненій щітками штанзі, Крива 3 – ріст тріщин після комбінованої обробки щітками та нанесенням поліуретанового покриття.

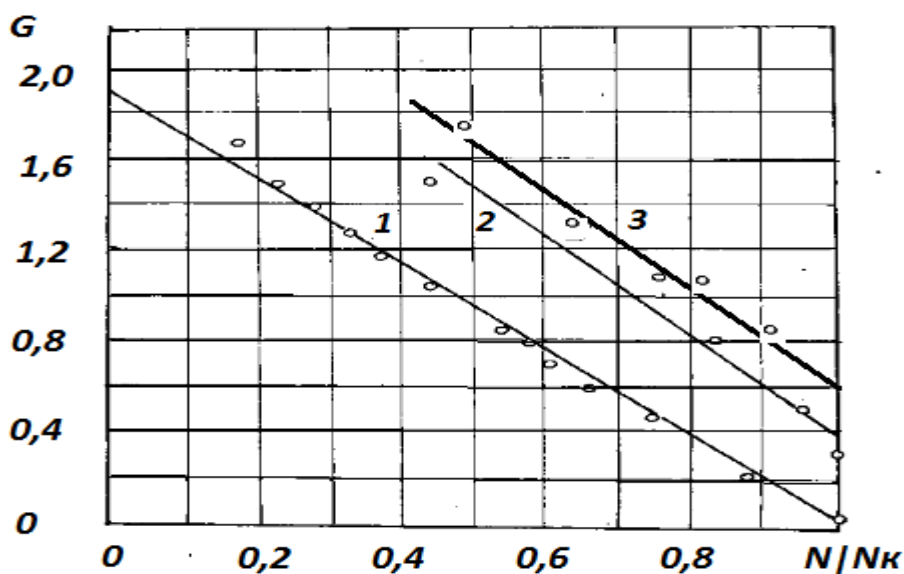
Отримано рівняння лінійної регресії, яке описує кінетику корозійно-

втомного руйнування насосної штанги:

$$G=1,93-2,01N/N_k$$

Необхідно відмітити, що ступінь вихідного пошкодження незміцненої штанги становить $G_o = 1,9$, а критерій опору корозійній втомі штанги в момент долому $G_k = 0,05$.

Аналізуючи криві 1 і 2 можна зробити висновок, що критерій G для незміцнених штанг, які випробовувалися в корозійному середовищі, на 35-40% нижче, ніж для зміцнених.



1 - незміцнені штанги; 2 - після обробки металевими щітками, 3 – комбінована обробка щітками та нанесенням поліуретанового покриття

Рисунок 11.1. - Залежність ступеня пошкодження насосних штанг діаметром 22 мм з сталі 20Н2М за G-критерієм при роботі в сірководневому середовищі

В результаті наклепу щітками довговічність насосних штанг при роботі в сірководневому середовищі зростає в 2,5 рази. При цьому суттєво гальмується швидкість розвитку тріщини в початковий період роботи штанг. Величина G -критерію насосних штанг діаметром 22 мм при роботі в сірководневому середовищі після ППД металевими щітками зростає в 1,5-2 рази, а після комбінованого зміцнення обробкою щітками та нанесенням поліуретанового покриття ще на 20%.

ВИСНОВКИ

Запропоновано аналітичну залежність між кінцевим пластовим тиском в газовому родовищі і фільтраційними характеристиками привибійної зони пласта, робочими параметрами експлуатації свердловин, конструктивними особливостями вибою, колони НКТ та викидної лінії і тиском на вході в установку підготовки газу використовується при викладанні дисциплін «Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ» і «Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів» для студентів-бакалаврів і дисципліни «Новітні технології розробки та експлуатації газових і газоконденсатних родовищ» для студентів-магістрів.

Виконано дослідження параметрів раціонального використання енергії розчиненого газу на моделі пласта і пластових флюїдів на пізній стадії розробки Долинського, Північно-Долинського та Довбушансько-Бистрицького родовищ. Дослідження проводилися шляхом фізичного моделювання процесів фільтрації флюїдів у поровому просторі колекторів.

Підвищення нафтовилучення виснажених родовищ досягається:

- на природному режимі розчиненого газу при зниженні тиску до тиску в пласті нижче від тиску насичення, з наступним нагнітанням води (цим моделюються умови роботи пласта на режимі виснаження з наступним можливим заводненням);

- на режимі нагнітання води (режим заводнення) до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі зниження пластового тиску (форсований режим) та нагнітанням води.

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. Важливим фактором також є значні запаси залишкової нафти та постійне їх збільшення у загальній структурі запасів.

Практична частина роботи полягала у створенні в програмі-симуляторі «Petrel» компанії Schlumberger гідродинамічної гіпотетичної моделі родовища. На основі даної моделі було змодельовано три варіанти розробки родовищ. Один з яких передбачав застосування третинного методу підвищення вилучення нафти з пластів. Даний метод був підібраний із застосуванням експертної програми EORgui від компанії Petroleum Solutions Ltd. Для умов змодельованого гіпотетичного родовища найбільш оптимальним виявився метод запомповування в пласт діоксиду вуглецю.

Із перебігом часу t ефективний газовий фактор G_{ef} зростає, а відтак спадає. Отже вибійний тиск у часі буде зменшуватися і, переходячи через мінімум, зростатиме, допоки не припиниться фонтанування свердловини.

На підставі цього подальшим дослідженням є удосконалення методики проектування розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу за рахунок уточнення граничних умов. За нашим підходом граничні умови не задаються постійними, а змінюються в часі при проектуванні процесу розробки нафтового покладу як за аналітичною методикою, так і за сучасною чисельною математичною моделлю.

Досліджено технологічні параметри проведення гідравлічного розриву гідратного пласта з застосуванням у якості закріплювача піску. Дана методика використана і для дослідження проведення гідравлічного розриву гідратного пласта з використанням у якості закріплювача гідратоутворюючого газу. Отримані значення умовних параметричних площ технологічних площин доводять, що використання сірководню у якості гідратозаміщуючого газу при видобуванні з газогідратних родовищ на декілька порядків технологічно і екологічно надійніше порівняно з діоксидом вуглецю. Однак, у акваторіях з нормальним газовим режимом слід враховувати відсутність природного сірководню. При цьому підвезення і використання сірководню у посудинах високого тиску може привести до ускладнення заходів з охорони праці. Тому у даному випадку можливе використання діоксиду вуглецю у якості гідратозаміщуючого газу. Крім того, дана технологія може бути успішно

використана у комбінації з попереднім гідророзривом пласта, де у якості пропанта використовується новоутворений гідрат заміщення.

Розроблена методика дослідження застосована з врахуванням особливостей гідратних покладів за допомогою описаної програми TOUGH+HYDRATE. За отриманими параметрами зміни температури, тиску, гідрато- та газонасиченості розробки, доведена ефективність розробленої технології на перспективу у 90, 365, 1095 діб.

Розроблена методика контролю технологічних параметрів запровадження розчину газу у воді з метою попередження утворення гідратів у свердловині, яка включає моделювання термодинамічних характеристик розчину у процесі його руху у горизонтальній свердловині, підтвердила можливість підтримки оптимальних значень, за отриманими на вибої термічними показниками, шляхом підбору оптимальних вхідних параметрів носія гідратозаміщуючого газу.

Проведено випробовування матеріалу промислових газопроводів у хлоридних корозивних середовищах, які імітують ґрунтові електроліти та пластові води.

За результатами корозійно-механічних випробовувань встановлено закономірності спільної дії механічних напружень, концентрації хлоридів та гідратоутворення на швидкість та локалізацію корозійних процесів. 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 теоретичних досліджень обґрунтовано вибір параметрів (товщини і проникності) гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесення піску із пласта у свердловину.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів визначенні оптимальні значення товщини (0,32 м) і проникності гравійної набивки (281 мД), вище яких дебіт газу мало змінюється. Цими співвідношеннями рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен

гравію для створення гравійної набивки стосовно умов конкретного пласта-колектора і при виборі товщини гравійної набивки (шляхом розширення стовбура свердловини на задану величину).

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 60 °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 погіршення проникності привибійної зони пласта після запомповування композиції хімічних реагентів у свердловину; можливість використання побічних продуктів хімічної промисловості; приріст дебіту газової свердловини в результаті використання багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів – 10 – 15 %; скорочення операційних затрат. Результати використовуються в лекціях і практичних заняттях з дисципліни “Матеріали і хімреагенти в нафтогазовидобуванні”.

Для підтримання насосних штанг в робочому стані на об’єктах експлуатації потрібно забезпечувати систему технічного обслуговування, слідкувати за виконанням правил експлуатації обладнання, вказаних в технічних умовах.

Удосконалення технологічних параметрів під час ремонту насосних штанг має велике значення для підвищення ресурсу роботи обладнання.

Через значні дефекти велика кількість насосних штанг вибраковується. Потрібно знайти більш прогресивні методи ремонту, які б забезпечували надійність роботи відновленого обладнання.

Діагностика стану насосних штанг буде більш достовірною за умови якісного очищення їх від асфалото-смолистопарафінових відкладень і солей.

Проведені експерименти показують, що металеві щітки можуть бути ефективним засобом очистки і зміцнення штанг, особливо тих, які вже були в експлуатації. Запропоновано новий метод комбінованого зміцнення обробкою щітками та нанесенням поліуретанового покриття, який підвищує величину G-критерію ще на 20%.

За допомогою отриманих результатів можна планувати періодичність дефектоскопії колон насосних штанг і обмежити частоту їх обривів під час експлуатації.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ НА ПОСИЛАННЯ

1. Кондрат Р.М. Питання дорозробки виснажених родовищ природних газів. // Нафтогазова галузь України. 2020 №4. С.34-41.
2. Купер І.М. Причини обводнення свердловин у ранній період. Матеріали XXIII міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Проблеми та перспективи розвитку науки на початку третього тисячоліття у країнах Європи та Азії» // Збірник наукових праць. – Переяслав-Хмельницький, 2017 р. –332 с.
3. Купер І.М. Дослідження обводнення продукції свердловин в ранній період їх експлуатації. Сучасні наукові дослідження та розробки: теоретична цінність та практичні результати -2016 : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції (Братислава, 16-18 березня 2016 року).- К,:ТОВ НВП «Інтерсервіс», 2017.- С. 70.
4. Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на пізній стадії розробки родовищ. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази » 23-25 травня м Івано-Франківськ // Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2018 р. –С.195-197.
5. Патент 135359 UA, МПК E21B 33/13 (2006.01), C09K 8/56 (2006.01). Пристрій для освоєння і дослідження свердловин [Текст] / Купер І.М. – заявл.28.01.2019; опубл.25.06.2019, бюл.№12.
6. Купер І.М. Керування режимами роботи нафтових покладів на пізній стадії їх розробки / І.М.Купер// Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2019». – м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019 року.
7. Купер І.М. Впровадження методів підвищення нафтовилучення на дослідних полях нафтових родовищ. Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції Проблеми і перспективи сучасна наука і практика // Збірник наукових праць.: 30-31 січня 2020 року Грац, Австрія. С.35-37.
8. Купер І.М. Вплив тріщин пласта на розробку нафтових родовищ.

Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції з міждисциплінарних досліджень:– Берлін,19-21 січня 2021 р. с.1040-1044.

9. Мороз Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу:Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв. Нафтогазова енергетика. -2014. -№ 1(21), -С. 22-31, ISSN 1993—9868.

10. Мороз Л. Б. Системи розробки нафтових родовищ із підтримуванням пластового тиску /Л. Б. Мороз// Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – №2. – С.154-160.

11. Moroz L.B., A.V. Uhrynovskyi. Дослідження застосування третинних методів підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки нафтових родовищ . Theoretical aspects of modern engineering: collective monograph / hnes l., – etc. –international science group. – Boston : primedia elaunch, 2020. 356 p. DOI- 10.46299/isg.2020.mono.tech.iii

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

13. Мороз Л.Б, Угриновський А.В. Дослідження витіснення залишкової нафти з моделей обводнених нафтових пластів із використанням поверхневих речовин //The XXII th international scientific and practical conference «Theoretical foundations for the implementation and adaptation of scientific achievements in practice» (22 – 23 June, 2020). Helsinki, Finland 2020. – p 218-224. DOI:10.46299/ISG.2020.XXII : URL: <http://isg-konf.com>.

14. Мороз Л.Б., Угриновський А.В. Дослідження методів підвищення продуктивності нафтових свердловин із використанням мікроемульсій //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
15. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник, 4-те доповнене видання В.С.Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
16. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений Акульшин А.И.. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.
17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений . Проектирования разработки / Ш.К. Гиматудинов , Ю.П. Борисов , М.Д. Розенберг [и др]. – Москва: Недра, 1983. – 463 с.
18. Проектування розробки нафтових родовищ В.С.Бойко. – Івано–Франківск: Нова Зоря, 2011. – 580с.
19. Расчёт процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин Г.Д.Савенков, В.С.Бойко. – Львов, “Вища школа” Изд-во при Львов: ун-те, 1986. – 160 с.
20. Розенберг М.Д. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / С.А. Кундин , А.К. Курбанов [и др]. – Москва : Недра, 1969. – 456 с.
21. Подземная гидравлика; – пер. с рум. Н.Кристеа – Москва: Гостоптехздат, Т.2. – 1962. – 492с.
22. Технологія розробки нафтових родовищ В.С.Бойко. – Івано–Франківск: Нова Зоря, 2011. – 509с.
23. Newton, David E. (2015). Fracking: a reference handbook, ABC-CLIO. 340. ISBN 9781610696913.
24. John M. Sharp, editor. (2014). Fractured rock hydrogeology, Published: Leiden, The Netherlands : CRC Press/Balkema. 386. ISBN 9781138001596.
25. Haiko H., Pyha L. (2017). Shielded development of bottom gas hydrates. Mining of Mineral Deposits. (11), 3, 117-123.
<https://doi.org/10.15407/mining11.03.117>

26. Якимечко Я.Я. Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор [Текст] / Я. Я. Якимечко, Я. М. Фем'як // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2020. - № 1(74). - С. 53-71.
27. Зайцев О.Н. Теоретические исследования устойчивости закрученных потоков при прецессии вихревого ядра.// Вісник ОДАБА.- Одеса: ОДАБА. – 2002. - №8. – С. 68-71.
28. Зайцев О.Н. Исследование прецессии вихревого ядра в закрученном потоке газа / О.Н. Зайцев // Химия, химическая технология и экология. – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2002. – №2. – Т. 2. - С.43-46.
29. Якимечко Я.Я. Генератори коливань тиску та механізми виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах і можливість їх практичного використання [Текст] / Я. Я. Якимечко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2014. - № 4(53). - С. 52-64.
30. Якимечко Я.Я. Інтенсифікація видобування важких нафт зниженням їх в'язкості за допомогою гідродинамічного кавітатора / Я.Я. Якимечко, Р.С. Яремійчук, Т.Р. Шандровський, О.Ю. Витязь, Я.М. Фем'як // Нафтова і газова промисловість. - 2005. - № 6. – С. 24-26.
31. Лукін, О. Ю., Крижанівський, Є. І., & Геєць, В. М. Про перспективи нарощування видобутку нафти і газу в Україні (стенограма наукової співповіді на засіданні Президії НАН України 7 листопада 2018 р.). *Вісник Національної академії наук України*, (1), 38-54.
32. Єгер, Д. О., Лещенко, І. Ч., & Гришаненко, В. П. Проблеми та перспективи стабілізації і нарощування видобутку природного газу в Україні. *Проблеми загальної енергетики*, (1), 4-11.
33. Song, G., Li, Y., Wang, W., Jiang, K., Shi, Z., & Yao, S. (2018). Investigation on the mechanical properties and mechanical stabilities of pipewall hydrate deposition by modelling and numerical simulation. *Chemical Engineering Science*, 192, 477-487.
34. Побережний Л.Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна

корозія промислових трубопроводів. Матеріали 4-ої міжнародної науково-технічної конференції 21-24.04.2015 р. *Нафтогазова енергетика 2015*. С. 306-309.

35. Побережний Л.Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Внутрішньотрубна корозія промислових газопроводів. Міжнародна науково-технічна конференція 21-24 вересня 2015 р. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування*. С. 44-46.

36. 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.

37. Побережний Л. Я. Станецький А. І., Рудко В.В. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів. *Вісник ТНТУ*. 2011. № 3. С. 20-26.

38. 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.

39. Побережний Л. Я., Мазур М.П., Грицанчук А.В. Втомна та корозійно-втомна поведінка сталі трубопроводу після експозиції у газогідраті. Міжнародна науково-технічна конференція та виставка 16-20 травня 2016 р. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу*. С. 242-246.

40. Poberezhny, L., Hrysanichuk, A., & Grytsuliak, H. Influence of the gas hydrates on the corrosion rate of gas gathering pipelines. *Procedia Structural Integrity*, 16, 141-147.

41. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5.

42. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах : Монографія / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ, 2004. 400 с.

43. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монография: у 2 т. Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.
44. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недра, 1986. 176 с.
45. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. № 4. С. 16-22.
46. Поверхностно-активные вещества : Справочник. / Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Г.М.Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
47. Применение пенных систем в нефтегазодобыче : Учебное пособие / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич, Е. Н. Бекиш. – М. : Недра, 1987. – 229 с.
48. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник / Л. С. Сааки-ян, А. П. Ефремов, И. А. Соболева и др. – М. : Недра, 1985. – 206 с.
49. Псюк М.О. Запобігання та ліквідація відкладень солей у викидних лініях нафто-вих (газових) свердловин. / Псюк М.О., Пилипчук С.І., Середюк В.Д. // Збірник тез наукових праць V МІЖНАРОДНОЇ НАУКОВОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ “НАУКОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ: ПАРАДИГМА ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ”, Прага, Чехія, 28 грудня 2020 р. – Видавничий Дім “Інтернаука”. – с. 111 – 117.
50. Копей Б.В., Копей В.Б., Копей І.Б. Насосні штанги свердловинних установок для видобування нафти – Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2009. - 406с.
51. Нелюбов Д. В., Важенин Д. А., Петелин А. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения Аганского месторождения. *Нефтехимия*. № 6. 2011. 103 с.

52. Агаев С. Г., Гребнев А. Н. Влияние физико-химических свойств асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) на парафинизацию скважин : Материалы всероссийской научно-технической конференции «Нефть и Газ Западной Сибири». 2009. 392 с.
53. ГОСТ 13877-96. Межгосударственный стандарт. Штанги насосные и муфты штанговые. Технические условия. Киев. Госстандарт Украины, 2002 -28с.
54. API Spec. 11B. Sucker rods, 26th Edition.1998.-58p.
55. Фаерман И. Л. Штанги для глубинных насосов: Баку.: Азовнефтеиздат, 1955. 323 с.
56. Копей Б. В., Мартинець О. Р., Ісса Салман. Спосіб ремонту насосних штанг за допомогою металевих обертових щіток. Патент на корисну модель № 116217. По заявці у 2016 12230 від 01.12.2016. Опубл. 10.05.2017, Бюл. №9.

ДОДАТОК А

Витяг

**з протоколу № 7 засідання Вченої ради
інституту нафтогазової інженерії від 17.06.2021 р.**

Всього членів вченої ради інституту – 23

Присутніх членів вченої ради інституту - 19

СЛУХАЛИ: Звіт кафедри видобування нафти і газу про виконання кафедральної держбюджетної НДР на тему «Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки» за 2019/2020 навчальний рік (доповідач - зав.кафедри проф. Кондрат О.Р.).

УХВАЛИЛИ:

1. Кафедральна держбюджетна робота за 2019/2020 навчальний рік викладачами кафедри видобування нафти і газу виконана у повному об'ємі.

**Голова Вченої ради
інституту НГІ**

О.Ю. Витязь

**Секретар Вченої ради
інституту НГІ**

О.Т. Чернова

ДОДАТОК Б

Рецензія Я. М. Фем'яка

**на звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи кафедри видобування
нафти і газу " ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ
НАФТИ І ГАЗУ "**

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 технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект. На основі аналізу фізико-хімічних і гідродинамічних процесів, що формують погіршений стан привибійної зони пласта обґрунтовано зворотнє фізико-хімічне і гідроімпульсне діяння з метою усунення нанесених пошкоджень фільтраційної здатності цієї зони шляхом підбору відповідних реагентів і технологічного запомпування їх у привибійну зону та відбирання продуктів реакції зі створенням гідроімпульсного режиму.

Досліджено питання оптимізації режимних параметрів роботи існуючих штангово-насосних свердловин на стадії дорозробки родовища, впливу геометричних параметрів ежекційних систем на ефективність винесення супутнього газу із нафтових свердловин, досліджено закономірності міграції та перерозподілу пластових флюїдів при гравітаційному режимі.

Окрему увагу в роботі приділено лабораторним дослідженням з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії. Важливе практичне значення мають дослідження впливу піщаного корка на вибої газової свердловини з різною проникністю на її продуктивну

характеристику. За результатами цих досліджень встановлено, що за однакової висоти піщаного корка і однакового відношення проникностей пласта і корка продуктивність газової свердловини із піщаним корком зростає із збільшенням проникності пласта.

Поряд з теоретичними результатами в роботі отримано низку прикладних результатів, серед яких слід виділити питання впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин та зменшення гідравлічних втрат тиску при експлуатації шлейфів свердловин шляхом нанесення спеціальних захисних покриттів.

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 " ЗБІЛЬШЕННЯ
ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ "

Актуальність теми дослідження, розробка якої проводилася протягом 2020-2021 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 вагомі наукові результати. Слід підкреслити, що важливе наукове значення має розроблена технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект. Окремо слід виділити теоретичні дослідження методів ізоляції води в нафтових свердловинах з використанням біополімерів в якості водообмежувальних реагентів у процесах інтенсифікації видобування нафти. Отримано новий спосіб видобування газу з газогідратних родовищ, а саме економічно ефективний метод використання енергії підводних вулканів.

В контексті роботи запропоновано нову методику оптимізації режимних параметрів роботи штангово-насосних свердловин за критерієм максимального дебіту, вдосконалену конструкцію струминного апарату, що використовується для підвищення ефективності роботи штангового насоса, а також одержано методику розрахунку режимів експлуатації такої ежекційної системи.

Слід підкреслити, що вагоме наукове значення мають представлені удосконалені технології підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового і водонапірного режимів. При експлуатації свердловин із нестійкими запропоновано новий склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного

каменю з відповідними значеннями міцності на стиск та проникності для газу.

Окрему увагу в роботі приділено дослідженню питань підвищення енергоефективності роботи системи збору свердловинної продукції, шляхом вивчення впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній свердловин та нанесенню захисних покриттів для підвищення їх гідравлічної ефективності.

Зважаючи на теоретичну цінність та можливу практичну реалізацію наукового доробку одержаних результатів, доцільно визнати, що представлений звіт по темі " ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ " заслуговує високої позитивної оцінки.

**Начальник лабораторії нафтовіддачі
та інтенсифікації**

НДП ПАТ „Укрнафта”, к.т.н.

Н.М. Гедзик

ДОДАТОК В

Наукові результати кафедри «Видобування нафти і газу» за 2020-2021 навчальний рік

Публікації, конференції, виставки:

	кількість	кількість стор.	автори
1.Опубліковано монографій всього, з них	2	588	<p>1. Moroz L.B., A.V. Uhrynovskiy. Дослідження застосування третинних методів підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки нафтових родовищ . Theoretical aspects of modern engineering: collective monograph / hnes I., – etc. – international science group. – boston : primedia elaunch, 2020. 356 p. doi-10.46299/isg.2020.mono.tech.iii</p> <p>2. 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. ISBN 978-617-8003-12-8, Умов. друк. арк. 13,48.</p>
-«- з грифом МОНУ			
2.Опубліковано підручників, навчальних посібників			
3.Кількість публікацій всього/зі студентом з них:			
- у фахових виданнях України	13	75	<p>1. 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.</p> <p>2. 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.</p> <p>3. 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</p> <p>4. Р. М. Кондрат. Питання дорозробки виснажених родовищ природних газів / Нафтогазова галузь України, №4, 2020. С. 26-33.</p> <p>5. Купер І.М. До проблем видобутку ретроградного конденсату ./ Купер І.М., Дорошенко В.М., Михайлюк В.Д.//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-№3(48).-2021.</p> <p>6. Овецький С.О., Мельниченко Ю.Г., Мороз Л.Б., Якимечко Я.Я. Розробка морських газогідратних родовищ з альтернативним використанням потенціалу газотранспортної системи України. Технологічний аудит та резерви виробництва.ПП Технологічний центр. Vol. 3 № 1</p> <p>7. Якимечко Я.Я. Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор [Текст] / Я. Я. Якимечко, Я. М.</p>

			<p>Фем'як // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2020. - № 1(74). - С. 53-71.</p> <p>8. Побережний Л., Грицанчук В., Грицанчук А., Бражник А. Вплив концентрації корозивних компонентів на корозію промислових трубопроводів. "Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів" Спеціальний випуск №13 2020 р. С.311-316.</p> <p>9. Чудик І., Побережний Л., Мархайлевич В., Побережна Л., Грицанчук А., Ткачук О. Вплив пластових вод на корозію та довговічність бурильних труб. "Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів" Спеціальний випуск №13, 2020 р. С.306-310.</p> <p>10. 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.</p> <p>11. С.В. Матківський. О.Р. Кондрат, О. В. Бурачок, Л.І. Хайдарова. Підвищення ступеня вилучення вуглеводнів з обводненого гадацького нафтогазоконденсатного родовища шляхом нагнітання діоксиду вуглецю/ Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2021 №1(78). С. 17-24.</p> <p>12. 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> <p>13. Мартинець О.Р. Дослідження та аналіз способів ремонту насосних штанг [Текст] /Б.В.Копей, О.Р.Мартинець // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2021. - № 1</p>
- у зарубіжних виданнях	3	11	<p>1. 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>2. Doroshenko, V., Titlov , O., & Kuper , I. (2021). Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensation. Technology Audit and Production Reserves, 1(3(57), 12–15. https://doi.org/10.15587/2706-5448.2021.225212 (Copernicus)</p> <p>3.</p>
- статті у журналах, що входять до науко - метричних баз даних Scopus, Web of Science	9	60	<p>1. Moroz L. Effectiveness Research of Physical and Chemical Methods Application for Oil Recovery Enhancing Using the ASP for the Strutynsky Oil Field Conditions / L. Moroz, A. Uhrynovskyi, V. Popovych, B. Busko, G. Kogut // Journal of management systems in production engineering. – 2020. – Vol. 28. Issue 28. – P. 104-111</p> <p>2. M. Mokliak (University of Miskolc), B. Mishchuk, A. Hrytsanchuk, M. Schepanskyi (Ivano-Frankivsk National Technical Oil and Gas University) Study of the process of changing of the bottom hole pressure in time under the conditions of gaslift flowing // International conference of young professionals «Geoterrace-2020»; December 7-9, 2020, Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine – [GeoTerrace-2020-020].</p>

			<p>DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20205720</p> <p>3. A. Lysenko (University of Miskolc), B. Mishchuk, L. Poberezhny, D. Volchenko, Ya. Yakymchko (Ivano-Frankivsk National Technical Oil and Gas University) Study of the process of changing of the effective gas factor in time under the conditions of gaslift flowing // International conference of young professionals «Geoterrace-2020»; December 7-9, 2020, Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine – [GeoTerrace-2020-021]. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20205721.</p> <p>4. Olha Ovetska, Sergiy Oveckiy & Oleg Vytyaz' «Conceptual principles of project management for development of hydrate and other unconventional gas fields as a component of energy security of Ukraine». IV International Scientific and Technical Conference “Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons” (GHT 2020) Dnipro, Ukraine, November 11-12, 2020, E3S Web of Conferences. Volume 230 (2021), DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001021.</p> <p>5. Lubomyr Poberezhny. Influence of hydrate formation and concentration of salts on the corrosion of steel 20 pipelines [Текст] / Lubomyr Poberezhny, Ihor Chudyk, Andrii Hrytsanchuk, Oleg Mandryk, Tetyana Kalyn, Halyna Hrytsanchuk, Yaroslav Yakymchko // Management Systems in Production Engineering. - 2020. – Volume 28, Issue 3, pp. 141-147.</p> <p>6. Popovych, P., Poberezhny, L., Shevchuk, O., Murovanyi, I., Poberezhna, L., Hrytsanchuk, A., & Koval, Y. (2020). Corrosion-fatigue failure of tractor trailers metal materials in aggressive environments. <i>Koroze a ochrana materialu</i>, 64(2), 45-51.</p> <p>7. Grevtsev, O., Selivanova, N., Popovych, P., Poberezhny, L., Shevchuk, O., Murovanyi, I., ... & Hrytsuliak, G. (2021). Calculation of the Vehicles Stress-Deformed State while Transporting the Liquid Cargo. <i>Communications-Scientific letters of the University of Zilina</i>, 23(1), B58-B64.</p> <p>8. Hrevtsev, O., Selivanova, N., Popovych, P., Poberezhny, L., Sakhno, V., Shevchuk, O., ... & Romanyshyn, O. (2021). Simulation of thermomechanical processes in disc brakes of wheeled vehicles. <i>Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering</i>, 104(1).</p> <p>9. О.В. Бурачок, О.Р. Кондрат, С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова. Application of CEOR optimization method for gas-condensate reservoir below dew-point: Synthetic case study / <i>Oil Gas European Magazine</i>, Volume 46, IV/2020. P. 41-49</p>
- в інших наукометричних базах даних (крім РИНЦ)			
- публікації в матеріалах конференцій, що входять до науко метричних баз даних Scopus, Web of Science			
- публікації (тези) в матеріалах конференцій	29	88	<p>1. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. 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>2. Кондрат Р.М. Газ глибинних земних надр – перспективне джерело вуглеводневої сировини / Міжнародна науково-технічна конференція Нафтогазова</p>

		<p>галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази. Івано-Франківськ, 8-9 грудня 2020 р. С. 113-114.</p> <p>3. Купер І.М. Впровадження методів підвищення нафтовилучення на дослідних полях нафтових родовищ. Матеріали І Міжнародної науково-практичної конференції Проблеми і перспективи сучасна наука і практика // Збірник наукових праць.: 30-31 січня 2020 року Грац, Австрія. С.35-37.</p> <p>4. Купер І.М. Вплив тріщин пласта на розробку нафтових родовищ. Матеріали І Міжнародної науково-практичної конференції з міждисциплінарних досліджень:– Берлін,19-21 січня 2021 р. с.1040-1044</p> <p>5. 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>6. Купер І.М. Оцінка ступеня наповнення родовищ нафтою в процесі їх формування. Матеріали XXXI Міжнародної науково-практичної конференції «Проблеми та перспективи розвитку науки на початку третього тисячоліття у країнах Європи та Азії» // Збірник наукових праць. – Переяслав-Хмельницький, 31 жовтня 2020 р. –С. 91-94.</p> <p>7. Мороз Л.Б., Угриновський А.В. Дослідження витіснення залишкової нафти з моделей обводнених нафтових пластів із використанням поверхневих речовин //The XXII th international scientific and practical conference «Theoretical foundations for the implementation and adaptation of scientific achievements in practice» (22 – 23 June, 2020). Helsinki, Finland 2020. – р 218-224. DOI:10.46299/ISG.2020.XXII : URL: http://isg-konf.com.</p> <p>8. Мороз Л.Б., Угриновський А.В. Дослідження методів підвищення продуктивності нафтових свердловин із використанням мікроемульсій //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>9. Овецький С. О. Пріоритети реалізації стратегічних проєктів нарощування видобутку газу в західному регіоні України. Управління розвитком соціально-економічних систем: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, ХНТУНС, 26-30 квітня 2021р. Збірник матеріалів. Харків, 2021.</p> <p>10. Olha Ovetska, Sergiy Oveckiy. Research of tendencies of strategic development of management of large projects of oil and gas industry of Ukraine. МІЖНАРОДНА КОНФЕРЕНЦІЯ: «Креативність, підприємництво, інновації: управлінські та освітні тренди майбутнього» (IMPULSE 2021) 16-17 червня 2021 р. Харків.</p> <p>11. Oveckiy S. O., Ovetska O.V. Project management of digital transformation of oil and gas companies: Recent scientific investigation: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції: зб. наук. праць «InterConf», 11-12 June 2021 р. – Oslo, Norway, 2021.</p> <p>12. А. Lysenko (University of Miskolc), B. Mishchuk, L. Poberezhny, D. Volchenko, Ya. Yakymchko (Ivano-Frankivsk National Technical Oil and Gas University) Study of</p>
--	--	--

		<p>the process of changing of the effective gas factor in time under the conditions of gaslift flowing // International conference of young professionals «Geoterrace-2020»; December 7-9, 2020, Lviv Polytechnic National University, Lviv, Ukraine –[GeoTerrace-2020-021].</p> <p>13. Hrytsanchuk A., Tkachuk O. ANALYSIS OF HYDRATE NUCLEATION CONCEPTUAL PICTURE AT THE MOLECULAR LEVEL. Abstracts of XI International Scientific and Practical Conference. Amsterdam, Netherlands 2020. 422-424 pp.</p> <p>14. Hrytsanchuk A., Hrytsanchuk V., Tkachuk O. ESTABLISHING THE RELIABILITY OF GAS PUMPING UNITS. Abstracts of X International Scientific and Practical Conference. Vancouver, Canada 2020. 679-681 pp.</p> <p>15. Hrytsanchuk A., Ilchyshyn V., Tkachuk O. ESTABLISHING THE EFFICIENCY OF FLOODING FOR OIL FIELDS. Abstracts of IX International Scientific and Practical Conference. Ankara, Turkey 2020. 633-634 pp.</p> <p>16. Hrytsanchuk Andrii, Brazhnyk Anton, Hrytsanchuk Valentyn. EFFICIENCY ANALYSIS OF MEANS OF INTENSIFICATION THE CAVITATOR WORK TO TEMPERATURE DIFFERENCE. XXVIII Міжнародна науково-практична конференція “Trends in science and practice of today”, 01-04 червня 2021р., Анкара, Туреччина. С. 458-459.</p> <p>17. Hrytsanchuk Andrii, Brazhnyk Anton, Hrytsanchuk Valentyn. RESEARCHES OF HYDRAULIC FRACTURING IN WELLS ON DEPLETED FIELDS. XXIX Міжнародна науково-практична конференція «Science, theory and practice», 08-11 червня 2021р., Токіо, Японія С. 510-511.</p> <p>18. Hrytsanchuk Andrii, Brazhnyk Anton. Researches Of Efforts Against Salt Deposits In Gas Well Exploitation Process At The Final Development Stage. XXX Міжнародна науково-практична конференція «Interaction of society and science: problems and prospects», 15-18 червня 2021р., Лондон, Англія.</p> <p>19. Дремлюх Н.С., Хайдарова Л.І. Лабораторні дослідження виносних властивостей рідких і твердих пілотворних поверхнево-активних речовин. Практичні та теоретичні питання розвитку науки та освіти (частина I): матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції м. Львів, 19-20 грудня 2020 року. – Львів : Львівський науковий форум, 2020. – 57-59 с.</p> <p>20. Хайдарова Л.І., Дремлюх Н.С. Підвищення продуктивності обводнених газових свердловин на виснажених газових родовищах. Актуальні проблеми сучасної науки, LIX Міжнародна науково-практична інтернет-конференція. – м. Дніпро, 18 січня 2021 року. 281-283.</p> <p>21. 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. Rome, Italy. 2020. Pp. 211-216.</p> <p>22. О.Р. Кондрат С.В. Матківський, Л.І. Хайдарова. Вплив темпу нагнітання діоксиду вуглецю на технологічні показники розробки покладу в умовах</p>
--	--	--

		<p>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>23. 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>24. 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>25. 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>26. 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>27. Псюк М.О. Запобігання та ліквідація відкладень солей у викидних лініях нафтових (газових) свердловин. / Псюк М. О., Пилипчук С.І., Середюк В.Д. // Збірник тез наукових праць V Міжнародної наукової конференції “НАУКОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ:ПАРА-ДИГМА ІННОВАЦІЙНОГО РОЗВИТКУ”, Прага, Чехія, 28 грудня 2020 р. – Видавничий Дім “Інтер-наука”. – с. 111 – 117.</p> <p>28. Копей Б.В., Мартинець О.Р., Бакун Б.М.// Розрахунок числа циклів навантаження насосної штанги з втомною тріщиною до критичного значення (World scientific and technical trends .No 1 on November27,2020 // Германія Копей Б.В., Мартинець О.Р., Білик Н.Д.//Розроблення штангообертача безперервної дії з електроприводом. (Збірник праць XV Міжнародної конференції), Угорщина. С 11-17</p> <p>29. Копей Б.В., Мартинець О.Р., Білик Н.Д.// Розроблення та скінчено-елементний аналіз напружено-деформованого стану обертача безперервної дії з кроковим двигуном (Збірник праць X Міжнародної конференції), Україна, Київ. С 426-433.</p>
4. Підвищення індексу Гірша		1. Грицанчук А.В. (Hrytsanchuk A) «+1».

5. Участь у конференціях, семінарах (вказати: назву конференції, терміни, прізвища учасників)			1.
6. Захист дисертацій (вказати прізвища, тему дисертації)			1.
7. Отримані охоронні документи			1.

Завідувач кафедри

Кондрат О.Р.

ДОДАТОК Г

План

проведення та виконання кафедральної науково-дослідної роботи науково-педагогічних працівників на 2020-2021 навчальний рік

1. Кафедра **Видобування нафти і газу**
2. Назва теми, № **ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ**
3. 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)	13	1590	13	1590
2.	Участь у виконанні г/т, держ.МОНУ; Грантових угодах				
3.	Монографії, - з них закордоном	3	300	2	200
5.	Статті у фахових виданнях	14	965	13	775
	Статті у наукометричних виданнях	12	1010	14	1116
	Тези	20	900	30	1260
6.	Проведення наукових заходів (конференції, семінари)				
7.	Участь у наукових заходах - в ІФНТУНГ - за межами вузу			6	240
8.	Захист дисертації канд/докт.				
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 :	2	60	2	60
12.	Кількість опублікованих статей за участю студентів, усього, з них: - самостійно студентами	2	40	2	40
13.	Інше (вказати)	2	20	6	100

Завідувач кафедри ВНГ

Кондрат О.Р.

Директор інституту НГІ

Витязь О.Ю.

НДІНГЕіЕ