

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

**ЗВІТ  
про науково-дослідну держбюджетну роботу  
«РОЗРОБЛЕННЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ  
ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЕКОЛОГІЧНО-БЕЗПЕЧНИХ  
ТЕХНОЛОГІЙ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ  
З РОДОВИЩ» -  
(проміжний).**

**Івано-Франківськ  
2024**

УДК 622.276 + 622.279

ІНВ. №

№ держреєстрації 0123U104626

**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



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

**РОЗРОБЛЕННЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ  
ЕКОЛОГІЧНО-БЕЗПЕЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ  
ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ  
(проміжний)**

Директор НДІНГЕіЕ

канд. техн. наук, доцент

Директор ІНГІ,

д-р. техн. наук, професор

Керівник теми,

зав. кафедри ВНГ

канд. техн. наук, доцент

Андрій ГРИЦАНЧУК

Олег ВИТЯЗЬ

Лілія МАТІЇШИН

Івано – Франківськ 2024

Рукопис закінчено 14.06.2024 р.

Результати роботи розглянуто Вченою радою інституту нафтогазової інженерії.

Протокол № 5 від "17" червня 2024 року.



## СПИСОК АВТОРІВ

Канд. техн. наук, доцент

Лілія МАТІЇШИН

Д-р техн. наук, професор

Олександр КОНДРАТ

Д-р техн. наук, професор

Роман КОНДРАТ

Д-р техн. наук, професор

Ярослав ТАРКО

Д-р техн. наук, професор

Дмитро ВОЛЬЧЕНКО

Канд. техн. наук, доцент

Сергій ОВЕЦЬКИЙ

Канд. техн. наук, доцент

Андрій  
УГРИНОВСЬКИЙ

Канд. техн. наук, доцент

Іван КУПЕР

Канд. техн. наук, доцент

Леся МОРОЗ

Канд. техн. наук, доцент

Ярослав ЯКИМЕЧКО

Канд. техн. наук, доцент

Наталія ДРЕМЛЮХ

Канд. техн. наук, доцент

Андрій ГРИЦАНЧУК

Старший викладач

Мар'ян ПСЮК

НДіНЕіЕ

Галина РЯБКО

## РЕФЕРАТ

Звіт про держбюджетну НДР: 64 с., 16 рис., 2 табл., 4 дод., 36 джерел.

### **ПЛУНЖЕРНИЙ ПІДНІМАЧ, ВОДНИЙ ФАКТОР, ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНІ РЕЧОВИНИ (ПАР), ІНГІБІТОРИ КОРОЗІЇ, КАПЛЯРНА ПРОНИКНІСТЬ.**

**Об'єкт дослідження** – процес ефективного застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводненої газової свердловини, зокрема, визначення оптимальних параметрів використання плунжерного піднімача та вплив поверхнево-активних речовин і інгібіторів корозії на підвищення ефективності видобутку газу.

**Мета роботи** – розробка методики ефективного застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводнених газових свердловин, а також визначення оптимальних параметрів використання поверхнево-активних речовин та інгібіторів корозії для підвищення продуктивності та надійності видобутку газу.

**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** – Встановлено, що для гіпотетичної обводненої свердловини область ефективного застосування плунжерного піднімача обмежується значеннями водного фактора 12 - 41 л/тис.м<sup>3</sup>. Для максимального значення водного фактора 41 л/тис.м<sup>3</sup> ширина зазору між тілом плунжера і стінкою насосно-компресорних труб не повинна перевищувати 0,0025 м. Визначено, що найбільш ефективними є суміші сульфонолу і карбозоліну СД, а також суміш піноутворювача ПО-6К та інгібітора Інко-СВ. Виявлено, що при термобаричних умовах Долинського нафтового родовища відбувається утворення солей, зокрема карбонату кальцію, що підтверджується індексом Ланжелъє (більше нуля) та індексом стабільності (в межах  $6,4 > ST > 3,7$ ). Досліджено, що пристрій СВБ може бути застосований для очищення привибійної зони пласта та покращення його проникності за рахунок створення циклів депресій-репресій. Завдяки поєднанню роботи струминного насоса і гідродинамічного кавітатора продуктивність свердловини з високов'язкими нафтами збільшилася у 2,5 рази, що підтверджено промисловими випробуваннями на Бугруватівському родовищі. За допомогою програмного забезпечення Meyer модуль Mfrac встановлено, що маса пропанту, закачаного в пласт, склала 32946 кг, прогнозована довжина тріщини – 149,2 метри, а розрахунковий дебіт газу після проведення гідророзриву пласта становить 111,3 тис.м<sup>3</sup>/добу.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ ІЗ ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДІВ .....	8
1.1 Підвищення продуктивності газових свердловин в ускладнених умовах експлуатації.....	8
1.2 Інтенсифікація роботи обводнених газових (газоконденсатних) свердловин і антикорозійний захист газопромислового свердловинного обладнання з використанням сумішей поверхнево-активних речовин та інгібіторів.....	10
1.3 Інноваційні рішення щодо інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин .....	13
1.4 Встановлення нормування витрачання інгібіторів гідратоутворення.....	22
2 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ НАФТИ .....	25
2.1 Дослідження гідродинамічних аспектів депресійного впливу впливу на нафтогазонасичені пласти .....	25
2.2 Прогнозування солевідкладень при видобутку нафти .....	31
2.3 Дослідження можливості використання властивостей капілярних систем для підвищення вилучення вуглеводнів .....	33
2.4 Дослідження свердловин в умовах виснаженого покладу.....	35
2.5 Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням методів інтенсифікації припливу до свердловин.....	36
2.6 Використання енергії пульсуючих потоків при видобуванні високов'язкої нафти струминними насосами .....	38
ВИСНОВКИ.....	42
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	45
ДОДАТОК А Витяг.....	50
ДОДАТОК Б Рецензії.....	51
ДОДАТОК В Наукові результати кафедри .....	53
ДОДАТОК Г План проведення та виконання кафедральної НДР .....	64

## ВСТУП

До основних ускладнень у процесі експлуатації газових свердловин відноситься обводнення їх пластовою водою, що призводить до зниження дебітів газу і поступового припинення природного фонтанування. Підвищення продуктивності обводнених газових свердловин досягається шляхом повного винесення на поверхню всієї води, що надходить із пласта на вибій і випадає з газу в стовбурі свердловини. Ефективним напрямом винесення води із обводнених газових свердловин є обладнання їх плунжерним ліфтом (піднімачем), який дозволяє продовжити період природного фонтанування свердловини і збільшити їх дебіт завдяки повнішому використанню власної енергії пластового газу. При проектуванні експлуатації свердловини плунжерним ліфтом потрібно попередньо оцінити можливість та область його застосування для конкретних геолого-промислових умов.

Значна частина газових і газоконденсатних родовищ України пере-буває на завершальній стадії розробки. Розробка газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії характеризується ускладненнями, що порушують стабільну роботу газових і газоконденсатних свердловин: 1) обводнення свердловин, 2) корозія промислового свердловинного обладнання, 3) гідратоутворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) пара-фіновідкладення на стінках НКТ (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. Пере-раховані вище ускладнення призводять до зниження дебітів експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин. У найбільшій мірі це стосується об-воднення свердловин. Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин у стовбур обводненої свердловини запоμπο-вують розчини спінюючих ПАР. Одним із можливих методів боротьби з наведеними вище ускладненнями є хімічний метод, тобто використання різних хімічних реагентів.

До основних проблем, які ускладнюють процес видобування газу із свердловини можна віднести накопичення води та вуглеводневого конденсату на

вибої. Ця проблема не є новою і особливо актуальна на завершальній стадії розробки родовищ, коли вже пластової енергії є недостатньо для створення високих швидкостей газового потоку.

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

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

У даний час багато нафтових родовищ знаходяться на пізній стадії розробки, в зв'язку з цим для підтримання пластового тиску (ППТ) і досягнення проектних показників в пласти запомповується велика кількість води, в результаті чого відбувається відкладення солей при змішуванні несумісних вод. Відкладення неорганічних солей призводить до погіршення колекторських властивостей привибійної зони продуктивного пласта і збільшення числа відмов свердловинного обладнання.

З метою вдосконалення технології освоєння і дослідження свердловин, особливо тих, які пробурені на виснажених родовищах, що виходять з буріння чи капітального ремонту, розроблено пристрій для освоєння і дослідження свердловин з використанням бурового станка чи піднімального агрегату. Наведено конструкцію і принцип дії пристрою. Перевагою пристрою є те, що з його використанням не застосовується додаткова техніка (компресор, насосний

агрегат, геофізична лебідка, пакер тощо) окрім тієї, яка є в розпорядженні бригади бурової чи бригади капітального ремонту. Динамічне збудження свердловини досягається створенням гідродинамічних циклічних навантажень (депресій, репресій) на привибійну зону пласта з метою її очищення від кольматанта. Окрім того в процесі освоєння свердловини конструкція пристрою передбачає проведення гідродинамічних досліджень.

Кавітаційно-пульсаційні коливання можуть відчутно змінювати параметри високов'язкої нафти і природно, що є їх використовують для інтенсифікації видобування нафти. Вони є ефективними лише тоді, коли інтенсивність коливань достатня і основним в цьому є розробка, випробування і впровадження потужних і довговічних генераторів імпульсного поля. Перспективними в цьому напрямі є гідродинамічні випромінювачі.

Ефективність цих пристроїв часто залежить від комплексу одночасної дії не одного, а декількох факторів, які поодиноці не дають бажаного ефекту. Так, ефективність акустичних коливань суттєво підвищується за одночасного температурного впливу і циклічної зміни тиску.



# 1 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ ІЗ ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДІВ

## 1.1 Підвищення продуктивності газових свердловин в ускладнених умовах експлуатації

Розробка газових покладів водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції знижуються дебіти свердловин по газу. У початковий період обводнення свердловини фонтанують завдяки використанню власної енергії пластового газу для винесення води з вибою. У міру зростання водного фактора свердловини починають працювати нестабільно і поступово зупиняються. Продовжити період фонтанування газових свердловин з високим вмістом рідини у пластовій продукції можна з застосуванням плунжерного піднімача. В технічній літературі відсутні дані щодо вибору сфери ефективного застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводнених газових свердловин залежно від значення величини водного фактора, що послужили підставою для проведення додаткових досліджень.

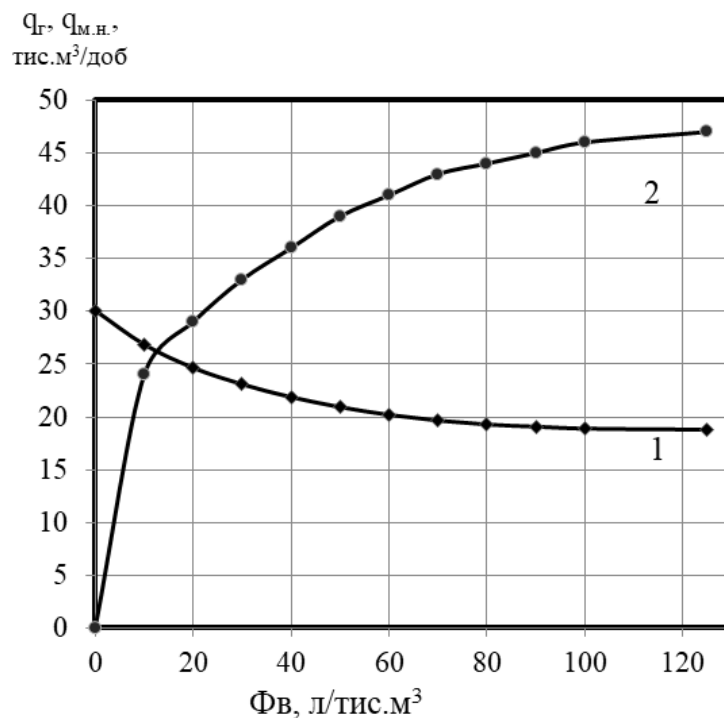
У дослідженнях для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини визначали нижню і верхню межі застосування плунжерного піднімача залежно від величини водного фактора, який змінювався від 10 до 125 л/тис.м<sup>3</sup>.

Мінімальне значення (нижню межу) водного фактора, починаючи з якого доцільно застосовувати плунжерний піднімач для експлуатації обводнених газових свердловин, визначали за параметрами точки перетину графічних залежностей дебіта пластового газу і мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора. Дебіт пластового газу знаходили із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули Адамова Г.А. для руху газорідиною суміші у вертикальних трубах свердловини, а мінімальна необхідний дебіт газу за формулою ІФНТУНГ.

Максимальне значення (верхню межу) водного фактора, вище якого

обводнена газова свердловина не фонтанує, визначали за параметрами точки перетину графічних залежностей необхідної кількості газу для піднімання плунжера із стовпом води над ним і фактичної кількості газу, що надходить із пласта за час піднімання плунжера, від водного фактора.

Значення цих параметрів знаходили за залежностями Крилова О.П. і Міщенко І.Т. наведеними в роботі. Відповідні графічні залежності для визначення мінімального і максимального значень водного фактора, в межах яких доцільно використовувати плунжерний піднімач для експлуатації обводненої газової свердловини наведено на рисунках 1.1 і 1.2.

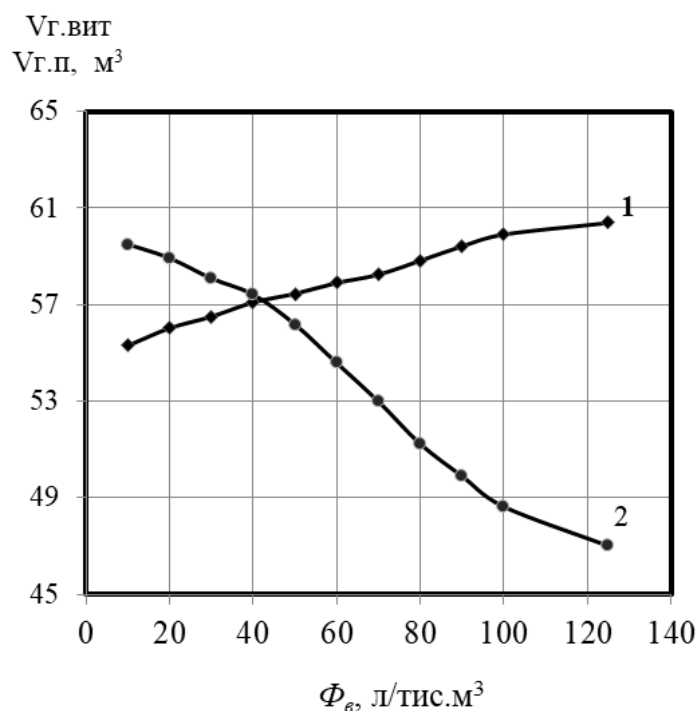


**Рисунок 1.1** - Залежності дебіта пластового газу  $q_g$  (1) і мінімально необхідного дебіта газу  $q_{м.н.}$  (2) від водного фактора  $\Phi_v$

Для умов досліджуваної свердловини область ефективного застосування плунжерного піднімача знаходиться в межах зміни водного фактора 12 – 41 л/тис.м³.

Для водного фактора 41 л/тис.м³ досліджено вплив на необхідну кількість газу для піднімання плунжера із стовпом води над ним і фактичну кількість газу що надходить із пласта, ширини зазору між тілом плунжера і стінкою НКТ, яка

змінювалася в межах 0,001-0,005 м.



**Рисунок 1.2** – Залежності необхідної кількості газу для піднімання плунжера  $V_{г.вит}$  (1) і фактичної кількості газу, що надходить з пласта,  $V_{г.п}$  (2) від водного фактора  $\Phi_v$

Точці перетину графічних залежностей наведених параметрів від ширини зазору між тілом плунжера і стінкою НКТ відповідає ширина зазору 0,0025 м. За більшого значення ширини зазору кількість газу, що надходить із пласта є меншою необхідною кількості газу для піднімання плунжера.

## **1.2 Інтенсифікація роботи обводнених газових (газоконденсатних) свердловин і антикорозійний захист газопромислового свердловинного обладнання з використанням сумішей поверхнево-активних речовин та інгібіторів**

В зв'язку із наведеним вище, і взявши до уваги те, що основними ускладненнями є обводнення і корозія обладнання, проаналізовано матеріали про хімічні реагенти, що використовуються для запобігання і боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових (газоконденсатних) свердловин для

умов газових і газоконденсатних родовищ України, зокрема, проаналізовано піноутворюючі властивості поверхнево-активних речовин (ПАР) (кратність і стійкість піни) та характеристики інгібіторів корозії для різних геолого-промислових умов. Проведено такі лабораторні дослідження: 1) лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни); 2) лабораторні дослідження з оцінки ефективності інгібіторів корозії.

Важливим і перспективним напрямком цього методу є розроблення і використання комплексних інгібіторів, що володіють багатофункціональними властивостями. В результаті застосування комплексних інгібіторів можна досягти збільшення дебітів свердловин.

Формулювання цілей дослідження. Основною метою наукової роботи (розділу) є інтенсифікація роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин із використанням багатофункціональних систем ПАР та інгібіторів (комплексних інгібіторів). Для досягнення даної мети поставлено наступні цілі дослідження:

- виконання літературного огляду матеріалів про хімічні реагенти, що використовуються для запобігання і боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових (газоконденсатних) свердловин;
- визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінка ефективності інгібіторів корозії;
- проведення лабораторних досліджень з метою обґрунтування композицій (сумішей) ПАР та хімічних реагентів для захисту обладнання від корозії, інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових (газоконденсатних) свердловин та підвищення продуктивності свердловин.

Викладення основного матеріалу. 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, неонол, стінол, циклімід, ріпокс, савенол NWP, превоцел, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К, ПКД-515,

препарат ОС-20, “Сонбур-1101”, “ТЕАС-М”, “Сольпен”, синтамід-5К та інші. Для захисту свердловинного обладнання від корозії застосовуються такі інгібітори корозії: ТАЛ-3, “Нафтохім-1”, СТ-2, сульфолол, 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) [1 – 3] проводилися при температурі 90 ОС з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР : барвамід 2К, сульфолол, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К і олеокс-5. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 90 ОС становить 23,4 (сульфолол); 20,32 (піноутворювач ПО-6К); 17,94 (олеокс-5); 14,87 (барвамід 2К) і 14,13 (барватекс-5). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 90 ОС становить  $11,04 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (сульфолол);  $9,26 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (піноутворювач ПО-6К);  $8,42 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (олеокс-5);  $7,15 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (барвамід 2К);  $6,53 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (барватекс-5).

Лабораторні дослідження з визначення (оцінки) ефективності інгібіторів корозії проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) на зразках-свідках (сталь Р-110) гравіметричним методом при температурі 90

ОС [4]. Використовувались такі хімічні реагенти, як ТАЛ-3, карбозолін СД-3 (інгібітор на основі стеаринової кислоти, це 1-(2-аміноетил)-2-гептадецил-2-імідазолін), Інко-К, поверхнево-активна речовина сульфолол і Інко-СВ. Ре-

зультати лабораторних досліджень з оцінки ефективності інгібіторів корозії (при концентрації 0,5 % мас. в мінералізованій воді на зразках-свідках із сталі Р-110) свідчать про те, що ступінь захисту від корозії при концентрації 0,5 % мас. на зразках-свідках із сталі Р-110 становить : 75,9 % (ТАЛ-3); 93,74 % (карбозолін СД-3); 82,51 % (Інко-К); 72,68 % (сульфолол) і 92,37 % (Інко-СВ). Коефіцієнт гальмування (б/р) при наведених вище умовах становить : 4,15 (ТАЛ-3); 15,97 (карбозолін СД-3); 5,72 (Інко-К); 3,66 (сульфолол) і 13,11 (Інко-СВ).



### **1.3 Інноваційні рішення щодо інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин**

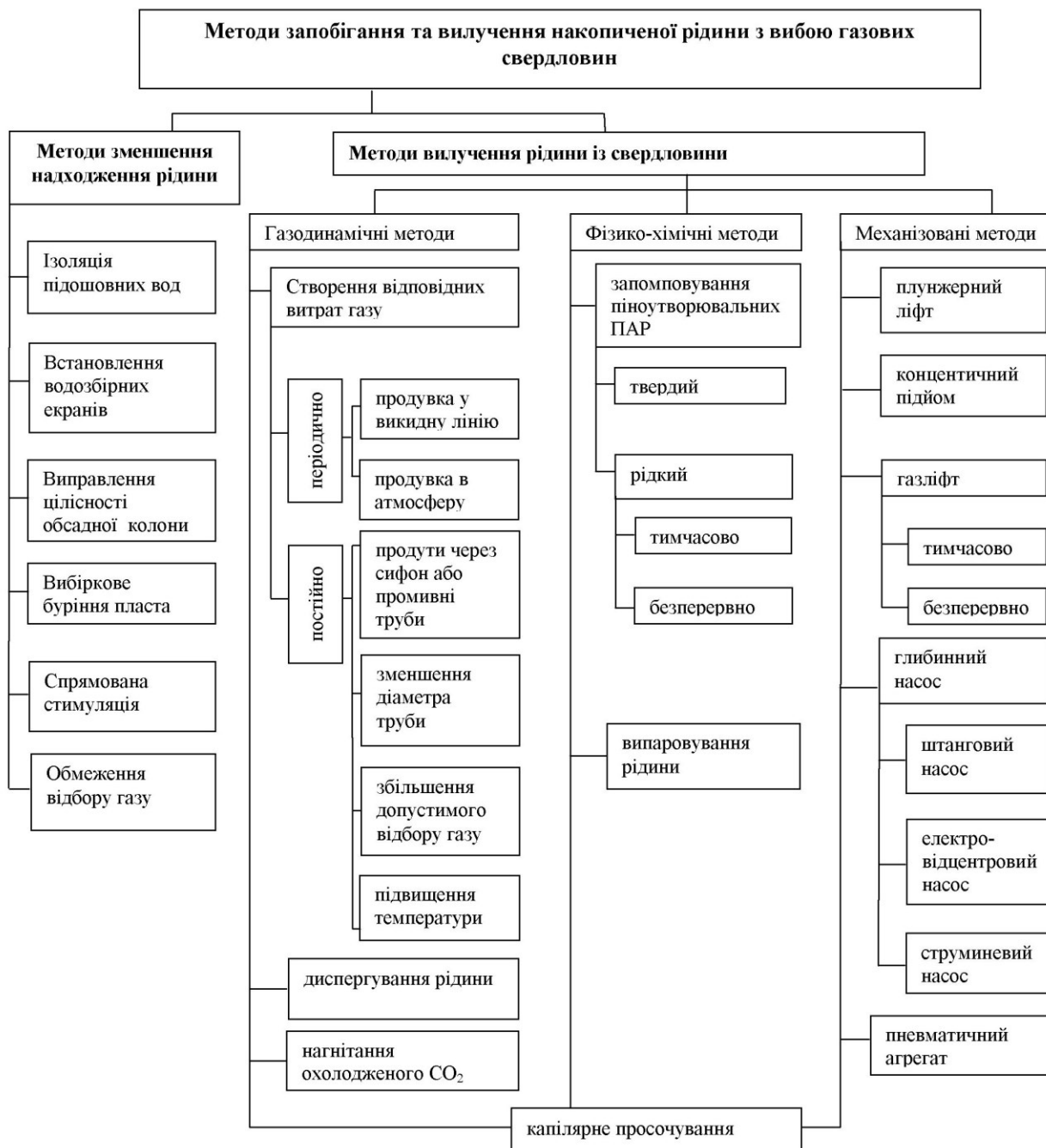
На сьогоднішній день для боротьби з накопиченням рідини на вибої газових чи газоконденсатних свердловин в роботі розглянуто досить широкий ряд методів. Загалом представлені методи можна розділити на дві групи: методи, що запобігають надходженню рідини до вибою свердловини; методи, що сприяють звільненню стовбуру свердловини від рідини (рис. 1.3).

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

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

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

Подавання твердих ПАР здійснюється в трубний простір свердловини через системи автоматизованого запуску твердих ПАР [6] або через буферний фланець, який також може бути обладнаний гайкою швидкого з'єднання. Введення рідких ПАР можливе через інгібіторний бачок, насосний агрегат або через інгібіторопровід з використанням дозувального насоса чи автоматичної системи подачі ПАР [7].



**Рисунок 1.3** – Методи запобігання та вилучення накопиченої рідини з вибою газових свердловин

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

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

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

Для подачі твердих ПАР в ручному режимі буферний фланець фонтанної арматури свердловини необхідно обладнати гайкою швидкого з'єднання (ГШЗ), рис. 1.4. Зазвичай твердий ПАР виготовляють у вигляді «свічки» довжиною 30-40 см та діаметром 2,5-4 см. Для того щоб подати свічку ПАР на вибій свердловини необхідно закрити надкорінну засуву та засуву на маніфольді фонтанної арматури. Далі через манометричний вентиль стравити тиск газу на ділянці між надкорінною та буферною засувами і відкрити ГШЗ. Після завантаження свічки ПАР у стравлений простір, закручують ГШЗ та відкривають надкорінну засуву. Для того щоб свічка не зупинилась у хрестовині фонтанної арматури за рахунок зустрічної швидкості руху газового потоку, засуву на маніфольді ще кілька хвилин тримають закритою і не впускають свердловину в роботу. Така технологічна витримка в переважній більшості випадків складає в межах 5 хвилин.



**Рисунок 1.4** – Варіант облаштування буферного фланця ФА гайкою швидкого з'єднання

Автоматичний режим подачі свічок ПАР в свердловину може бути реалізований з використанням автоматичної системи подачі твердих ПАР. Монтується така система на гирлі свердловини через перехідну катушку, яка кріпиться до буферної засуви (рис. 1.5).



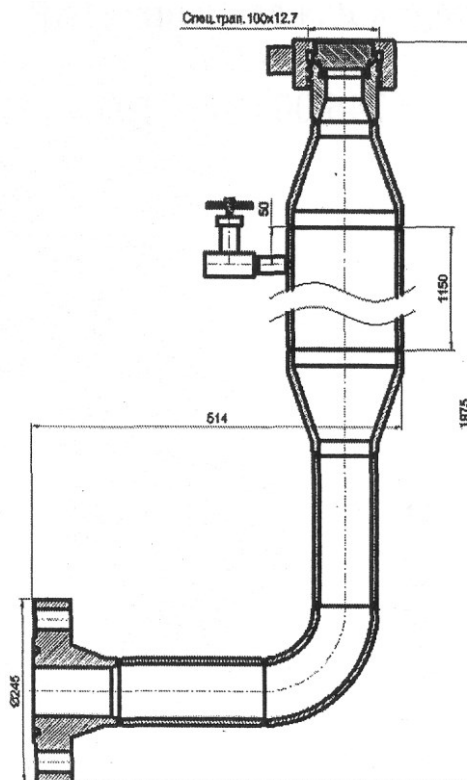
а



б

**Рисунок 1.5** – Загальний вигляд автоматичної системи подачі твердих ПАР (а), та корпус з барабаном (б)

Основними елементами системи є корпус з барабаном для свічок ПАР, контролер, блок автономного живлення та кульовий кран з електроприводом. Залежно від конструкції барабана, система може вмішувати 9 або 18 свічок ПАР. За командою оператора або контролера, відкривається кульовий кран і свічка ПАР під дією власної ваги падає в трубний простір свердловини. Через 10-15 секунд кульовий кран закривається, а барабан прокручується і переводить наступну свічку для подальшого запуску. Оскільки у разі застосування автоматичної системи подачі твердих ПАР немає технологічної витримки (зупинки свердловини) при падінні свічки ПАР, то необхідно попередньо перевірити можливість падіння свічки ПАР у висхідному газовому чи газорідному потоці. Одним із найпростіших способів уведення рідких ПАР у свердловину є використання спеціального присвердловинного бачка (рис. 1.6).



**Рисунок 1.6** - Бачок для уведення рідких ПАР у затрубний простір свердловини

Такий бачок для уведення рідких ПАР в затрубний простір свердловини виготовлений в цеху Газопромислового управління «Шебелинкагазвидобування». В більшості він може бути виконаний з фланцем 65×210 по ГОСТ 28919-91 з ущільнюючою прокладкою П27 з однієї сторони, з іншого боку має різьбовий кінець спец.трап. 100×12,7 із заглушкою. Також корпус бачка обладнаний вентилям під манометр. Під'єднується бачок до засуви затрубного простору після попереднього демонтажу фланця-заклушки. Технічна характеристика та параметри його наступні: проектний робочий тиск – 10 МПа; висота – 1485 мм; ширина – 569 мм; вага – 110,2 кг.

Для того щоб подати рідкий ПАР в затрубний простір свердловини в такий спосіб необхідно: перекрити робочу засуву затрубного простору (перед бачком); стравити тиск газу із бачка через манометричний вентиль; розкрутити заглушку та залити рідкий ПАР в бачок; закрити заглушку і з'єднати затрубний простір із бачком, шляхом відкриття робочої засуви затрубного простору. Такий варіант подачі ПАР є досить простим, ефективним, але вимагає частого залучення



бригади з обслуговування свердловин у разі щодобової дозованої подачі ПАР. Застосування насосного агрегата для введення рідких ПАР є доцільним у випадку разового його введення чи подачі в свердловину значної за об'ємом порції ПАР.

За допомогою автоматичної системи подачі (АСП) можна нагнати в свердловину розчини ПАР, інгібітори корозії, солевідкладення, гідратуутворення та ін. хімічні реагенти. Подавання ПАР з використанням цієї системи подачі можливе як в трубний, так і в затрубний простори свердловини. До основних елементів АСП входять вибійний клапан, капілярна трубка, підвіска капілярної трубки, дозувальний насос, нагнітальний маніфольд, сонячна та акумуляторна батареї, контролер, а також резервуар для хімічного реагенту. Загальний вигляд АСП та фонтанної арматури свердловини показано на рисунку 1.7.

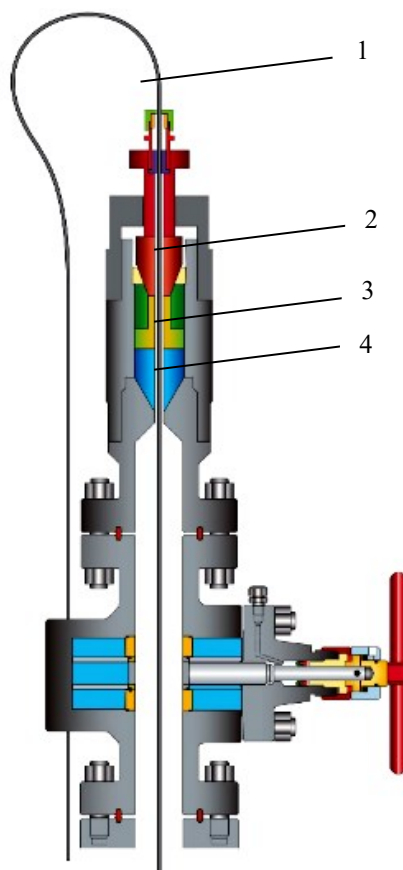


**Рисунок 1.7** - Загальний вигляд АСП та фонтанної арматури свердловини

Нагнітальний маніфольд складається із скидного клапана, манометра, фільтра та вентиля високого тиску. У разі непрохідності (повне закупорювання) лінії нагнітання, розчин ПАР через скидний клапан перетікає байпасною лінією на вхідну лінію насоса.

При подаванні ПАР в трубний простір свердловини, розчин ПАР через капілярну

трубку подається безпосередньо на вибій до перфораційних отворів. Зазвичай діаметр капілярної трубки становить  $6,35 \times 3,2$  мм, хоча зустрічаються й інші діаметри  $9,525 \times 3,2$  мм. Для її виготовлення використовують сплави 825, 625 та SS Duplex 2205, які загартовуються до межі текучості, що перевищує 620,5 МПа (90000 PSi). Для підвішування і ущільнення капілярної трубки служить різьбова підвіска (рис.1.8), яка кріпиться на буферній засуві фонтанної арматури.



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

**Рисунок 1.8** - Різьбова підвіска капілярної трубки

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



**Рисунок 1.9** - Загальний вигляд клапана, яким обладнаний нижній кінець капілярної трубки

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

$$P_{\text{клат}} = P_{\text{гід}} - P_{\text{виб}} + P_{\text{нас}} \quad (1.1)$$

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

Спускання капілярної трубки в трубний простір свердловини здійснюється з

використанням установки для спуску капілярної трубки (CCTU (Capillary Coil Tubing Unit)). Зазвичай глибина спуску капілярної трубки є рівною глибині спуску НКТ (+/- 2 метри).

У випадку подавання ПАР в затрубний простір свердловини капілярна трубка не опускається до вибою свердловини, а підводиться тільки до манометричного фланця затрубного простору. Далі ПАР попадає на вибій свердловини міжколонним (затрубним) простором, стікаючи вздовж експлуатаційної колони. В такому випадку лінія нагнітання обладнана зворотнім клапаном (check valve), який запобігає неконтрольованому витіканню газу із затрубного простору у разі розгерметизації лінії подачі ПАР. Варіант підключення АСП при подаванні ПАР в затрубний простір свердловини наведено на рисунку 1.10.



**Рисунок 1.10** - Варіант підключення АСП при подаванні ПАР в затрубний простір свердловини

#### 1.4 Встановлення нормування витрачання інгібіторів гідратоутворення

Уперше про газові гідрати, що ускладнюють експлуатацію газотранспортного і газопромислового обладнання, стало відомо 1934 р. із публікацій американського вченого І.Г. Гаммер-Шмідта, а згодом (1946 р.) І.Г. Стрижакова.

Як відомо зі світової практики, у нафтогазовій галузі для попередження утворення кристалогідратів і руйнування вже утворених кристалогідратів як реагент застосовують метанол.

Зокрема, в Україні для цього використовують більше ніж 10 тис. т метанолу на рік. Разом з тим, що метанол є найбільш ефективним реагентом під час здійснення технології видобування природного газу, він характеризується високою токсичністю та пожежонебезпечністю. Значна його частина потрапляє у навколишнє середовище, що може мати негативні наслідки для флори та фауни.

Пошук альтернативних інгібіторів гідратоутворення обумовлений високою токсичністю метанолу. В Україні з цією метою використовується розчин природного бішофіту, промисловий видобуток якого здійснюється на декількох родовищах. У той же час, наявність у складі такого розчину домішок сульфатних і карбонатних іонів ускладнює його застосування, внаслідок утворення нерозчинних сполук, в першу чергу - гіпсу. Неодноразово виникали проблеми, пов'язані з закупоркою технологічного обладнання.

Розчин бішофіту також широко застосовується в якості технологічної рідини на різних етапах закінчування свердловин. Видалення з його складу сульфатних і карбонатних іонів дозволяє знизити ризик забруднення продуктивних пластів.

Незважаючи на те, що впродовж багатьох років ведеться пошук реагентів-замінників, серед яких виділяють гліколі, солі (дихлорид кальцію, дихлорид магнію), на сьогодні не знайдено повноцінного аналога метанолу у технологічних процесах видобування і підготовки природного газу. Тому дослідження, спрямовані на часткову чи повну заміну метанолу, є важливими та актуальними не лише для вітчизняної нафтогазової промисловості.



Для запобігання утворенню та боротьби з газовими гідратами в системах збору і промислової обробки пропонується ряд вітчизняних аналогів метанолу:

1. «ІГК - інгібітор гідратоутворення комплексний» (ТУ У 14.4-23557449-006: 2008).

ІГК отримують з розчину природного бішофіту, шляхом седиментаційного осадження сульфатних і карбонатних іонів внаслідок обробки хлоридом кальцію.

На відміну від традиційного ігібітора гідратоутворення на основі метанолу - не токсичний і екологічно повністю безпечний;

Відсутність у складі ІГК сульфатних і карбонатних іонів виключає утворення нерозчинних сполук і закупорювання технологічного обладнання;

Має низьку температуру замерзання (для розчинів з густиною 1280 кг/м<sup>3</sup> - нижче 50°C).

Має порівняно низьку корозійну активність.

2. «РЕНА - КРИСТАЛ» (ТУ У 24.1.-30084964-006:2005).

Крім цього, інгібітор гідратоутворення "РЕНА-Кристал" є ефективним інгібітором корозії.

Забезпечує у порівнянні з метанолом в 2,5 - 4 рази меншу норму витрат.

Не викликає корозію газопромислового устаткування.

Розкладається у ґрунті, не забруднюючи його.

Використання інгібітора дає можливість забезпечити:

- зменшення питомих витрат інгібітора гідратоутворення в порівнянні з метанолом;

- здешевлення транспортних витрат по доставці інгібітора;

- антикорозійний захист внутрішніх поверхонь газопроводі та обладнання.

Зменшити:

- ризик виникнення аварійних ситуацій екологічного характеру;

- шкідливі викиди в атмосферу та ґрунт;

3. «РЕНА - КРИСТАЛ» (концентрат) (ТУ У 24.1.-30084964-006:2005).

Високоєфективний інгібітор гідратоутворення "РЕНА - Кристал" (концентрат) використовується у вигляді 3-5%-го розчину пакету присадок, який

розчиняється в метанолі.

Крім цього інгібітор гідратуутворення "РЕНА - Кристал" (концентрат) має антикорозійні властивості та є інгібітором асфальто - смолистих відкладень (АСПВ).

Забезпечує у порівнянні з метанолом в 2,5 - 4 рази меншу норму витрат.

Не викликає корозію газопромислового устаткування.

Розкладається у ґрунті, не забруднюючи його.

Використання інгібітора дає можливість:

- забезпечити зменшення питомих витрат інгібітора гідратуутворення в порівнянні з метанолом; здешевлення транспортних витрат по доставці інгібітора.

- зменшити ризик виникнення аварійних ситуацій екологічного характеру; шкідливі викиди в атмосферу та ґрунт.

#### 4. Експериментальні інгібітори суміші Кінг 1–Кінг 12.

Дослідженнями у лабораторних умовах встановлено, що за наявності деяких речовин при від'ємних температурах спостерігається збільшення часу утворення кристалогідратів води з вуглеводнями. Доведено, що створені композиції інгібують утворення кристалогідратів із захисним ефектом у межах 97–193 % порівняно з метанолом. Установлено, що розробленими композиціями можна частково, а у деяких випадках повністю, замінювати метанол у технологічних процесах, в яких утворюються кристалогідрати. Показано, що розроблені інгібітори гідратуутворення також проявлять у досліджених середовищах властивості інгібіторів корозії, тому їх можна віднести до комплексних інгібіторів.

## 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУТКУ НАФТИ

### 2.1 Дослідження гідродинамічних аспектів депресійного впливу впливу на нафтогазонасичені пласти

Привибійну зону з точки зору підземної гідрогазомеханіки можна розглядати, як найближчу до свердловини ділянку зонально-неоднорідного пласта, розташовану радіально від неї, границя якої у першому наближенні має форму бокової поверхні циліндра, соосного свердловині і в якій відбуваються найбільші зміни фізичних, хімічних та інших властивостей породи та пластового флюїду. Внаслідок радіальності припливу флюїдів у привибійній зоні пласта мають місце найбільші градієнти тиску та швидкість руху.

Дебіт свердловини, привибійна зона якої має відмінні, у більшості випадків погіршені, фільтраційні властивості, можна визначити за формулою:

$$q = \frac{2\pi h}{\mu} \frac{p_{i\bar{e}} - p_c}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}} \quad (2.1)$$

Розглядаючи, наприклад, пласт, який має дві радіальні зони: віддалену зону з первісною проникністю  $k_2$  та привибійну з проникністю  $k_1$ , дебіт свердловини з радіусом зони кольматації  $r$  знайдемо за формулою (1), записавши її для двох кільцевих зон:

$$q = \frac{2\pi k_2 h}{\mu} \frac{p_{i\bar{e}} - p_c}{\ln \frac{R}{r} + \frac{1}{\phi} \ln \frac{r}{r_c}} \quad \phi = \frac{k_1}{k_2} \quad (2.2)$$

На рис. 2.1 представлені графіки зміни дебіту свердловини з наступними параметрами: товщина пласта  $h=5$  м, радіус контуру живлення  $R=500$  м, радіус свердловини  $r_c=0,1$  м, пластовий тиск  $p_{пл}=18$  МПа, вибійний тиск  $p_c = 10$  МПа, в'язкість нафти  $\mu = 3$  мПа·с, проникність віддаленої зони  $0,1$  мкм<sup>2</sup> у залежності від проникності привибійної зони, яка змінюється з коефіцієнтом  $\phi$  та глибини цієї зони. Як видно, з погіршенням проникності пласта, найбільше зниження

дебіту має місце, коли ця зона знаходиться в радіусі 0,2-0,5 м від свердловини. Так, якщо ушкоджена зона має проникність у 10 разів меншу проникності віддаленої зони пласта ( $\phi=0,1$ ), то при її радіусі 0,2 м дебіт знизиться на 73%, при збільшенні зони кольматації до 0,3 м – ще на 43%, до 0,4 м – на 31% і до 0,5 м – на 19%.

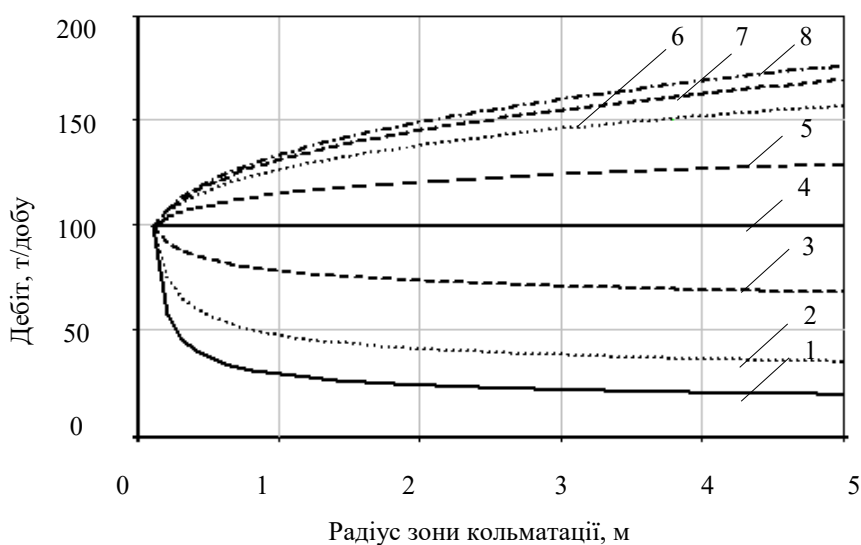
У випадку, коли проникність привибійної зони більша проникності віддаленої зони, що може мати місце в результаті ефективного застосування вторинних методів розкриття пласта, гідророзриву, кислотних обробок тощо, величина зони підвищеної проникності менше впливає на дебіт свердловини. Як видно з кривої, яка відповідає значенню  $\phi=10$ , коли радіус зони збільшеної проникності складає 0,2 м, дебіт підвищиться на 8%, при збільшенні цієї зони до 0,3 м – ще на 5%, до 0,4 м – на 4% і до 0,5 м – на 3%. Темп зниження чи збільшення дебіту зі збільшенням радіусу зони зміненої проникності зменшується.

Наведені результати є відомими і на їх основі даються рекомендації про недоцільність збільшення проникності привибійної зони пласта більше, ніж у 20 разів.

Однак, викликає інтерес, наскільки впливають роботи по декольматизації пласта на його продуктивність у випадку, коли вдається відновити чи збільшити проникність ушкодженої зони не на всю її глибину. В даному випадку, потрібно розглядати три кільцеві зони, перша з яких – віддалена зона, обмежена радіусом контуру живлення  $R$  та радіусом зони кольматації  $r_0$ , а друга і третя знаходяться в зоні кольматації в межах від  $r_0$  до  $r_c$  і розділені змінним радіусом зони відновлення проникності  $r$ . Формула для визначення дебіту свердловини має вигляд:

$$q = \frac{2\pi h}{\mu} \frac{p_{i\bar{e}} - p_c}{\frac{1}{k_2} \ln \frac{R}{r_0} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_0}{r} + \frac{1}{\phi k_2} \ln \frac{r}{r_c}} \quad (2.3)$$

На рис. 2.2 представлені результати розрахунку дебіту свердловини, в якій проведено відновлення проникності у зоні кольматації в залежності від ступеню та глибини очищення. Параметри свердловини та пласта, аналогічні вищевказаним, проникність зони кольматації глибиною 5 м становить  $0,02 \text{ мкм}^2$  і відновлюється з коефіцієнтом  $\phi$  та змінною границею зони відновлення. Дебіт за наявності такої зони кольматації становить  $19,4 \text{ т/добу}$ , а за її відсутності –  $99,4 \text{ т/добу}$ .

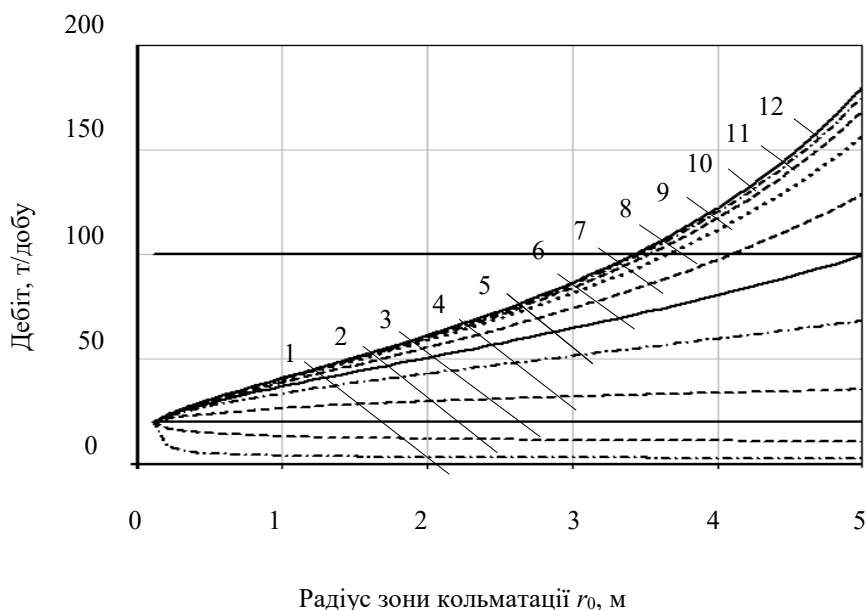


**Рисунок 2.1** - Зміна дебіту свердловини в залежності від радіусу зони кольматації та ступені погіршення проникності  $\phi$ :

1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,5; 4 – 1; 5 – 2; 6 – 5; 7 – 10; 8 – 20

За умови повного відновлення проникності, характер зміни дебіту буде аналогічний тому, який представлений на рис. 2. При збільшенні проникності в два рази ( $\phi=0,2$ ) в усій зоні кольматації дебіт свердловини зросте в 2,84 рази і складе  $35 \text{ т/добу}$ , тобто  $35,2\%$  від його величини за умови однорідного пласта. Збільшення проникності ще в два рази ( $\phi=0,4$ ) призведе до зростання дебіту на  $24\%$ , тобто спостерігається вищевказана тенденція. На відміну від попереднього випадку, коли робився висновок, що збільшення проникності привибійної зони більше, ніж у 20 разів практично не приводить до зростання дебіту свердловини, в даному випадку необхідно добиватися значно більшої проникності у

закольматованій зоні. Її збільшення у 10 разів дозволить тільки досягти потенційного дебіту, збільшення в 20 разів підвищить дебіт на 137,1% відносно потенційного дебіту, в 50 разів – на 176,2% і в 100 разів – на 194,8%.



**Рисунок 2.2** – Зміна дебіту свердловини в залежності від радіусу та ступеня відновлення проникності в зоні кольматації  $\varphi$  :

1 – 0,05; 2 – 0,01; 3 – 0,1; 4 – 0,2; 5 – 0,5; 6 – 1;  
7 – 2; 8 – 1,  $r_0=5$ ; 9 – 5; 10 – 10; 11 – 20; 12 – 50

Ще один висновок полягає в тому, що під час проведення робіт з збільшення проникності зони кольматації, необхідно забезпечувати цей результат на всю глибину даної зони. Як видно з рис. 2.2, якщо проникність у зоні кольматації в радіусі 0,3 м збільшити у 20 разів, то зростання дебіту складе лише 26% від потенційного, а в радіусі 1 м – 41%, причому подальше збільшення проникності навіть у 50 разів практично не впливає на дебіт. Досягнення дебіту вище потенційного можна забезпечити лише збільшенням початкової проникності привибійної зони в радіусі більше 4,5 м.

Показані на рис. 2.2 криві зі значенням коефіцієнту  $\varphi=0,05$  та 0,01 відповідають ще більшому зниженню проникності у зоні кольматації, яке буває, наприклад, у результаті проведення невдалих оброблень пласта, що на практиці нерідко має місце. Як видно, тут основне зниження дебіту відбувається вже при величині зони кольматації 0,3-0,5 м.

Ряд технологій інтенсифікації припливу нафти і газу оснований на збільшенні діаметру свердловини та утворенні каверн різними фізико-хімічними методами. Розрахунки дебіту свердловин за умов збільшення її діаметру, проведені багатьма авторами, показали, що воно незначно впливає на дебіт і тому зроблені висновки про недоцільність збільшення діаметру свердловини.

Однак, за наявності зони кольматації, збільшення діаметру свердловини у значно більшій мірі впливає на її дебіт, причому чим сильніша кольматація привибійної зони пласта, тим більше підвищення дебіту.

На рис. 2.3 приведені результати розрахунків впливу збільшення діаметру свердловини з 0,1 до 0,5 м при проникностях пласта у віддаленій зоні  $0,2 \text{ мкм}^2$  та у зоні кольматації -  $0,01 \text{ мкм}^2$  (інші параметри аналогічні вищевказаним). Як видно, дебіт такої свердловини з радіусом 0,1 м складе 21,7 т/добу, зі збільшенням радіусу до 0,2 м дебіт зросте до 33,6 т/добу, тобто на 54,9%, а за радіусу 0,3 м – 49,5 т/добу (на 128,3%). Збільшення радіусу свердловини за умови відсутності зони кольматації ріст дебіту відповідно складе 8,9 і 14,8%.

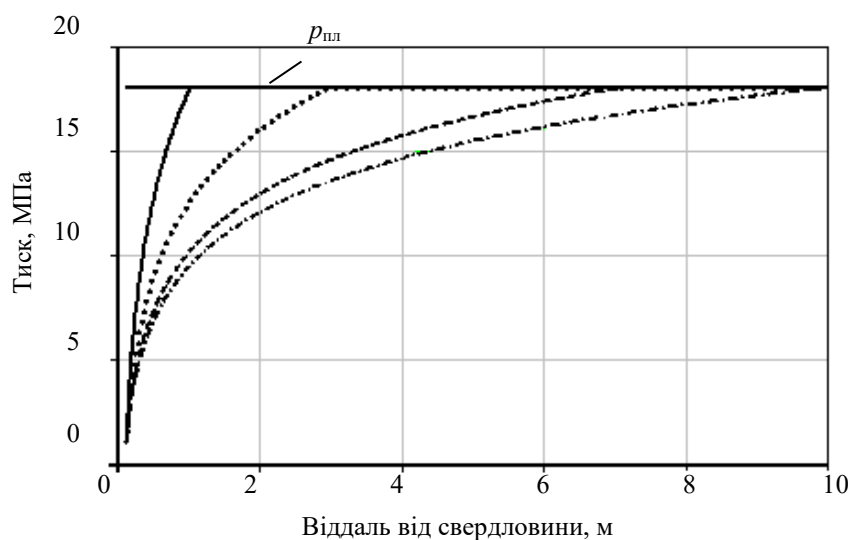
Результати розрахунків розподілу тиску в привибійній зоні пласта проникністю  $0,05 \text{ мкм}^2$  за умови створення постійної депресії тиску 18 МПа показані на рис. 4. Як видно, протягом 10 хв. дії депресії імпульс тиску поширюється в пласт на глибину біля 3 м, а для того, щоб отримати його на глибині 7 м потрібно біля 1 год. Дослідження показують, що інтенсивне гідродинамічне збурення триває 5-10 хв. і в початковий момент створення депресії градієнти тиску на віддалі 0,15-0,2 м від свердловини досягають 30-80 МПа/м. Однак, починаючи з відстані 0,4-0,5 м величина градієнту тиску практично досягає величин, які мають місце під час експлуатації свердловини.

Таким чином, приведені дослідження дозволяють зробити наступні висновки.

1. Привибійна зона пласта в силу найбільшого впливу на неї зовнішніх чинників, що мають місце під час будівництва та експлуатації свердловин, і в якій відбуваються найбільші зміни гідротермодинамічних умов фільтрації, має визначальний вплив на продуктивність.



2. Під час проведення інтенсифікаційних робіт для отримання оптимального ефекту необхідно досягати не тільки відновлення проникності привибійної зони, але й збільшення її вище початкової. Оптимальна величина збільшення проникності відносно початкової не повинна перевищувати 10-20 разів, однак необхідно досягати цього на всю глибину зони кольматації.



**Рисунок 2.3** – Розподіл тиску в пласті під час створення постійної депресії на моменти часу:

1 хв.   
 10 хв.   
 1 год.   
 2 год.

3. Збільшення діаметру свердловини у зоні продуктивного пласта, що має місце під час застосування деяких фізико-механічних та хімічних методів інтенсифікації, сприяє зростанню дебіту і більш ефективно проявляється зі збільшенням степені кольматації пласта.

4. Виконані дослідження показали, що необхідно створювати різку зміну тиску, тобто проводити циклічні депресії тиску з невеликим періодом її дії. Тривалість депресійної дії потрібно розраховувати, використовуючи наведені аналітичні схеми і, якщо для наведеного вище прикладу оптимальний час її дії становить 5-10 хв., то зі збільшенням депресії тиску, наприклад, до 25-30 МПа час гідроімпульсного впливу можна також збільшити до 20-30 хв., а за дуже глибокої кольматації і відсутності припливу флюїду в свердловину і протягом 1-2 год.

## 2.2 Прогнозування солевідкладень при видобутку нафти

Основною причиною відкладення солей є попутна вода, яка видобувається спільно з нафтою. При видобутку разом з нафтою попутної води, може відбуватися також і корозія обладнання. Одночасна присутність у водній фазі продукції свердловин бікарбонат- і карбонат-іонів обумовлює можливість протікання вуглекислотної корозії внутрішньосвердловинного обладнання і утворення важкорозчинних осадів карбонату кальцію на робочих органах насосів. З метою профілактики виникаючих ускладнень найбільш часто застосовуються хімічні реагенти різного призначення, сумісність яких між собою відіграє важливу роль для забезпечення ефективного захисту обладнання.

Найбільш ефективним способом запобігання відкладень неорганічних солей є технологія інгібіторного захисту свердловинного обладнання привибійної зони пласта (ПЗП) від солевідкладень. Суть інгібування солевідкладень полягає в хімічному обробленню, що використовується для контролю, затримання і запобігання випаданню неорганічних солей. Для ефективного запобігання солевідкладень в першу чергу потрібен аналіз іонного складу пластової і запоповуваної вод для проведення прогностичної оцінки солеутворення в конкретних промислових умовах. Прогнозування солевідкладень забезпечує визначення статистичної ймовірності утворення відкладень солей в свердловинному обладнанні і ПЗП.

Існує безліч моделей для визначення ймовірності випадання солей. Доступні моделі прогнозування умов випадання солей ґрунтуються на термодинамічних даних по обмеженню розчинності. Відповідна термодинамічна модель повинна визначити тип утворюючих солей і максимальну кількість осадів при змішуванні закачуваної і пластової вод.

Дослідниками була визначена здатність води до осадкоутворення в нафтопромисловому обладнанні за допомогою розрахунку стабільності запоповуваної і пластової вод на основі методу Стіф-Дейвіса. Індекс насиченості (*SI*) вод солями (карбонатом кальцію, сульфатом барію, сульфатом кальцію і

сульфатом стронцію) вперше був запропонований Oddo і Thomson. Запропонований індекс насичення солями вод був поліноміальним рівнянням, яке було функцією температури, тиску і іонної сили. При визначенні індексу насиченості вод карбонатом кальцію концентрація діоксиду вуглецю ( $\text{CO}_2$ ) в розчині була включена в формулу. Також представлені моделі і напівемпіричні співвідношення, основані на експериментальних даних, які могли визначити статистичну вірогідність утворення нерозчинних солей при закачуванні в пласт води з використанням індексу насичення. У моделях часто представляється вплив температури, тиску і  $pH$  розчину на інтенсивність утворення відкладень солей. Таким чином, можливість і прогнозування утворення відкладень солей в статичних умовах розраховується індексом насичення:

$$SI = \lg\left(\frac{[k_a][An]}{k_{SP}}\right), \quad (2.4)$$

де  $SI$  – індекс насичення, безрозмірна величина;  $[k_a]$  і  $[An]$  - квадратні дужки являють собою молярну концентрацію катіонів та аніонів, моль/л;  $k_{SP}$  - добуток розчинності при рівноважному стані, моль<sup>2</sup>/л<sup>2</sup>. У формулі (1) чисельник (добуток двох концентрацій) є показником активності іонів.  $k_{SP}$  залежить від термобаричних умов і іонної сили розчину ( $I$ ), виражається наступним чином:

$$Pk_{SP} = -\lg(k_{SP}); \quad (2.5)$$

$$Pk_{SP} = a_1 + a_2T + a_3T^2 + a_4P + a_5I^{0,5} + a_6I^{0,5}T + a_7I; \quad (2.6)$$

$$SI = \lg([k_a][An]) + Pk_{SP}; \quad (2.7)$$

$$SI = \lg([k_a][An]) + a_1 + a_2T + a_3T^2 + a_4P + a_5I^{0,5} + a_6I^{0,5}T + a_7I, \quad (2.8)$$

де  $T$  – температура, °F;  $P$  – тиск, psi;  $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7$  – емпіричні коефіцієнти (табл. 2.1);  $I$  – іонна сила, моль/л.

Якщо  $SI > 0$ , то відбувається випадання солей, а якщо  $SI < 0$ , то ризик солевідкладень відсутній.

При прогнозуванні солевідкладень потрібна наступна інформація:

- властивості пластової і закачуваної вод (вміст нестійких газових компонентів таких як  $\text{CO}_2$  і  $\text{H}_2\text{S}$ , показник  $pH$ );

- властивості та склад порід-колекторів;
- початкові і поточні термобаричні умови;
- склад і тиск насичення розчиненого газу;
- технологічні показники роботи пласта і свердловин.

**Таблиця 2.1 – Емпіричні коефіцієнти**

Сіль	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$	$a_5$	$a_6$	$a_7$
CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	3,47	1,8·10 <sup>-3</sup>	2,5·10 <sup>-6</sup>	-5,9·10 <sup>-5</sup>	-1,13	0,37	-2,0·10 <sup>-3</sup>
CaSO <sub>4</sub> ·0,5H <sub>2</sub> O	4,04	-1,9·10 <sup>-3</sup>	11,9·10 <sup>-6</sup>	-6,9·10 <sup>-5</sup>	-1,66	0,49	-0,66·10 <sup>-3</sup>
CaSO <sub>4</sub>	2,52	9,98·10 <sup>-3</sup>	-0,97·10 <sup>-6</sup>	-3,07·10 <sup>-5</sup>	-1,09	0,50	-3,3·10 <sup>-3</sup>
SrSO <sub>4</sub>	6,11	2,0·10 <sup>-3</sup>	6,4·10 <sup>-6</sup>	-4,6·10 <sup>-5</sup>	-1,89	0,60	-1,9·10 <sup>-3</sup>
BaSO <sub>4</sub>	10,03	-4,8·10 <sup>-3</sup>	11,4·10 <sup>-6</sup>	-4,8·10 <sup>-5</sup>	-2,62	0,89	-2,0·10 <sup>-3</sup>
MgSO <sub>4</sub>	2,30	1,74·10 <sup>-3</sup>	4,55·10 <sup>-6</sup>	-7,8·10 <sup>-5</sup>	2,28	-0,46	-0,6·10 <sup>-3</sup>

Вхідними даними по хімічному складу пластових вод і термобаричним умовам взяті з Долинського нафтового родовища (табл. 2.2).

**Таблиця 2.2 – Хімічний склад пластових вод та термобаричні умови**

Іони	Вміст іонів	
	мг/л	моль
Ca <sup>2+</sup>	4,5	0,0022
Mg <sup>2+</sup>	1,4	-
Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	256,4	-
Cl <sup>-</sup>	239,9	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,8	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	21,8	0,0217
<i>pH</i>	7,3	
Температура, <i>t</i>	90 °C	

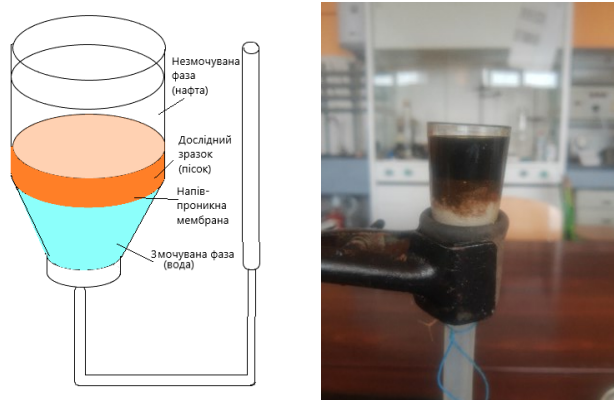
### 2.3 Дослідження можливості використання властивостей капілярних систем для підвищення вилучення вуглеводнів

Відношення між проникністю та капілярним тиском завжди було важливим питанням механіки гірських порід і нафтової інженерії. У нафтогазовій галузі для вилучення вуглеводнів, проникність і капілярний тиск є двома найважливішими властивостями, які домінують у процесі експлуатації. Оцінка проникності

відображає характеристики пласта, видобуток нафти і газу та проектування розробки родовища. Проникність в основному визначається за допомогою аналізу керну та пластового тиску випробувань, але це обмежено вартістю вибору керна та тестування, а також складністю отримання доступу до проникності всього пласта за даними випробування тиску керна або пласта з невеликої кількості свердловин через неоднорідність пласта.

І навпаки, капілярний тиск є іншим істотним параметром в дослідженнях пов'язаних з пористими структурами і рухом багатофазних рідин у пластах. Вимірювання капілярного тиску є одним з основних методів, який дозволяє зрозуміти структуру порового простору, провідність і розподіл рідини в зразках порід. Оскільки характерні параметри структури пор можна отримати з капілярного тиску, що для пористої структури визначає пористість і абсолютну проникність зразка, можна знайти залежність між капілярним тиском і проникністю через характеристику структури.

Щоб перевірити чисельне моделювання, нами розроблено програму експериментів, яка перевіряє співвідношення між капілярним тиском і абсолютною проникністю. Цей експеримент використовує однорідний пісок як аналог для погано консолидованої породи природного резервуару та воду у якості фази змочування і нафту як в фазу незмочування (рис. 2.4).



**Рисунок 2.4** – Стенд для визначення капілярної проникності

Експеримент проводився, спочатку ущільнюючи дно циліндра двома шарами гумового кільця, одним затискачем, а потім прикріплюючи трубку на

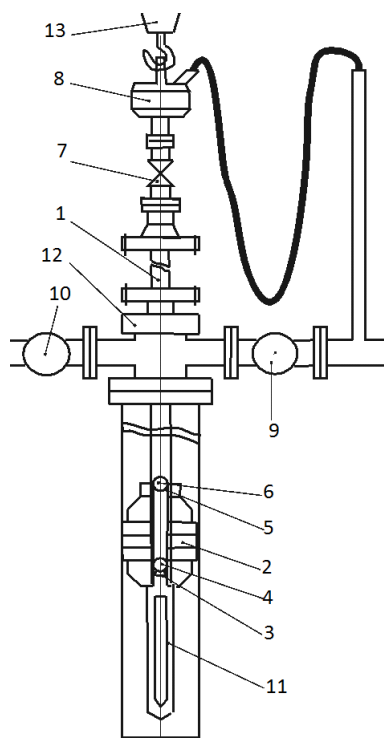
кінцях фази змочування. Була виміряна маса піску та розрахована пористість, припускаючи, що щільність зерен становить  $2,65 \text{ г/см}^3$ .

## 2.4 Дослідження свердловин в умовах виснаженого покладу

На основі аналізу конструкцій і принципу роботи існуючих в промисловій практиці, пристроїв проведено опрацювання технічних рішень, конструктивних особливостей та технічних вимог, визначено основні діапазони габаритних та приєднувальних розмірів в залежності від умов експлуатації, основні вимоги до конструкції та конструкційних матеріалів, а також принцип дії та будову пристрою, який ми назвали пристроєм для освоєння і дослідження свердловин. Схема пристрою показана на рис. 2.5.

Пристрій для освоєння та дослідження свердловин складається з колони бурильних чи насосно-компресорних труб (НКТ) 1 з свабом 2 у нижній частині. Колона труб 1 обладнана у нижній частині клапанами, що мають зрізні сідла 5 під кульові запірні елементи 6. Клапани в колоні призначені для вловлювання кольматанту, що виноситься з пласта під час свабування. Діаметри кульових запірних елементів 6 виконують із збільшенням діаметру знизу ввєрх. Це дозволяє кульовим запірним елементам 6, які призначені для перекриття нижніх сідел 5, вільно проходити розміщені вище сідла. Кількість клапанів у колоні труб 1 визначають в залежності від ступеню очікуваного забруднення привибійної зони (на схемі рис.1 приведено один такий клапан). За необхідності прямого промивання свердловини зрізають сідла 3 і 5 при створенні в колоні труб надлишкового тиску насосним агрегатом. Для запобігання неконтрольованого фонтанування передбачено превентор 12, а у верхній частині колони бурильних чи насосно-компресорних труб з цією метою та з метою регулювання дебіту свердловини при її запуску встановлено засувку 7. Приводом зворотньо-поступального переміщення колони труб з свабом є талева система 13 бурового верстата. Свердловинна рідина з колони труб під час освоєння свердловини поступає у факельну лінію через вертлюг 8 при закритій засувці 9, а при необхідності з міжтрубного простору при відкритій засувці 10, наприклад, в

ємність чи амбар. Запис тиску і температури в процесі освоєння свердловини і проведення досліджень здійснюється манометром, розміщеним в контейнері 11.



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

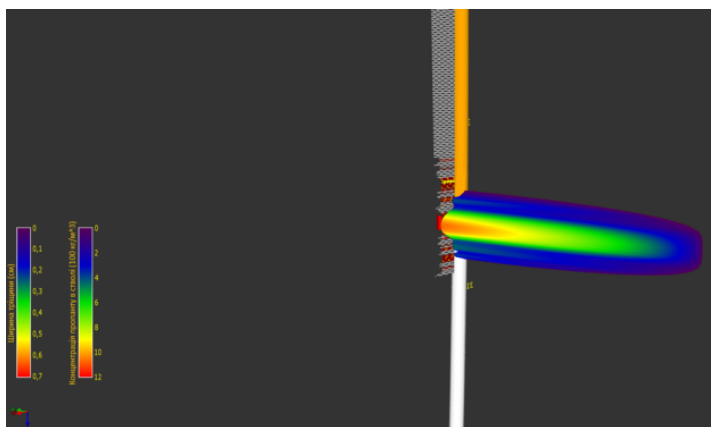
**Рисунок 2.5** - Схема пристрою для освоєння і дослідження свердловин.

## **2.5 Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням методів інтенсифікації припливу до свердловин**

Вдосконалення технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП) набуває все більшої актуальності у зв'язку з виснаженням активно розроблюваних в даний час родовищ нафти і газу. Тому нафтогазовидобувні компанії приділяють все більшу увагу методам дії на ПЗП, щоб збільшити приплив флюїду до свердловини. Дослідження процесу гідравлічного розриву пласта є важливим завданням сьогодення. Одним з основних напрямів його вдосконалення, є його поєднання з

іншими методами інтенсифікації припливу флюїдів та більш детальному вивченню технологічних параметрів процесу. ГРП на сьогодні є одним із найпотужніших і найефективніших засобів підвищення техніко-економічних показників розробки родовищ в усьому світі. В результаті проведення ГРП дебіти свердловин зростають на 300-600 %. Із 1996 р. застосовують потужний гідророзрив (ПГРП), який відрізняється від попереднього використанням високов'язких неньютонівських рідин, закріпленням тріщин високими концентраціями керамічних пропантів, збільшенням витрати рідин і тиску їх нагнітання. Відтоді виникла необхідність підвищити обґрунтованість вибору об'єктів для проведення ГРП та застосування ефективнішої технології або удосконалення вже існуючої технології ГРП. Ціллю роботи є моделювання ГРП в програмі MFrac з наступним проектуванням тристадійного гідравлічного розриву на прикладі гіпотетичної свердловини.

Як досліджуваний об'єкт було вибрано свердловину глибиною 3330 метрів з початковим дебітом 12,3 тис.м<sup>3</sup>/добу. На якій за результатами попередньо проведених досліджень на неусталених режимах фільтрації, було запропоновано провести 3 стадійне ГРП, в 3 зонах перфорації. На даній свердловині було проведено ГРП на трьох інтервалах: 3053-3066 м, 3105-3116 м, 3234 – 3247,5 м.



**Рисунок 2.6** – Тривимірний графік для горизонту

Моделювання ГРП було проведено для кожного інтервалу, починаючи з нижнього. Орієнтовна середня провідність тріщини для обох горизонтів знаходиться в діапазоні 100 мД·м. Загальна довжини та висоти тріщини: для



горизонту А-7 довжина та висота складає приблизно 150 та 13 м відповідно, для горизонту А-7н - приблизно 160 м та 10 м, для горизонту Г-8в - приблизно 170 м та 13,5 м.

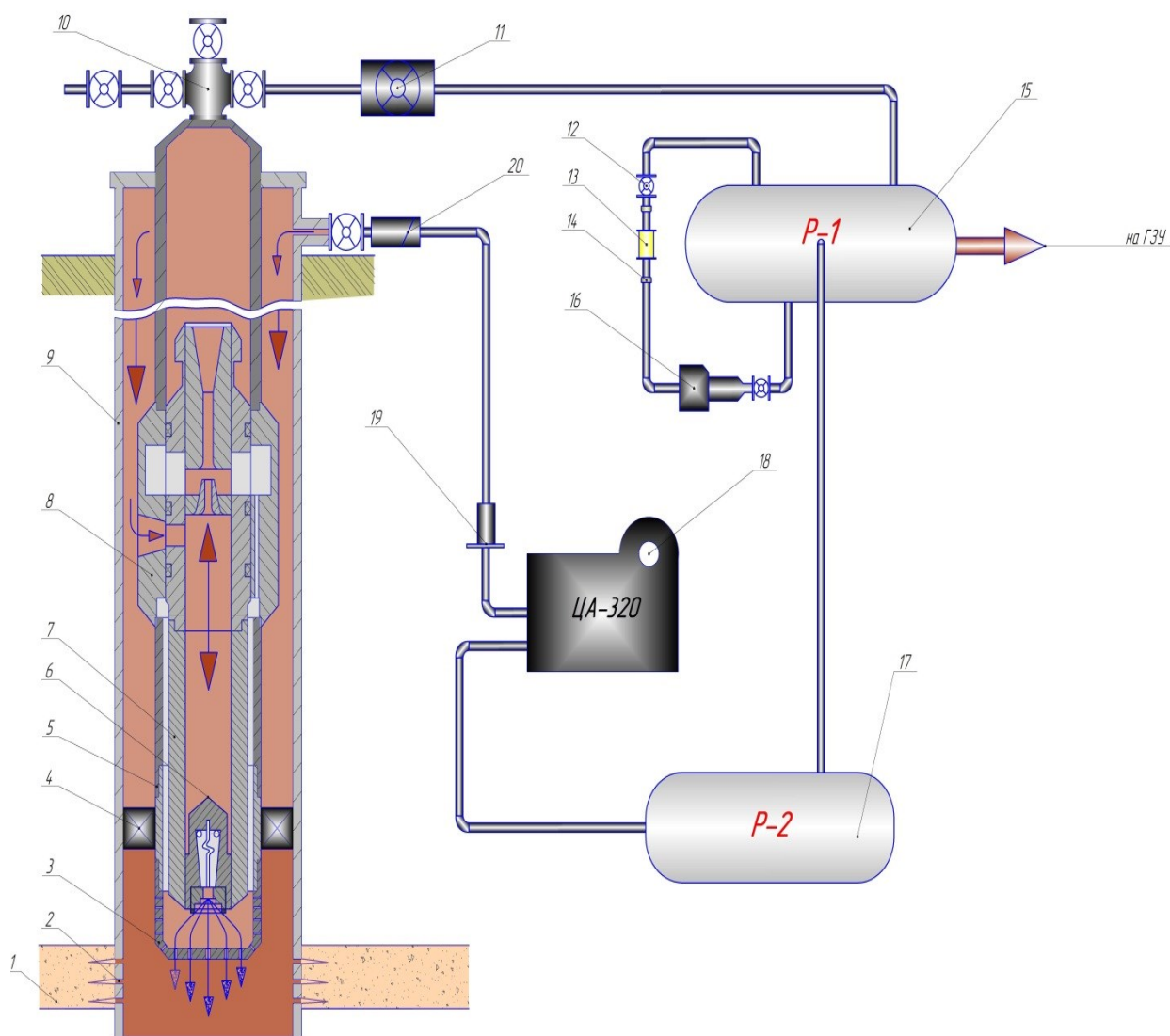
Тривимірні графіки: для ілюстрації функціональних можливостей тривимірних графіків нижче представлені графік з одиночною тріщиною для нашого дизайну (рис. 2.6). На даному графіку зображено стовбур свердловини, літологічна складова для даного інтервалу, глибина свердловини, концентрація пропанту, яка залишилась в стовбурі свердловини (помаранчевий та червоний колір) та тривимірна модель тріщини із зазначенням її ширини.

## **2.6 Використання енергії пульсуючих потоків при видобуванні високов'язкої нафти струминними насосами**

Технологічний процес здійснюється таким чином. В свердловину, обсадженою обсадною колоною, на насосно-компресорних трубах спускають струминний апарат, який складається із струминного насоса і гідродинамічного кавітатора для імпульсно-кавітаційної обробки високов'язкої нафти. На розрахованій глибині в свердловині встановлюють пакер. Включають в роботу наземний гідропривід і робоча рідина під заданим тиском подається по нагнітальній лінії через фільтр і зворотний клапан в затрубний простір до струминного апарату. Піднімання високов'язкої нафти з свердловини проводять за такою схемою (рис. 2.7).

Одна частина робочої рідини потрапляє через вхідні тангенціальні отвори в кільцеву конусоподібну камеру завихрення гідродинамічного кавітатора, де потік рідини під дією відцентрової сили сильно закручується та ініціює виникнення прецесуючого вихрового ядра, яке скручується по довжині струменю. Рухаючись по стінках кругової конусоподібної камери від перерізу з більшим діаметром до перерізу з меншим діаметром, закручений струмінь збільшує свою швидкість руху. Збільшення швидкості руху означає збільшення кінетичної енергії струменя. За законом збереження енергії зростання кінетичної енергії неминуче призведе до падіння потенційної енергії, а роль потенційної енергії в

потючі робочої рідини виконує тиск.



1 – продуктивний нафтоносний пласт; 2 – перфораційні отвори; 3 – фільтр кінцевик; 4 – пакер; 5 – колона НКТ; 6 – гідродинамічний кавітатор; 7 – приставка для кавітатора; 8 – струминний насос; 9 – експлуатаційна колона; 10 – фонтанна арматура; 11 – витратомір; 12 – засувка; 13 – квітаційний пристрій; 14 – швидкороз’ємне з’єднання; 15 – резервуар для видобутої нафти; 16 – поршневий насос; 17 – резервуар з легкою нафтою; 18 – насосна установка; 19 – фільтр; 20 – зворотний клапан.

**Рисунок 2.7** – Технологічна схема обв’язки обладнання для видобування нафти за допомогою струминного насоса з розділеними робочими потоками

Отже, чим меншим буде діаметр, тим вищою в ньому буде швидкість руху закрученого струменю і тим нижче впаде тиск. Як тільки тиск у своєму падінні

наблизиться за величиною до тиску насичених парів почнеться бурхливе пароутворення. Тобто, почнеться холодне адіабатне кипіння рідини.

Цей процес буде супроводжуватися утворенням бульбашок, в середині яких будуть знаходитися пари рідини. Нижній кінець центрального пружинного стержня, перебуваючи під одночасною дією перепадів швидкості закрученого струменя і прецесуючого вихрового ядра, буде здійснювати поперечні коливальні рухи, створюючи ще більше завихрення та інтенсифікуючи утворення парогазових бульбашок або каверн. На виході з камери завихрення при проходженні рідини через ступінчатий дифузор, діаметр якого поступово буде збільшуватися і відповідно швидкість руху рідини буде зменшуватися, а тиск відповідно збільшуватиметься. Стінки парових бульбашок, в середині яких тиск буде нижчий за атмосферний ( $P_{вб} < 0,1$  МПа), почнуть стрімко рухатися назустріч один одному. Чим більшим буде зовнішній тиск, тим більшим буде сила, яка діє на стінки, тим більшим буде їх прискорення. Незначна частина пари в об'ємі бульбашки завжди буде присутня. Кількість її мала, і тому більшу частину процесу лускання пара не здійснює суттєвого спротиву зближенню стінок бульбашки. І лише в кінці, коли об'єм бульбашки складає відсотки або долі відсотка від її максимального об'єму, їх тиск за величиною наближається до зовнішнього тиску на стінки бульбашки. Але оскільки стінки вже набрали швидкість та інерцію, тому зупинити їх неможливо. У результаті швидкісний напір стінок продовжує стискати бульбашку і вона лускає з виникненням потужних мікропотоків, які подібні до кумулятивних струменів. В цей момент нагрівання рідини буде відбуватися за рахунок енергії, яка звільняється при гальмуванні струменя під час кавітаційних процесів, тобто за рахунок гідралічного тертя.

Таким чином, потік високов'язкої нафти, яка рухається з підпакерного простору в зону пониженого тиску струминного насоса, потрапляє в зону дії кавітації і нагрівається, понижуючи свою в'язкість і густину. Це позитивно відображається на прокачуваності нафти і зменшує ймовірність закупорювання парафіном каналів і отворів свердловинного і наземного обладнання. Під час

кавітації у нафті виникають знакозмінні тиски, що сприяє розриву безперервного ланцюжка високов'язкої нафти, руйнуючи зв'язки між окремими частинками молекул.

Друга частина робочої суміші спрямовується в сопло насоса, звідки витікаючи з великою швидкістю, утворює зону зниженого тиску, внаслідок чого робоча рідина і нафта із підпакерного простору потрапляє в камеру змішування дифузора насоса. Далі ця суміш по насосно–компресорним трубам піднімається на поверхню.

## ВИСНОВКИ

Запропонована методика вибору області ефективного застосування плунжерного піднімача по водному фактору для експлуатації обводненої газової свердловини з використанням власної енергії пластового газу. Мінімальне значення (нижню межу) водного фактора, починаючи з якого доцільно застосовувати плунжерний піднімач, рекомендується визначати за параметрами точки перетину графічних залежностей дебіта пластового газу і мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора, а максимальне значення (верхню межу) водного фактора - за параметрами точки перетину графічних залежностей необхідної кількості газу для піднімання плунжера із стовпом води над ним і фактичної кількості газу, що надходить з пласта за час піднімання плунжера від водного фактора. Для умов дослідженої гіпотетичної (модельної) обводненої свердловини область ефективного застосування плунжерного піднімача обмежується значеннями водного фактора 12 - 41 л/тис.м<sup>3</sup>. Запропонована методика визначення оптимального значення ширини зазору між тілом плунжера і стінкою насосно-компресорних труб. Для максимального значення водного фактора 41 л/тис.м<sup>3</sup> ширина зазору між тілом плунжера і стінкою НКТ не повинна перевищувати 0,0025 м.

Проведено лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) при температурі 80 і 90 °С та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Проведено лабораторні дослідження з визначення захисного ефекту інгібіторів відкладення солей у мінералізованій воді при температурі 90 °С при використанні стандартних зразків із сталі Р-110. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії.

На основі вищенаведеного робимо висновок про те, що найбільш ефективними композиціями ПАР та інгібіторів є такі композиції : 1) суміш сульфонолу і карбозоліну СД ; 2) суміш піноутворювача ПО-6К та інгібітору Інко-СВ.

Результати розділу НДР використовуються в лекціях і практичних заняттях з дисципліни “Матеріали і хімреагенти в нафтогазовидобуванні” (“Технологічні

рідини в нафтогазовидобуванні”).

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

Виконано прогнозування солевідкладень (випадання карбонату кальцію) за методикою Скільмена-Мак Дональда-Стиффа. Методика передбачає визначення індексу насичення (індексу Ланжельє), яке виявилось більше за нуль ( $SI_{CaCO_3} > 0$ ). Це у свою чергу свідчить про процес утворення солей, який можливий за даних термобаричних умов на Долинському нафтовому родовищі. Також проведено визначення здатності води до солеутворення за індексом стабільності. Розраховане значення індексу стабільності знаходиться в межах  $6,4 > ST > 3,7$ , а отже це означає, що буде мати місце виділення карбонату кальцію.

Запропоновано оригінальну і просту конструкцію стенду для визначення капілярної проникності нафти через піщаний зразок, який відтворює властивості колектора покладу родовища на пізній стадії розробки. Розроблена методика визначення фазової проникності в залежності від капілярного тиску, що дає можливість оцінити ефективність різних технологічних рішень для підвищення дебіту нафти зі свердловин родовищ пізньої стадії розробки та нетрадиційних родовищ щільних порід.

Висунута гіпотеза про наявність зв'язку капілярної проникності щільних порід та реологічними і трибологічними властивостями взаємодії флюїду і поверхні капілярних пор. Розроблена програма досліджень даних властивостей,

які дозволять відтворити умови тертя флюїду по стінках капілярів (прилад ПТ-2), у томі числі з відтворенням пластових умов, зокрема тиску і температури (установка СМЦ-2).

За результатами випробувань зроблено висновки, що пристрій СВБ може бути застосований у свердловинах для створення гідродинамічної дії (циклів депресій-репресій) і одночасно гідродинамічних досліджень з метою очищення привибійної зони пласта та покращення його проникності.

За допомогою програмного забезпечення Meyer модуль Mfrac на прикладі дослідної свердловини 1. Описано основні кроки застосування Mfrac. Перераховано перелік необхідної інформації для проектування ГРП (проведення дизайну). Докладніше описується порядок заповнення даних в комплексному програмному пакеті. За результатами проектування можна сказати що, маса пропанту закаченого в пласт складає 32946 кілограмів, залишок пропанту у свердловині, для недопущення змикання тріщин склав 2059 кілограмів. Запроектована прогнозована довжина тріщини – закріплена 149,2 метри, а висота тріщини – середня 35,03 метри. Розрахунковий дебіт газу після 3 стадій ГРП склав-111,3 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Завдяки поєднанню одночасної роботи струминного насоса з розділеними робочими потоками і гідродинамічного кавітатора продуктивність свердловини з високов'язкими нафтами збільшується у 2,5 рази. Це було підтверджено приймальними промисловими випробуваннями на Бугруватівському родовищі, на основі яких був складений акт.

**ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ**

1. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Особливості експлуатації обводненої газової свердловини плунжерним ліфтом. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2024. № 1. С.
2. Кондрат Р. М., Кондрат О.Р., Матіішин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : Фоліант, 2023. 568 с.
3. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 1 (86). С. 46-53. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53.
4. Довідник з нафтогазової справи. / За заг. ред. В.С.Бойка., Р.М.Кондрата., Р.С.Яремійчука. – К.: Львів. 1996. – 620 с.
5. Кондрат Р.М. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни / Р.М. Кондрат, Н.С. Дремлюх, А.В. Угриновський // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2017. – №3. – С. 20-26.
6. Матківський С.В. Оптимізація умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки: / С.В. Матківський, Л.І. Матіішин // Прикарпатський вісник НТШ. – 2022. – № 17(64). – С. 142-156. DOI: 10.31471/2304-7399-2022-17(64)-142-156
7. Serebrennikov I.V. Conceptual model of fluid recovery from the gas well bottom-hole. Journal of mines, metals & fuels / I.V. Serebrennikov, A.E. Anashkina, R.F. Mazitov, T.K. Abdulin, P.N. Korberg // Journal of mines, metals & fuels. – 10.2020. – P. 325-331. <https://doi.org/10.18311/jmmf/2020/27808>
8. Криський І.В. Шляхи підвищення ефективності експлуатації газових і газоконденсатних свердловин за наявності в продукції рідини: / І.В. Криський, А.В. Угриновський // Нафтогазова галузь України. – 2016. - №5. – С. 27-31.
9. Кондрат О.Р. Лабораторні дослідження з винесення рідини із газових і



газоконденсатних свердловин за допомогою твердих поверхнево-активних речовин / О.Р. Кондрат, С.М. Петрущак // Ж-л “Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ”, № 3 (64), 2017. – с. 76-84.  
<https://rrngr.nung.edu.ua/index.php/rrngr/article/view/208>

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

11. Zhennan Zhang. Experimental study on the effect of surfactants on the characteristics of gas carrying liquid in vertical churn and annular flows: / Zhang Zhennan, Wang Zhiyuan, Gao Yonghai, Li Hao, Wang Jintang, Sun Baojiang // Journal of Petroleum Science and Engineering . –Volume - 180 (12), September . – P. 347-356.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.05.048>.

12. Мельник А.П., Кривуля С.В., Крамарев С.О., Малік С.Г., Марценюк Т.І., Діхтенко К.М. Дослідження інгібіторів гідратування для заміни метанолу. Нафтогазова галузь України. 2014. No 5. С. 20-21.

13. Vu V.Q., Suchaux P.D., Fürst W. Use of a predictive electrolyte equation of state for the calculation of the gas hydrate formation temperature in the case of systems with methanol and salts. Fluid Phase Equilibria. 2002. V. 194–197. pp. 361–370.

14. Masoudi R., Tohidi B. Estimating the hydrate stability zone in the presence of salts and/or organic inhibitors using water partial pressure. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. V. 46. № 1–2. pp. 23–36.

15. Розробка і сервіс бурових промивальних рідин. Геосинтез Інженірінг. Електронний ресурс. <http://gse.ua/produksiya/sistemi-promivalnikh-ridin/274-igk-ingibitor-gidratoutvorenniya-kompleksnij.html>.  
<http://surl.li/kxpvw>.

16. Науково-виробнича компанія Галичина. Розробка та виробництво високоефективних нафтохімічних продуктів. Рена. Електронний ресурс. <http://rena.ua/product/ingibitor-gidratoutvorenniya--rena-kristal->.

17. Науково-виробнича компанія Галичина. Розробка та виробництво високоефективних нафтохімічних продуктів. Рена. Електронний ресурс.

<http://rena.ua/product/ingibitor-gidratoutvorennya--rena-kristal--koncentrat>.

18. Lorraine Scott Boak. Factors that impact scale inhibitor mechanisms, Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, England October, 2012.

19. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.:Львів, 1996. – 620 с.

20. Hebert J., Leasure J., Saldungaray P. Prevention of Halite Formation and Deposition in Horizontal Wellbores: A Multi Basin Developmental Study SPE-181735, Carbo Ceramics, Society of Petroleum Engineers, 2016.

21. Bond A., Palisch T. A Novel Technology for Providing Long Term Scale Prevention in a Alaskan North Slope Waterflood. SPE-1935326-MS, CARBO Ceramics Inc. This paper was prepared for presentation at the SPE Western Regional Meeting held in San Jose, California, USA, 23-26 April.

22. Геолого-промислові дані НГВУ «Долина нафтогаз».

23. Tong, K., Shan, Y., Wang, D., Yang, L., & Chen, W. (2008). CP-curve-based model for estimating reservoir permeability: an example from a sandstone of Upper Devonian in Tarim Basin. *Oil and Gas Geology*, 29, 1–10.

24. McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core Analysis: best practice guide* (Firstedit). Amsterdam, Netherlands: Elsevier. 811p.

25. Пат. Україна, МПК E21B 33/13 (2006.01), C09K 8/56 (2006.01). Пристрій для освоєння і дослідження свердловин [Текст] / Купер І.М. – № позитивне рішення заявл. 22.06.2018;

26. Довідник користувача програми моделювання гідравлічних розривів М Martin, A. and Economides, M. Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments. Proceedings of SPE Production and Operations Conference and Exhibition (Society of Petroleum Engineers), Tunis, 8-10 June 2010, 1-13. – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/135669-MS>

27. Santos, J.A.C.M., Melo, R.C. and di Lullo, G. Case History Evaluation of RPMs on Conform Fracturing Applications. Proceedings of SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Society of Petroleum Engineers). – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/94352-MS>

28. Mahajan, M., Rauf, N., Gilmore, T. and Maylana, A. Water Control and Fracturing: A Reality. Proceedings of SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition (Society of Petroleum Engineers), Adelaide, 11-13 September 2006, 1-11. – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/101019-MS>
29. Santos, J.A.C.M., Cunha, R.A., Melo, R.C., Aboud, R.S., Pedro H.A. and Marchi, F. Inverted-Convection Proppant Transport for Effective Conformance Fracturing. SPE Production Operations, 24, 187-193 p. - 2014 – URL: <http://dx.doi.org/10.2118/109585-PA>
30. Virgilio J. F. Selecting Oil Wells for Hydraulic Fracturing: A Comparison between Genetic-Fuzzy and Neuro Fuzzy Systems / J. F. Virgilio, O. D. Antônio // American Journal of Operations Research, 4, 202-216 p. – 2014. – URL: <https://www.researchgate.net>
31. Інструкція з вибору свердловин ПАТ «Укргазвидобування» для проведення гідравлічного розриву пласта - 2017.
32. Мороз Л.Б. Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням гідравлічного розриву пласта [Текст] / Л. Б. Мороз, Б. М. Григораш, А. В. Жекало// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2023 р. - №3 (88). – С.68-78. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-3(88)-68-78
33. Fracturing Fluid Systems [Електронний ресурс] // Halliburton. – 2013. – URL: <https://studylib.net/doc/18090064/fracturing-fluid-systems>.
34. Якимечко Я. Я. Застосування енергії пульсуючих потоків для удосконалення технології видобування високов'язких нафт струминними насосами / Я.Я. Якимечко, Я.М. Фем'як, О.М. Федик // «Всеукраїнська науково-технічна конференція» нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку, 27 травня 2022 р. – Дрогобич, 2022. – С. 13-27.
35. Якимечко Я.Я. Алгоритм розрахунку технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки [Текст] / Я.Я. Якимечко // Sworld. & D.A. Tsenov Academy of Economics, Svishtov, Bulgaria - Issue No18 Part

1 March 2023. – Т 1, № 18 – pp. 20-32. Indexed in INDEX COPERNICUS (ICV: 87.25) GOOGLESCHOLAR, ORCID ID: 0000-0002-4406-0094

36. Якимечко Я.Я., Зайцев О.М., Чудик І.І., Фем'як Я.М., Федик О.М. Удосконалення технології видобування високов'язких нафт струминними насосами з використанням кавітаційних процесів. Монографія. Дрогобич: «Посвіт», 2022. 140 с. ISBN 978-617-8003-70-8, Умов. друк. арк. 8,13.

# ДОДАТОК А

## Витяг

## ДОДАТОК Б

### Рецензії

Я. М. Фем'яка на звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи кафедри видобування нафти і газу: «РОЗРОБЛЕННЯ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЕКОЛОГІЧНО-БЕЗПЕЧНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ»

У звіті наведено детальний аналіз сучасних викликів та методів удосконалення технологій видобутку природного газу з виснажених родовищ. Особлива увага приділяється проблемам обводнення свердловин, яке призводить до зниження дебітів газу та поступового припинення природного фонтанування. Впровадження плунжерних ліфтів як засобу для ефективного видалення води з газових свердловин є одним із ключових моментів тексту.

Автори чітко описують важливість попередньої оцінки можливостей застосування плунжерних ліфтів для конкретних геолого-промислових умов, що є важливим аспектом для забезпечення ефективної експлуатації свердловин. Окрім цього, розглянуто широкий спектр ускладнень, що супроводжують розробку газових та газоконденсатних родовищ на завершальній стадії, таких як корозія обладнання, гідратоутворення, парафіновідкладення та відкладення солей. Ці фактори значно впливають на стабільну роботу свердловин та потребують додаткових методів для їх вирішення.

Впровадження хімічних методів боротьби з цими ускладненнями, зокрема використання різних хімічних реагентів, є важливим напрямом розвитку технологій видобутку. Автор також наголошує на важливості оптимізації процесу винесення рідини для продовження терміну експлуатації свердловин, що працюють на межі рентабельності.

Детально описано також технологічні аспекти вдосконалення експлуатації свердловин, зокрема використання бурових станків та піднімальних агрегатів для дослідження і освоєння свердловин. Це дозволяє зменшити витрати на додаткову техніку та забезпечує динамічне збудження свердловини для очищення

привибійної зони від кольматанта.

Важливим аспектом є також використання кавітаційно-пульсаційних коливань для інтенсифікації видобування нафти. Ці методи, особливо при одночасній дії декількох факторів, таких як температурний вплив та циклічна зміна тиску, можуть суттєво підвищити ефективність видобування.

Загалом, звіт надає всебічний огляд сучасних проблем та методів їх вирішення у сфері видобутку природного газу та нафти. Він підкреслює важливість комплексного підходу до вирішення технічних ускладнень та впровадження інноваційних технологій для підвищення ефективності видобування.

**Д-р техн. наук,  
професор буріння свердловин**

**Ярослав ФЕМ'ЯК**

## **ДОДАТОК В**

### **Наукові результати кафедри**

**«Видобування нафти і газу» за 2023-2024 навчальний рік**

#### **ПІДРУЧНИКИ:**

1. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛАНТ, 2023. 567 с. ISBN – 978-966-694-428-6.

#### **НАВЧАЛЬНІ ПОСІБНИКИ, СЛОВНИКИ, ЕНЦИКЛОПЕДІЇ:**

1. Л.Б. Мороз, А.В. Угриновський, Л.І. Матіїшин. Проектування розробки нафтових родовищ: курсове проектування. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 36 с.

2. Moroz L.B., Ugrinovskiy A.V., Matiishyn L.I. Engineering of oil field development: course design. - Ivano-Frankivsk: IFNTUOG, 2023. - 35 p.

3. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І., Дремлюх Н.С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: Практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 115 с.

4. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ : курсове проектування. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 84 с.

5. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : курсове проектування. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 93 с

6. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Магістерська робота : методичні вказівки. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 78 с

7. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Угриновський А.В., Дремлюх Н.С., Матіїшин Л.І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : лабораторний практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023. 130 с.

8. Дремлюх, Н. С. Основи нафтогазової промисловості [Текст] : практикум / Н. С. Дремлюх, А. В. Угриновський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ,



2023. – 53 с. – (Каф.видобування нафти і газу). Шифр: 622.279 Авторський знак: Д73.

9. Грицанчук А.В., Якимечко Я.Я. Проектування систем збору нафтопромислової продукції. Курсове проектування для студентів спеціальності 185- Нафтогазова інженерія та технології – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2023.

**- СТАТТІ У ЖУРНАЛАХ, ЩО ІНДЕКСУЮТЬСЯ В НАУКОМЕТРИЧНИХ БАЗАХ ДАНИХ WOS ТА/АБО SCOPUS**

№	Повні відомості про статті з веб-адресою електронної версії: обрати прізвища авторів, які належать до списку авторів, квартиль Q	Наукометрична база даних	Квартиль Q
1.	Oleksii Udovchenko, Jacek Blicharski, Liliia Matiishyn. A case study of gas-condensate reservoir performance with gas cycling. Arch. Min. Sci. 69 (2024), 1, 25-49. <a href="https://doi.org/10.24425/ams.2024.149825">doi.org/10.24425/ams.2024.149825</a>	Scopus	Q3
2.	Kindrachuk M.V. Thermoelectric Generators Current Intensifies / Kindrachuk M.V., Volchenko D.O., Zhuravlev D.Yu., Ostashuk M.M., Kachmar R.Ya. // J. Nano- Electron. Phys. -2023. - V.15, №4, 04038. <a href="https://jnep.sumdu.edu.ua/jnep_15_4_04038">https://jnep.sumdu.edu.ua/jnep_15_4_04038</a>	Scopus	Q4
3.	Kindrachuk M. Wear-friction properties of friction pairs in disk-pad brakes / Kindrachuk M., Volchenko D., Fidrovska N., Dukhota O., Zhuravlev D., Ostashuk M., Porokhovskiy Y., Kharchenko V. // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 4/12 (124), 2023. – P. 56-61. <a href="https://journals.uran.ua/eejet/article/view/285699">https://journals.uran.ua/eejet/article/view/285699</a>	Scopus	Q3

4.	Moroz L.B. Investigation of the effect of polymer concentration in fracturing fluid on crack size and permeability during hydraulic fracturing / L.B. Moroz, A.V. Uhrynovskiy, G.M. Kogut // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. – 2023. –122(2), pp. 70–77.	Scopus	Q3
5.	Poberezhna, L., Poberezhnyi, L., Shkitsa, L., Hrytsanchuk, A., Korol, O., Berezhenko, B., & Berezhenko, E. (2024). Predicting environmental risks in case of oil and gas equipment failures. <i>Procedia Structural Integrity</i> , 59, 739-744.	Scopus	-

### СТАТТІ У ФАХОВИХ ВИДАННЯХ, КАТЕГОРІЯ Б

1. Матківський С.В., Матіішин Л.І. Оцінка впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивні характеристики видобувних свердловин. Прикарпатський вісник наукового товариства ім. Т. Г. Шевченка, Число, №18 (68). 2023. С. 98-107.

2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023 №3 (88). С. 34-41. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-3(88)-34-41

3. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Підвищення ефективності гідравлічного розриву пласта у свердловинах на виснажених газових покладах. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023 №4 (86).

4. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Особливості експлуатації обводненої газової свердловини плунжерним ліфтом. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2024 №1 (86). С

5. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Розроблення складу тампонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід у привибійній зоні пласта. Нафтогазова енергетика. 2024. №1 (37). С.

6. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Визначення прогнозних технологічних показників розробки двопластового газового родовища

за газового режиму спільною сіткою свердловин та експлуатації їх з постійним гирловим тиском. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023 №3 (88). С. 34-41. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-3(88)-34-41

7. Фідровська Н.М. Взаємозалежність конструктивних і експлуатаційних параметрів фрикційних вузлів гальм / Фідровська Н.М., Кіндрачук М.В., Вольченко Д.О., Бекіш І.О., Бурава О.С., Ніщук В.В. // Вісник ХНАДУ. – Харків, 2023. – Вип. 101 – С.20-30.

8. Кіндрачук М.В. Оцінка ресурсу пар тертя дисково-колодкових гальм транспортних засобів / Кіндрачук М.В., Вольченко Д.О., Скрипник В.С., Журавльов Д.Ю., Гуменюк І.А., Лунін В.М., Харченко В.В. // Проблеми тертя та зношування НАУ. – Київ, 2023. – №4(101). – С.4-18.

9. Кіндрачук М.В. Узагальнений метод визначення поверхнево-об'ємної температури елементів фрикційних вузлів / Кіндрачук М.В., Вольченко Д.О., Андрейчіков Є.Ю., Бурава О.С., Присяжний А.В., Ніщук В.В. // Проблеми тертя та зношування НАУ. – Київ, 2024. – №1(102). – С.28-39.

10. Вольченко Д.О. Стадії нагрівання і охолодження пар тертя гальмівних пристроїв / Вольченко Д.О., Кіндрачук М.В., Дем'янчук Я.М., Возний А.В., Бурава О.С., Присяжний А.В., Ніщук В.В. // Проблеми тертя та зношування НАУ. – Київ, 2024. – №2(103). – С.

11. Olha Ovetska, Sergiy Oveckiy. Management of development projects of oil and gas companies in the PEC format: status and prospects. *Modern engineering and innovative technologies*, 33.

12. Овецький С. О. Дослідження капілярного введення хімічних речовин у продуктивні пласти для збільшення дебіту свердловин. [Текст] /С. О. Овецький, Я. Я. Якимечко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2023. - № 3(88) - С. 15-23.

13. Угриновський А.В. Аналіз особливостей застосування капілярних систем на газових свердловинах родовищ Передкарпаття / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, Т.В. Потятинник, Р.І. Дирів, В.Б. Рушак // Нафтогазова енергетика. – 2024. - № 1.

14. Купер І.М. Михайлишин Б.І. Пристрій для впливу на при вибійну зону свердловин виснажених родовищ.»Mining of mineral Deposits» ISSN 2415-3443 (Online).

15. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Удосконалення рецептури рідини гідророзриву. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.-Івано-Франківськ.-2024.-Вип.38.

16. Мороз Л.Б. Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням гідравлічного розриву пласта [Текст] / Л. Б. Мороз, Б. М. Григораш, А. В. Жекало// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2023 р. - №3 (88). – С.68-78. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-3(88)-68-78

17. Якимечко Я.Я. Алгоритм розрахунку технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки [Текст] / Я.Я. Якимечко // Sworld. & D.A. Tsenov Academy of Economics, Svishtov, Bulgaria - Issue No18 Part 1 March 2023. – Т 1, № 18 – pp. 20-32.

18. Грицанчук А, Грицанчук В, Станецький А, Рябко Г.Ф, Семисюк О. Інтегровані підходи до управління корозійними ризиками в промислових трубопроводах. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. № 3(88) (2023) С.7-14.

19. Локтєв А., Локтєв О. Грицанчук А. ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩЕННЯ ВИДОБУВАННЯ ФЛЮЇДІВ З ПІЩАНО-ГЛИНИСТИХ ТОВЩ У МЕЖАХ ПЕРЕДКАРАТСЬКОГО ТА ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГІНІВ. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. № 3(88) (2023) С. 79-88.

20. С. Я. Григорський, Н. Я. Дрінь, О. В. Іванов, А.В. Грицанчук, Т. Ю. Пиріг. ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ ПРОЦЕСУ ПІДГРІВУ БІТУМУ ДО ТЕХНОЛОГІЧНО НЕОБХІДНОЇ ТЕМПЕРАТУРИ. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. № 4(89) (2023) С. 79-88.

21. Псюк М.О. Визначення піноутворювальної здатності поверхнево-активних речовин методом Росс-Майлса. / М.О. Псюк. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ 2023. № 3(88). – с. 42 – 48.

## - ТЕЗИ ДОПОВІДЕЙ У МАТЕРІАЛАХ КОНФЕРЕНЦІЙ

1. Liliia MATIISHYN. Characteristics of the main technologies for obtaining nitrogen to increase the coefficient of hydrocarbons. The 35th International scientific and practical conference “Modern methods of solving scientific problems of reality” (September 05 – 08, 2023) Varna, Bulgaria. International Science Group. 2023. 195 p. Pp. 134-136. [DOI – 10.46299/ISG.2023.1.35](https://doi.org/10.46299/ISG.2023.1.35)

1. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І., Дремлюх Н.С. Оцінка за промисловими даними умов фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Міжнародний нафтогазовий форум «Нафтогазова енергетика-2023» Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023. С. 63-65.

2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р. Матіішин Л.І. Видобуток залишкового газу з виснажених газових покладів нагнітанням у пласт неуглеводневих газів і рідин. Міжнародний нафтогазовий форум «Нафтогазова енергетика-2023» Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023. С. 96-97.

3. Лілія МАТІІШИН, Владислав НОРКА. The 36th International scientific and practical conference “Current trends in the development of youth theories” (September 12 – 15, 2023) Ankara, Turkey. International Science Group. 2023. 212 p. P. 194-196. [DOI – 10.46299/ISG.2023.1.36](https://doi.org/10.46299/ISG.2023.1.36)

4. Liliia MATIISHYN, Roman SULIMOV. Investigation of hydraulic fracturing process parameters and its impact on gas well performance. Congress book. The 6th International Fuel Congress. New Technologies – Clean Energy. 12-13 October, 2023. Ivano-Frankivsk.

5. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Вибір області застосування плунжерного ліфта для експлуатації обводненої газової свердловини за різних значень водного фактора. Міжнародний нафтогазовий форум «Нафтогазова енергетика-2023» Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023. С. 63-65.

6. Вольченко Д.О. Дослідження причин відкладення солей / Вольченко Д.О. // Міжнародний науковий форум «Нафтогазова енергетика» 12-14 жовтня 2023. Збірник тез. Івано-Франківськ, 2023. – С.95-96.

7. Вольченко Д.О. Алгоритм визначення ентропії і ентальпії у фрикційних вузлах гальмових пристроїв / Вольченко Д.О., Нікіпчук С.В.,

Фідровська Н.М., Мусаєв З.Р., Караван Р.А. // Збірник тез доповідей міжнародної конференції «Енергетичні установки та альтернативні джерела енергії» 11-12 березня 2024 р. Харків, ХНАДУ, 2024. – С. 126-129.

8. Вольченко Д. Особливості та механізм асфальтосмолопарафінових відкладень на поверхні свердловинного нафтопромислового обладнання і методи їх запобігання та ліквідації / Вольченко Д., Псюк М.О., Малик В. // Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали ІХ Всеукраїнської науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 9-10 травня 2024 р.). – Дрогобич: ТзОВ«Трек-ЛТД», 2024. – С. 32-37.

9. Псюк М.О. Вивчення впливу концентрації соляної кислоти на проникність карбонатних гірських порід / Вольченко Д., Штерєб В. Псюк М.О.// Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали ІХ Всеукраїнської науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 9-10 травня 2024 р.). – Дрогобич: ТзОВ«Трек-ЛТД», 2024. – С. 46-49.

10. Вольченко Д. Особливості кріплення привибійної зони смолами / Вольченко Д., Псюк М.О., Шимко С. // Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали ІХ Всеукраїнської науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 9-10 травня 2024 р.). – Дрогобич: ТзОВ«Трек-ЛТД», 2024. – С. 52-54.

11. Вольченко Д. Прогнозування солевідкладень при видобутку нафти / Вольченко Д., Сулімов Р., Шимко М. // Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали ІХ Всеукраїнської науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 9-10 травня 2024 р.). – Дрогобич: ТзОВ«Трек-ЛТД», 2024. – С. 54-57.

12. Овецький С.О. Модернізація способу визначення капілярного тиску і проникності за допомогою експериментального лабораторного стенду [Текст] / С.О. Овецький, Я. Я. Якимечко // Нафтогазова енергетика. - 2024. - №. - С.

13. Olha Ovetska, Sergiy Oveckiy. Use of the gap analysis methodology in the management of development projects of oil and gas industry enterprises. «*The Importance of Innovation for the Modern World '2024*». Scientific and practical international conference, Germany, **June 20, 2024**. Karlsruhe,

14. Угриновський А.В., Мороз Л.Б., Потятинник Т.В., Дирів Р.І., Рушак В.Б. Проблеми та перспективи застосування капілярних систем на газових свердловинах родовищ передкарпаття // МІЖНАРОДНИЙ НАУКОВИЙ ФОРУМ НАФТОГАЗОВА ЕНЕРГЕТИКА . - Івано-Франківськ, 12–14 жовтня 2023 р.

15. Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на завершальній стадії розробки нафтових родовищ. The V International Scientific and Practical Conference «Priority directions of science development», February 06 – 08, 2023, Hamburg, Germany. P.324-327.

16. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Вплив механічних властивостей порід колекторів на параметри гідравлічного розриву пласта. Всеукраїнська науково-практична конференція “нафта і газ. наука-освіта-виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку” VIII Всеукраїнська науково-практична конференція . м. Дрогобич 11-12 травня 2023р.

17. Купер І.М. Михайлишин Б.І. Освоєння свердловин виснажених родовищ. Міжнародний нафтогазовий форум Нафтогазова енергетика 2023. Енергетичний перехід. Буковель 12-14 жовтня 2023 року.

18. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Екологічні ризики під час гідравлічного розриву сланцевих пластів Матеріали VIII міжнародної науково-практичної конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування». Львів, 9-12 жовтня 2023 року. С 415-417.

19. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Рідина ГРП на гуаровій основі. Міжнародний нафтогазовий форум Нафтогазова енергетика 2023. Енергетичний перехід. Буковель 12-14 жовтня 2023 року,

20. V. Kuruts , L. Moroz. Analysis of sand production in oil wells and gravel packing designing. Congres Book. The 6th International Fuel Congres. 12-14 November, 2023. Ivano-Frankivsk. Ukraine.

21. Мороз Л.Б., Григораши Б.М. Дослідження впливу фільної, фобної і дисперсної фаз на продуктивність привибійної зони свердловин. Міжнародний нафтогазовий форуму «Нафтогазова енергетика-2023» 12-14 жовтня 2023 с. Поляниця.

22. Мороз Л.Б., Жекало А.В., Мороз М.А. Дослідження проблем та перспектив збільшення видобутку вуглеводнів із застосуванням методів інтенсифікації припливу до свердловин // Modern research in science and education. Proceedings of the 5th International scientific and practical conference. BoScience Publisher. Chicago, USA. 2024. Pp. 323-333. URL: <https://sci-conf.com.ua/v-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-modern-research-in-science-and-education-11-13-01-2024-chikago-ssha-arhiv/>

23. Мороз Л.Б., Загоскін О.О., Григораш Б.М. Системи розробки нафтових родовищ із підтримуванням пластового тиску // *Science and society: modern trends in a changing world. Proceedings of the 3rd International scientific and practical conference. MDPC Publishing. Vienna, Austria. 2024. Pp. 153-160.* URL: <https://sci-conf.com.ua/iii-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-science-and-society-modern-trends-in-a-changing-world-19-21-02-2024-viden-avstriya-arhiv/>

24. Мороз Л.Б., Григораш Б.М., Загоскін О.О. Дослідження методів діяння на привибійну зону пласта, насиченого високопарафіністою нафтою // VII Міжнародна науково-практична конференція «Global Science: Prospects And Innovations» 1-3.03.2024 року Ліверпуль, Великобританія. Pp. 224-230. <https://sci-conf.com.ua/vii-mizhnarodna-naukovo-praktichna-konferentsiya-global-science-prospects-and-innovations-1-3-03-2024-liverpul-velikobritaniya-arhiv/>

25. Ярослав Якимечко, Сергій Овецький, СУЧАСНІ МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ З ПЛАСТА, *Sworld-Us Conference proceedings: № usc17-01 (2023): Організація наукових досліджень в сучасних умовах '2023.*

26. Якимечко, Я. (2023). ДОСЛІДЖЕННЯ КОЛИВАНЬ ТИСКУ, ЯКІ СТВОРЮЮТЬСЯ ГІДРОДИНАМІЧНИМ КАВІТАТОРОМ. *Sworld-Us Conference Proceedings, 1(usc21-01)*, 8–12. <https://doi.org/10.30888/2709-2267.2023-21-01-006>.

27. Якимечко Я.Я. Застосування кавітаційно-хвильової технології для інтенсифікації видобування високов'язких нафт / Якимечко Я.Я. // Міжнародний нафтогазовий форум «Нафтогазова енергетика-2023»: тези доповіді міжнар. наук.-техн. конф., 12 -14 жовтня 2023 р. – Івано-Франківськ, 2023. – С. 61-62.



28. Якимечко Я.Я. Інтенсифікація припливу вуглеводнів з пласта сучасними методами / Якимечко Я.Я. // Міжнародний нафтогазовий форум «Нафтогазова енергетика-2023»: тези доповіді міжнар. наук.-техн. конф., 12 -14 жовтня 2023 р. – Івано-Франківськ, 2023. – С. 93-94.

29. Якимечко, Я. (2023). ЗМІНА ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТИ ГІДРОДИНАМІЧНИМ КАВІТАТОРОМ. International periodic scientific journal ONLINED. A. Tsenov Academy of Economics - Svishtov (Bulgaria). *SWorldJournal*, 1(22-01), 13–25, Indexed in INDEX COPERNICUS (ICV: 87) GOOGLESCHOLAR, ORCID ID: 0000-0002-4406-0094. ISSN (Online): 2663-5712 DOI: 10.30888/2663-5712. <https://doi.org/10.30888/2663-5712.2023-22-01-026>.

30. Грицанчук А., Грицанчук В., Максимюк Д. ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК СПІНЮВАННЯ ПАР ЗА МЕТОДОМ РОСС-МАЙЛСА. Міжнародний науковий форум. Нафтогазова енергетика. 12-14 жовтня 2023р. Івано-Франківськ. С.21

31. Грицанчук А., Ільчишин В. ВСТАНОВЛЕННЯ НОРМУВАННЯ ВИТРАЧАННЯ ІНГІБІТОРІВ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ. Міжнародний науковий форум. Нафтогазова енергетика. 12-14 жовтня 2023р. Івано-Франківськ. С.22-23

32. Грицанчук А., Хомазюк О. ДОСЛІДЖЕННЯ НОРМ ВИТРАТ ІНГІБІТОРУ КОРОЗІЇ ДЛЯ ПРОТИКОРОЗІЙНОГО ЗАХИСТУ. Міжнародний науковий форум. Нафтогазова енергетика. 12-14 жовтня 2023р. Івано-Франківськ. С.23-24

33. Грицанчук А., Дудник О., Малий О. ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИПАДАННЯ АСПВ У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА. Міжнародний науковий форум. Нафтогазова енергетика. 12-14 жовтня 2023р. Івано-Франківськ. С.25-26

34. Грицанчук А., Пілка М. ЗАСТОСУВАННЯ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ НА ЕТАПІ ОЦІНКИ ТА АНАЛІЗУ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЕКТІВ. Міжнародний науковий форум. Нафтогазова енергетика. 12-14 жовтня 2023р. Івано-Франківськ. С.26-29

35. L. Poberezhna, L. Poberezhnyi, L. Shkitsa, O. Korol, B. Berezhenko. Hrytsanchuk A. PREDICTING ENVIRONMENTAL RISKS IN CASE OF OIL AND GAS EQUIPMENT FAILURES. VII Міжнародна науково-технічна конференція

«Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» 18-20 жовтня 2023 року. Тернопіль.

36. Andrii Hrytsanchuk. Andrii Stanetsky, Oleksandra Semysiuk, Halyna Riabko. CORROSION MANAGEMENT IN INDUSTRIAL PIPELINES: STRATEGIES FOR PROTECTION AND MONITORING. XIII Міжнародна науково-практична конференція «Information and innovative technologies in the development of society», 02-05 квітня 2024 р., Афіни, Греція

### **- ПАТЕНТИ/ АВТОРСЬКЕ ПРАВО**

1. Спосіб визначення капілярної проникності. Овецький С. О., Якимечко Я. Я., Бухвак Ю. Т., Псюк М. О., Матіїшин Л. І., Мартинець О. Р. 5 с.

2. Грицанчук А.В., Семисюк О.Г., Рябко Г.Ф.Методика визначення ділянок трубопроводів із підвищеним ризиком газогідратної корозії. **Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 125966 від 25 квітня 2024 р.**

Завідувач кафедри ВНГ

Лілія МАТІЇШИН

# ДОДАТОК Г

## План

### проведення та виконання кафедральної НДР

#### науково-педагогічних працівників на 2021-2022 навчальний рік

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

№ зп	Показники наукової діяльності науково-педагогічного працівника	ПЛАНОВІ нормативні показники		ФАКТИЧНІ нормативні показники	
		К-сть	Години	К-сть	Години
1.	Участь у виконанні кафедральної держбюджетної науково-дослідної роботи (НДР)	13	400	14	400
2.	Участь у виконанні г/т, держ.МОНУ; Грантових угодах			2	60
3.	Монографії, - з них закордоном				
5.	Статті у фахових виданнях	15	1690	21	1332
	Статті у наукометричних виданнях	7	660	5	293
	Тези	28	1055	36	1090
6.	Проведення наукових заходів (конференції, семінари)				
7.	Участь у наукових заходах - в ІФНТУНГ - за межами вузу				
8.	Захист дисертації канд/докт.				
9.	Подано/отримано охоронних документів	3	90	2	77
10.	Подано проектів наукових робіт та науково-технічних (експериментальних) розробок на конкурси)	2	100	2	100
11.	Підготовлено студентів на конкурси/олімпіади (ППП студента, група) - 1 тур - 2 тур - з них переможці :			2	40
12.	Кількість опублікованих статей за участю студентів, усього, з них: - самостійно студентами	4		5	100
13.	Інше (Індекс Гірша)				600
	Всього		3995		4092

В.о завідувача кафедри ВНГ

Лілія МАТІШИН

Директор інституту НГІ

Олег ВИТЯЗЬ

НДІНГЕіЕ

Галина РЯБКО