

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

**ЗВІТ**  
**про науково-дослідну держбюджетну роботу «Збільшення  
вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу України на  
різних стадіях розробки»  
(заключний).**

**Івано-Франківськ  
2023**

УДК 622.276 + 622.279

ІНВ. №

№ держреєстрації 0120U104353

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

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



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Проректор з наукової роботи  
д-р техн. наук, професор  
Олександр КОНДРАТ  
” \_\_\_\_\_ 2023 р.

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

**ЗБІЛЬШЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ НАФТИ І  
ГАЗУ УКРАЇНИ НА РІЗНИХ СТАДІЯХ РОЗРОБКИ  
(заключний)**

Директор НДНГЕіЕ  
канд. техн. наук, доцент

Богдан ТЕРШАК

Директор ІНГІ,  
д-р. техн. наук, професор  
в.о. зав. кафедри ВНГ  
керівник теми,  
д-р техн. наук, професор

Олег ВИТЯЗЬ

Лілія МАТІЇШИН



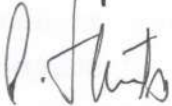



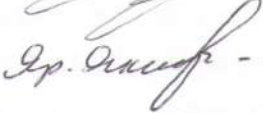

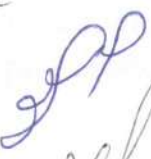




Олександр КОНДРАТ

**Івано – Франківськ 2023**

Рукопис закінчено 23.06.2023 р.

Результати роботи розглянуто Вченою радою інституту нафтогазової інженерії.  
Протокол № 6 від “28” червня 2023 року

## СПИСОК АВТОРІВ

Д-р техн. наук, професор		Олександр КОНДРАТ
Д-р техн. наук, професор		Роман КОНДРАТ
Д-р техн. наук, професор		Ярослав ТАРКО
Канд. техн. наук, доцент		Іван КУПЕР
Канд. техн. наук, доцент		Леся МОРОЗ
Канд. техн. наук, доцент		Сергій ОВЕЦЬКИЙ
Канд. техн. наук, доцент		Ярослав ЯКИМЕЧКО
Канд. техн. наук, доцент		Андрій ГРИЦАНЧУК
Канд. техн. наук, доцент		Лілія МАТІШИН
Канд. техн. наук, доцент		Ольга ДУБЕЙ
Асистент		Мар'ян ПСЮК
Нормоконтролер		Лілія ГІНА
НДіНЕіЕ		Галина РЯБКО

## РЕФЕРАТ

Звіт про держбюджетну НДР: 78 с., 14 рис., 1 табл., 4 дод., 53 джерел.

### ***ІНТЕСИФІКАЦІЯ, ГАЗОВИЙ ГІДРАТ, РЕЖИМ РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ, ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ, КРІПЛЕННЯ, ДОРОЗРОБКА, СТАБІЛЬНА РОБОТА, ОБВОДНЕННЯ***

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

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

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

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

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ .....	6
2 ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ.....	17
2.1 Інтенсифікація видобування нафти за допомогою струминного насоса з використанням енергії нагнітальних свердловин .....	17
2.2 Аналіз можливості використання струминних апаратів у системах видобування нафти.....	21
2.3 Дослідження технологічних аспектів комплексної дії на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації дебітів нафти і газу .....	23
2.4 Дослідження впливу концентрації полімеру в рідині гідророзриву на розмір і проникність тріщин при гідравлічному розриві пласта .....	32
3 БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕСАТНИХ СВЕРДЛОВИН .....	35
3.1 Інтенсифікація роботи обводнених газових (газоконденсатних) свердловин і захист газопромислового обладнання від корозії за допомогою поверхнево- активних речовин та інгібіторів.....	35
3.2 Дослідження впливу товщини і проникності гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини і розроблення складу тампонажного розчину для кріплення порід привибійної зони пласта.....	38
3.3 Дослідження умов стабільної роботи газоконденсатних свердловин за рахунок власної енергії пластового газу.....	41
4 НЕШАБЛОННИЙ ПІДХІД ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ПАЛИВНИХ РЕСУРСІВ... 50	
4.1 Підвищення нафтовилучення шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску .....	50
4.2 Використання газогідратних технологій для видобування паливних ресурсів у складних умовах .....	55
ВИСНОВКИ.....	58
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	62
ДОДАТОК А ВИТЯГ .....	68
ДОДАТОК Б Рецензії.....	69
ДОДАТОК В Наукові результати кафедри .....	73
ДОДАТОК Г План проведення та виконання кафедральної НДР .....	78

## ВСТУП

Звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи містить основні результати, одержані викладачами кафедри видобування нафти і газу у 2020-2023 роках під час роботи над кафедральною держбюджетною науково-дослідною роботою: «Удосконалення процесів розробки нафтових і газових родовищ з метою підвищення кінцевого нафтогазоконденсатовилучення».

Велика кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки. Розробка газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії характеризується ускладненнями, що порушують стабільну роботу газових і газоконденсатних свердловин: 1) обводнення свердловин, 2) корозія промислового свердловинного обладнання, 3) гідрато-утворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) парафіновідкладення на стінках НКТ (має місце у тому випадку, якщо газовий конденсат містить значну кількість важких фракцій); 5) відкладення солей у привибійній зоні свердловини, у стовбурах і шлейфах свердловин. Наведені вище ускладнення призводять до зниження дебітів експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин. У найбільшій мірі це стосується обводнення свердловин. Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин у стовбур обводненої свердловини заповнюють розчини спінюючих ПАР. Одним із можливих методів боротьби з вищеперерахованими ускладненнями є хімічний метод, тобто використання різних хімічних реагентів. Важливим і перспективним напрямком цього методу є розроблення і використання комплексних інгібіторів, що володіють багатофункціональними властивостями. В результаті застосування комплексних інгібіторів можна досягти збільшення дебітів свердловин.

# 1 УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

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

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

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

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

Із спільного розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою

свердловини, формули Адамова Г. А. для руху газу у вертикальних трубах свердловини і формули для пропускної здатності лінійного горизонтального газопроводу отримано аналітичну залежність кінцевого пластового тиску від наведених визначальних чинників:

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

де

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{\mu_{сер.п} Z_{сер.п} P_{ат} T_{nl}}{\pi k h T_{ст}} \left( \ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right), \\ B &= \frac{\rho_{ст} Z_{сер.п} P_{ат} T_{nl}}{2\pi^2 h^2 l T_{ст}} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right), \\ \Theta &= 0,0133 \lambda_{cv} \frac{T_{сер.св}^2 Z_{сер.св}^2}{d_{вн.св}^5} (e^{2S_{cv}} - 1), \\ D &= \frac{\lambda_T \bar{\rho}_2 Z_{сер.т} T_{сер.т} L_T}{0,32^2 E^2 d_{вн.т}^5}, \end{aligned} \right\} \quad (1.2)$$

$q$  – дебіт газу за стандартних умов;  $P_{пл}$ ,  $P_k$ ,  $P_{ат}$  – відповідно тиск пластовий, на вході в УКПГ та атмосферний;  $L_{св}$ ,  $L_T$  – відповідно глибина опускання насосно-компресорних труб і довжина викидної лінії свердловин;  $d_{св}$ ,  $d_T$  – відповідно внутрішній діаметр насосно-компресорних труб і викидної лінії свердловини;  $T_{пл}$ ,  $T_{ст}$ ,  $T_{сер.св}$ ,  $T_{сер.т}$  – відповідно температура пластова, стандартна, середня у стовбурі і середня у викидній лінії свердловини;  $R_k$ ,  $r_c$  відповідно радіус зони дренажування (контуру живлення) свердловини і радіус свердловини за долотом;  $A$ ,  $B$  – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта;  $\bar{\rho}_2$  – відносна густина газу;  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем ( $C_1$ ,  $C_3$ ) і характером ( $C_2$ ,  $C_4$ ) розкриття пласта;  $\rho_{ст}$  – густина газу за стандартних умов;  $\lambda_{св}$ ,  $\lambda_T$  – коефіцієнт гідравлічного опору відповідно насосно-компресорних труб і викидної лінії свердловини;  $\mu_{сер.п}$ ,  $Z_{сер.п}$  – середнє значення відповідно динамічного коефіцієнта в'язкості і коефіцієнта стисливості газу у зоні дренажування свердловини;  $Z_{сер.св}$ ,  $Z_{сер.т}$  – коефіцієнт стисливості газу за середніх значень тиску і температури відповідно у насосно-компресорних трубах і



викидній лінії свердловини;  $E$  – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив рідини у пластовій продукції на зменшення пропускної здатності викидної лінії;  $q$ , тис.м<sup>3</sup>/доб;  $P_{пл}$ ,  $P_k$ ,  $P_{ат}$ , МПа;  $T_{пл}$ ,  $T_{ст}$ ,  $T_{сер.с}$ ,  $T_{сер.т}$ , К;  $L_c$ ,  $L_T$ ,  $R_k$ ,  $r_c$ ,  $h$ ,  $l$ , м;  $k$  – м<sup>2</sup>;  $\mu$ , Па·с;  $A$  (МПа)<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>;  $B$  (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>.

Якщо в розрахунках виходять з тиску на гирлі свердловини  $P_y$ , то у формулу (1) замість тиску на вході в установку комплексної підготовки газу підставляють гирловий тиск ( $P_k=P_y$ ), а комплексний параметр  $D$  приймають рівним нулю ( $D=0$ ).

Залежність (1) встановлює зв'язок між пластовим тиском і робочими параметрами експлуатації свердловини, фільтраційними характеристиками привибійної зони пласта і конструктивними особливостями вибою, колони НКТ і викидної лінії. З використанням її можна за промисловими даними експлуатації конкретної свердловини встановити чинники, які викликають найбільші втрати тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ, і оперативно прийняти заходи щодо їх зменшення.

Аналіз залежностей (1) і (2) свідчить про велику кількість напрямів мінімізації значення кінцевого пластового тиску і відповідно максимізації кінцевого газовилучення. Розглянемо деякі з них. Нами проведено дослідження впливу на кінцевий пластовий тиск і коефіцієнт газовилучення робочого гирлового тиску, дебіту газу і ступеня зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта  $A$  і  $B$ . Дослідження проводилися для умов реальних родовищ. Результати досліджень свідчать про ефективність оброблення привибійних зон для зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  на всіх стадіях розробки родовища. Найбільший абсолютний приріст дебіту газу досягається при обробленні привибійних зон пласта у початковий період розробки родовищ. При цьому кінцевий коефіцієнт газовилучення значно зростає із зменшенням значень коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  до 4-4,5 разів, а у подальшому змінюється мало.

На завершальній стадії розробки родовищ абсолютний приріст дебіту газу від оброблень привибійної зони пласта є незначним у зв'язку з низьким поточним дебітом свердловин, а кінцевий коефіцієнт газовилучення мало зростає із

збільшенням ступеня зниження коефіцієнтів  $A$  і  $B$ . Характерним є більше відносне зростання дебіту газу при обробленні привибійних зон пласта на завершальній стадії розробки родовищ порівняно з початковою стадією. Оброблення привибійних зон пласта на виснажених родовищах для очищення пористого середовища від рідини і твердої фази і підвищення його проникності порівняно з природним значенням покращує умови видобування газу. На завершальній стадії розробки родовищ на підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення істотно впливає зниження гирлового тиску. Цей вплив тим більший, чим менший дебіт газу. Тому для забезпечення високих значень кінцевого газовилучення з виснажених родовищ необхідно поєднувати методи оброблення привибійної зони, зниження робочого тиску на гирлах свердловин до мінімально можливого значення та забезпечення стабільної експлуатації свердловин з мінімальним економічно рентабельним дебітом газу.

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

Реальні газові поклади характеризуються макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів. У більшості випадків найбільш проникна і продуктивна центральна частина покладів, а в напрямі до периферії проникність пластів зменшується. Тому на практиці основну кількість видобувних свердловин розміщують в центральній частині покладів за згущеною сіткою, а на периферії застосовують розріджену сітку розміщення свердловин. У процесі розробки газових покладів пластовий тиск швидше знижується у високопроникній зоні і повільніше - у низькопроникній зонах. Між зонами створюється перепад тиску, під дією якого газ із низькопроникних зон з більшим пластовим тиском перетікає в зону з меншим тиском. На момент зниження пластового тиску у високопроникній зоні до значення, яке відповідає мінімально рентабельному дебіту газу і припиненню експлуатації свердловин у цій зоні, у низькопроникних зонах ще знаходиться значні залишкові запаси невідібраного газу.

В ІФНТУНГ з використанням результатів математичного моделювання

взаємодії різнопроникних ділянок у газовому покладі запропоновано такі технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок: 1) періодична експлуатація видобувних свердловин, розміщених на високопроникних ділянках; 2) проведення у свердловинах на високопроникних ділянках потужних гідравлічних розривів пласта зі створенням тріщин великого радіусу; 3) забурювання у свердловинах на високопроникних ділянках бокових стовбурів великої довжини; 4) буріння на низькопроникні ділянки похилоскерованих свердловин з горизонтальним закінченням стовбура і проведенням по всій довжині горизонтального стовбура поінтервальних гідравлічних розривів пласта.

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

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

розглядуваного процесу.

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

Розробка газових покладів за водонапірного режиму в умовах макронеоднорідної будови продуктивних відкладів і нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності супроводжується вибіркоким рухом води по найбільш проникних ділянках і пластах, що призводить до передчасного обводнення свердловин і защемлення водою значних об'ємів газу в обводненій зоні. В ІФНТУНГ запропоновано технології регулювання надходження води в газовий поклад і підвищення кінцевого газовилучення, суть якого полягає в нагнітанні азоту в приконтурні свердловини, розміщені на водонебезпечних напрямках. Для запобігання передчасного прориву азоту у видобувні свердловини рекомендується періодично запомповувати в нагнітальні свердловини певні об'єми води, водних розчинів ПАР і водних суспензій різних речовин для перекриття великих порових каналів і збільшення охоплення обводненої зони впливом азоту. При запомповуванні азоту в нагнітальні свердловини створюється гідродинамічний бар'єр і фільтраційний опір руху води, що сповільнює швидкість надходження води в поклад в зоні розміщення нагнітальних свердловин. В результаті відбувається вирівнювання фронту витіснення газу водою і сповільнюється в часі обводнення інших видобувних свердловин. Одночасно азот витісняє з обводненого пористого середовища частину раніше защемленого газу.

*5. Застосування твердих піноутворювальних ПАР для інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.*

Значна кількість газових покладів приурочена до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах надходження в газонасичену зону законтурної пластової води та обводнення свердловин. Для отримання високих значень поточних відборів газу і кінцевого газовилучення за водонапірного режиму потрібно забезпечити повне, безперервне видалення з вибою всієї води, що

поступає з пласта.

Період природного фонтанування обводнених газових свердловин можна штучно продовжити введенням у газорідинний потік піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР). При введенні ПАР у пластову воду в стовбурі свердловини і проходженні через неї газу утворюється піна, для винесення якої потрібна значно менша швидкість руху газу, ніж для винесення води. Можливі такі способи введення піноутворювальних ПАР у газорідинний потік: централізоване запомповування в затрубний простір з УКПГ по інгібіторопроводах; дозоване введення ПАР в затрубний простір з пригирлових бачків; періодичне запомповування в затрубний простір за допомогою пересувних насосних агрегатів розведених і в'язких розчинів ПАР; дозування ПАР шляхом використання НКТ в ролі контейнера для зберігання ПАР і експлуатації свердловини по затрубному простору; запомповування ПАР по капілярних трубках, змонтованих всередині НКТ; введення у свердловину по НКТ твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів, кульок, конусів та іншої форми та інші способи. Тверді піноутворювальні ПАР застосовують в тих випадках, коли інші способи введення ПАР в газорідинний потік є технічно неможливими або економічно недоцільними.

При застосуванні твердих ПАР потрібно, щоб швидкість падіння твердих ПАР у НКТ під час їхнього введення у свердловину перевищувала швидкість руху газорідинного потоку на гирлі, а дебіт газу був більшим за мінімально необхідний дебіт для винесення води з вибою на поверхню. У протилежному випадку тверді ПАР не потраплять на вибій або свердловина зупиниться внаслідок скупчення рідини на вибої. Тобто під час введення твердих ПАР у свердловину необхідно перевести її на відповідний технологічний режим роботи.

В ІФНТУНГ стосовно до застосування твердих ПАР для винесення рідини з вибою свердловин розроблено методику вибору технологічного режиму роботи обводнених свердловин під час введення в них циліндричних стержнів твердих ПАР.

В основу запропонованої методики покладені двочленна формула припливу

газу до вибою свердловини, формула Адамова Г.А. для руху у вертикальних трубах газу з вмістом рідкої фази, залежності для визначення фактичної і критичної швидкості руху газу на гирлі свердловини.

При фільтрації газу за двочленним законом приплив його до вибою свердловини описується формулою:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z + Bq_z^2, \quad (1.3)$$

де  $P_{пл}$ ,  $P_{виб}$  – відповідно пластовий і вибійний тиск, МПа;

$q_z$  – дебіт газу за стандартних умов, тис.м<sup>3</sup>/доб;

$A$ ,  $B$  – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта ( $A$ , МПа<sup>2</sup>·доб/тис.м<sup>3</sup>,  $B$ , (МПа·доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>).

Для невеликого діапазону зміни депресії на пласт, пов'язаного із зміною технологічного режиму експлуатації свердловини, можна записати:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z \quad (1.4)$$

або

$$q_z = K_{пр} (P_{пл}^2 - P_{виб}^2) \quad (1.5)$$

$$P_{виб}^2 = P_{пл}^2 - \frac{q_z}{K_{пр}} \quad (1.6)$$

де  $K_{пр}$  – коефіцієнт продуктивності свердловини тис.м<sup>3</sup>/доб/МПа<sup>2</sup>, значення якого визначають за результатами дослідження свердловини.

При русі в НКТ газорідинної суміші формула Адамова Г.А. записується у вигляді:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_{см}} + \theta_{см} q_{см}^2}, \quad (1.7)$$

де

$$q_{см} = \frac{q_z \rho_{z.см} + q_k \rho_k + q_v \rho_v}{\rho_{z.см}} = \frac{(\rho_{z.см} + \Phi_k \rho_k + \Phi_v \rho_v) q_z}{\rho_{z.см}} \quad (1.8)$$

$q_{см}$ ,  $q_z$ ,  $q_k$ ,  $q_v$  – дебіт відповідно газорідинної суміші, газу, конденсату і води, тис.м<sup>3</sup>/доб;

$\rho_{z.см}$ ,  $\rho_k$ ,  $\rho_v$  – густина відповідно газу за стандартних умов, конденсату і води,

кг/м<sup>3</sup> (якщо конденсатний фактор визначають у масових одиницях (кг/м<sup>3</sup>), то густину конденсату  $\rho_k$  із залежності (1.8) виключають);

$\Phi_k, \Phi_6$  – відповідно конденсатний і водний фактор, 10<sup>-3</sup> см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$S_{cm}, \theta_{cm}$  – комплексні параметри, значення яких при русі у НКТ газорідинної суміші визначають за формулами наведеними в роботах.

Дебіт газу можна виразити через швидкість його руху на гирлі свердловини:

$$q_z = W_y \frac{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y \cdot T_{cm}}{Z_y \cdot P_{am} \cdot T_y} \quad (1.9)$$

Прирівнявши праві частини рівнянь (1.6) і (1.7) і враховуючи залежність для дебіту газу (1.9), отримаємо:

$$P_{nl}^2 - W_y \frac{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y \cdot T_{cm}}{Z_y \cdot P_{am} \cdot T_y \cdot K_{np}} = P_y^2 e^{2S_{cm}} + \theta_{cm} \left[ \frac{(\rho_{z,cm} + \Phi_k \rho_k + \Phi_6 \rho_6)}{\rho_{z,cm}} W_y \frac{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y \cdot T_{cm}}{Z_y \cdot P_{am} \cdot T_y} \right]^2 \quad (1.10)$$

або

$$P_{nl}^2 - N \frac{P_y}{Z_y \cdot T_y \cdot K_{np}} W_y = P_y^2 e^{2S_{cm}} + \theta_{cm} \left( \frac{D \cdot N \cdot P_y}{Z_y \cdot T_y} \right)^2 W_y^2 \quad (1.11)$$

де

$$N = \frac{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot T_{cm}}{P_{am}}; \quad D = \frac{\rho_{z,cm} + \Phi_k \rho_k + \Phi_6 \rho_6}{\rho_{z,cm}} \quad (1.12)$$

Рівняння (1.11) є квадратичним відносно швидкості руху газу на гирлі свердловини  $W_y$  і розв'язується стандартним методом.

Швидкість руху газу на гирлі свердловини визначають за формулою:

$$W_y = 5,0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_z \cdot Z_y \cdot T_y}{P_y \cdot d_{\text{вн}}^2}, \quad (1.13)$$

де  $W_y$  – швидкість руху газу на гирлі свердловини, м/с;

$P_y$  – гирловий тиск, МПа;

$T_y$  – гирлова температура, К;

$d_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр НКТ, м;

Критичну швидкість руху газу на гирлі, за якої циліндричний стержень твердої ПАР буде знаходитися в рівновазі під дією сил тяжіння і швидкісного напору газорідного потоку, знаходять за формулою:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{d_q (\rho_q - \rho_z)}{C_D \cdot \rho_z}} = 3,62 \sqrt{\frac{d_q (\rho_q - \rho_z)}{C_D \cdot \rho_z}}, \quad (1.14)$$

де

$$\rho_z = 1,205 \cdot \bar{\rho}_z \cdot \frac{P_{виб} \cdot T_{виб}}{Z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{ст}}, \quad (1.15)$$

$d_q$  - діаметр частинок твердої фази, м;

$\rho_q$  - густина твердого ПАР, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_z$  - густина газу за вибійного тиску і вибійної температури, кг/м<sup>3</sup>;

$C_D$  - коефіцієнт лобового опору сфери,  $C_D = 0,40$ ;

До початку проведення розрахунків перевіряють тотожність значень  $W_y$  визначеного за формулою (1.13) і рівнянням (1.11). Якщо значення  $W_y$  відрізняється між собою, то потрібно уточнити значення вхідних параметрів у формулі (1.11), наприклад, коефіцієнта продуктивності свердловини  $K_{пр}$ , конденсатного  $\Phi_x$  і водного  $\Phi_e$  факторів.

Розрахунки з вибору технологічного режиму роботи обводненої газової (газоконденсатної) свердловини під час введення в НКТ твердих ПАР проводять у такій послідовності:

1. За фактичними промисловими даними про роботу свердловини (гирловий тиск, дебіти газу, конденсату і води уточнюють вибійний тиск за формулою (1.7) з врахуванням руху у НКТ двофазної газорідної суміші.

2. Визначають швидкість руху газу на гирлі свердловини  $W_y$  (за формулою (1.13)).

3. Визначають критичну швидкість руху газу на гирлі за формулою (1.14).

4. Якщо швидкість руху газу на гирлі менша критичної швидкості  $W_y < W_{кр,y}$ , то тверді ПАР падатимуть на вибій у потоці газорідної суміші в НКТ.

5. Якщо  $W_y > W_{кр,y}$ , то тверді ПАР підніматимуться потоком газу, що не



дозволить їм потрапити на вибій свердловини. Тому на період введення твердих ПАР у НКТ потрібно збільшити на певну величину тиск на гирлі. В результаті зменшиться дебіт газу і швидкість його руху на гирлі.

Потрібне (оптимальне) значення тиску на гирлі під час введення твердих ПАР у НКТ знаходять методом послідовних наближень. У першому наближенні задаються значенням гирлового тиску  $P'_y$  більшим за фактичний тиск приблизно на 0,5 – 1 МПа. Для заданого значення  $P'_y$  послідовно обчислюють швидкість руху газу на гирлі  $W'_y$  (за формулою (1.13)), дебіт газу  $q'_z$  (за формулою (1.9)), вибійний тиск  $P'_{виб}$  (за формулою (1.7)), критичну швидкість руху газу на гирлі (за формулою (1.14)). Порівнюють між собою розраховані значення швидкості руху газу на гирлі  $W'_y$  і критичної швидкості руху газу на гирлі  $W'_{кр.у}$ . Якщо  $W'_y > W'_{кр.у}$  задаються більшим значенням гирлового тиску  $P'_y$  і продовжують процес послідовних наближень до тих пір, поки фактична швидкість руху газу на гирлі не буде меншою критичної швидкості на 10-20 %.

6. Після введення ПАР у НКТ свердловину переводять на попередній режим роботи ( з попереднім значенням гирлового тиску).

Програма апробована для умов конкретних свердловин.

## **2 ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ**

### **2.1 Інтенсифікація видобування нафти за допомогою струминного насоса з використанням енергії нагнітальних свердловин**

На морських нафтогазових родовищах під час видобування вуглеводнів спостерігається їх обводнення в силу різноманітних геологічних і технологічних факторів. Вміст пластової води в нафті на кінцевій експлуатації родовища може досягати 80 %. Пластова вода – це сильно мінералізоване середовище з вмістом солей до 2500 мг/л, тобто вона являється токсичним і агресивним середовищем з точки зору корозії. Зберігати її довго на платформі не можна так як може відбуватися корозійне руйнування резервуарів і трубопроводів. Скидати пластову воду у море заборонено через забруднення морського середовища, що може негативно відобразитися на підводній флорі та фауні. Це не потрібний баласт, на транспортування якого даремно витрачається енергія. В той же час на промислах після відповідної очистки пластова вода закачується назад в продуктивні пласти для підтримання пластового тиску. В даний час заводнення - високопотенційний метод розробки і збільшення нафтовилучення із пластів, який практично застосовується за всіх геолого-фізичних і техніко-технологічних умов, окрім гідрофобних колекторів, високов'язких нафт і заглинених малопроникних пластів.

Для того, щоб енергія, яка витрачається на помпування води у нагнітальні свердловини, використовувалася з більшою віддачею ми пропонуємо спосіб, який дозволить інтенсифікувати видобуток нафти на морських родовищах.

Уже відомий спосіб видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин, що включає колону насосно-компресорних труб (НКТ) з пакером і муфтою перехресного руху рідини (МПРР), опущеною до інтервалу перфорації експлуатаційної колони в районі нафтового пласта. Ми пропонуємо для збільшення дебіту свердловини і стабілізації режиму експлуатації замість МПРР використовувати пристрій у вигляді струминного насоса з багатоотвірним соплом, за допомогою якого створюється депресія в районі інтервалу перфорації

нафтового пласта.

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

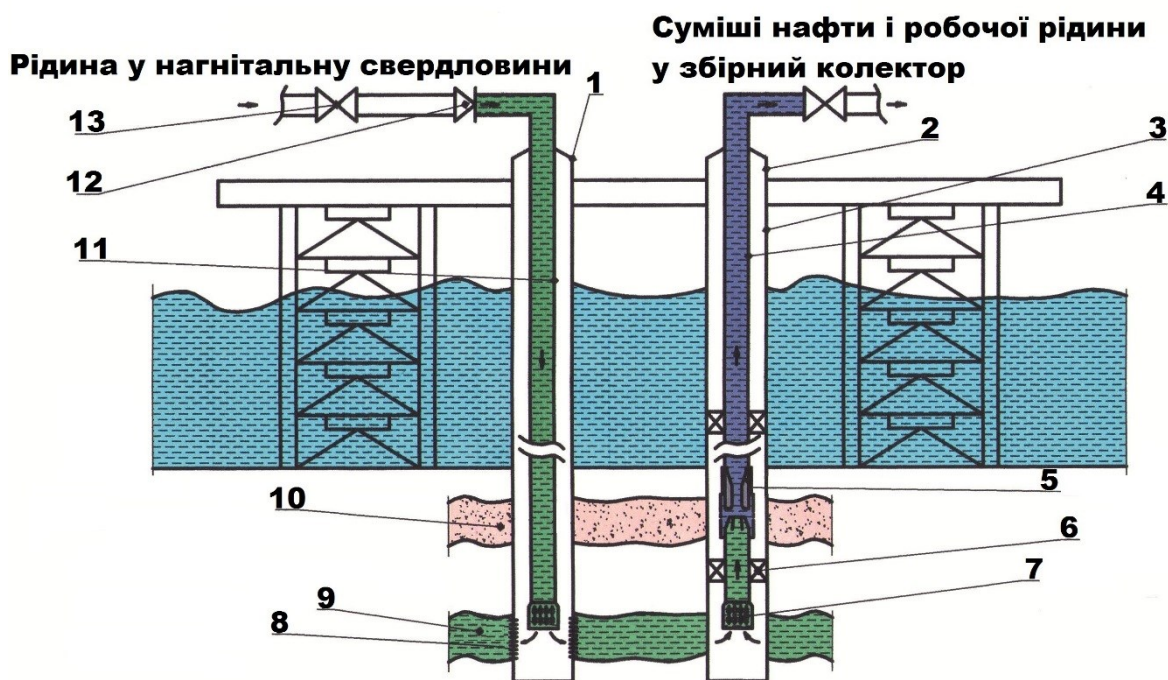
Найбільш близьким технічним рішенням, обраним як прототип запропонованого пристрою є струминний насос, який складається з корпуса, сопла, приймальної камери, камери змішування і дифузора. В основу інженерного рішення поставлена задача створити спосіб видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин (поряд розташованих з експлуатаційною) з мінімальною витратою запомпованої рідини, із збільшенням дебіту і стабільним режимом експлуатації свердловини з малопроникними пластами.

Поставлена задача досягається тим, що до інтервалу перфорації експлуатаційної колони в районі нафтового пласта опускають закріплені на НКТ пакер і пристрій у вигляді струминного насоса з багатоотвірним соплом, за допомогою якого створюють депресію в районі закріплення, максимально використовуючи енергія потоку рідини з нагнітальних свердловин це дає можливість збільшити видобування нафти з малопроникних пластів і гідрофобних колекторів.

Поставлену задачу досягають також тим, що у пристрої для видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин, що містить корпус, сопло, приймальну камеру, камеру змішування і дифузор, струминний насос виконаний як вставний модуль з багатоотвірним соплом, отвори якого розміщені концентрично до центрального отвору і під кутом  $\alpha = 5^\circ - 7^\circ$ . Для надійної роботи пристрою корпус виконаний з радіальними отворами в якості фільтра в районі всмоктування рідини, а модульний струминний насос виконаний з можливістю фіксування щоб запобігти його осьовому переміщенню. Використання такого пристрою дає можливість збільшити дебіт свердловини і стабілізувати режим її

експлуатації.

На рис. 2.1 зображено схему обв'язки технологічного обладнання для інтенсифікації видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин. В нагнітальну свердловину 1 по колоні НКТ 11 подається під тиском вода у водяний пласт 9 через перфораційні отвори 8. Рухаючись далі по пласту вода потрапляє в експлуатаційну колона 3 і через фільтр 7 подається на пристрій для помпування нафти 5, який закріплений на колоні НКТ видобувної свердловини 2, пристрій для помпування нафти 5 розміщується в районі інтервалу перфорації нафтового пласта 10 між водяним 9 і нафтовим пластами встановлюється пакер 6 для зменшення тиску на нафтовий пласт.

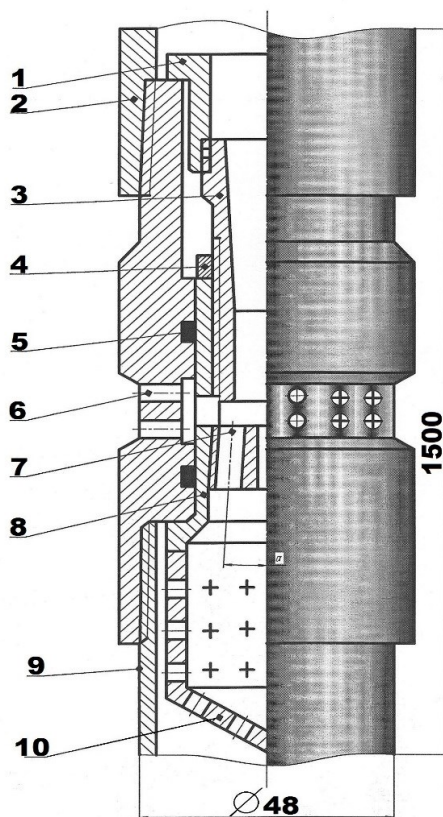


- 1- нагнітальна свердловина ; 2 - видобувна свердловина ; 3 - експлуатаційна колона; 4 - колона НКТ видобувної свердловини; 5 - пристрій для помпування нафти; 6 - пакер; 7 - фільтр-пристосу; 8 - перфораційні отвори; 9 - водяний пласт; 10 - нафтовий пласт; 11 - колона НКТ нагнітальної свердловини; 12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

Рисунок 2.1 - Схема інтенсифікації видобування нафти за допомогою енергій нагнітальних свердловин

Пристроєм для помпування нафти 5 за допомогою енергії рідини з

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



- 1- упорна гайка ; 2 - колона НКТ ; 3- дифузор; 4 - контргайка; 5- герметизуюче кільце; 6 - радіальні отвори корпусу; 7- багатоотвірне сопло; 8- корпус насоса;  
9 - корпус; 10 - фільтр

Рисунок 2.2 - Схема пристрою для помпування нафти

Дифузор 3 приєднаний до корпусу насоса 8 за допомогою різьби з мілким

кроком, що дає можливість регулювати віддаль між соплом 7 і дифузором для вибору оптимальної роботи насоса. Для фіксації модульного ежекторного насоса від осевого переміщення використовується упорна гайка 1 при проходженні робочої рідини (води з нагнітальної свердловини) через багатоотвірне сопло 7 створюється депресія в привибійній зоні нафтового пласта, що збільшує дебіт свердловини і дає можливість стабілізувати режим її експлуатації.

Питання енергозбереження і збільшення дебіту свердловин є надзвичайно важливими і актуальними та потребують досконалого вивчення і ефективного впровадження. Запропонована технологічна схема інтенсифікації дебіту нафти з використанням енергії нагнітальних свердловин дасть можливість більш раціонально використовувати енергію, що витрачається для утилізації пластової води, дозволить збільшити видобуток нафти при мінімальних затратах. Це перспективна технологія, робота над якою триває і дослідження будуть продовжені.

## **2.2 Аналіз можливості використання струминних апаратів у системах видобування нафти**

На завершальній стадії розробки нафтового родовища, яка характеризується малими пластовими тисками і коефіцієнтами продуктивності свердловин, а значний термін експлуатації обладнання вимагає уважного ставлення до підбору режимів їх роботи, важливо мати змогу видобути залишкові запаси вуглеводнів. Запропоновано інтенсифікувати притік пластових флюїдів до вибою нафтових свердловин, що експлуатуються штанговими насосними установками, шляхом використання струминних апаратів. Відомі і варіанти встановлення струминного апарату над динамічним рівнем. Його функцією в даному випадку є відбір супутнього газу із затрубного простору, оскільки зворотний клапан, який забезпечував перепуск цього газу в колекторну лінію, в умовах низьких температур може замерзати, що призводить до значного пониження динамічного рівня свердловини і, навіть, до зриву подачі насоса.

Завдяки енергії нафтового газу, що виділятиметься із газоводонафтової суміші безпосередньо у самому струминному апараті, а також вільному газі, який засмоктується із затрубного простору свердловини, можна досягнути суттєвого зниження густини газоводонафтової суміші і, як результат, зростання притоку

флюїду із пласта. Запропонована технологія реалізується через спільну експлуатацію свердловини установкою штангового свердловинного насоса та опущеного у свердловину струминного апарату (рис. 2.3).

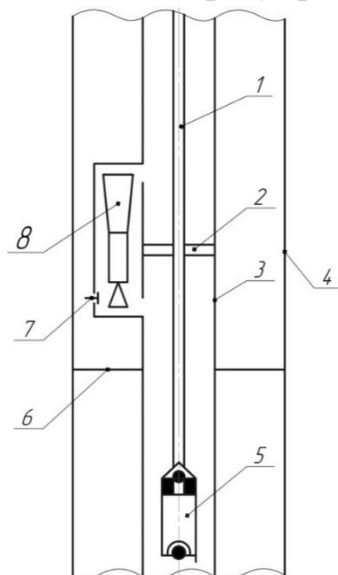


Рисунок 2.3 – Принципова схема компоновки тандемної установки

В процесі дослідження впливу геометричних параметрів самого струминного апарату на його основні робочі показники (кількість відібраного супутнього газу за одиницю часу, втрата тиску всередині СА, тиск на виході СА, густина змішаного потоку на виході та ін.) були проведені лабораторні дослідження, які дозволяють чіткіше зрозуміти якісний та кількісний вплив основного геометричного параметра СА (діаметра на виході сопла) на режим його роботи і, як результат, на коливання ККД, а також виконане аналітичне дослідження, що пов'язане із підтвердженням працездатності та ефективності такого СА у фактичній нафтовій свердловині при його експлуатації разом зі штанговим насосом.

Одна із залежностей, що демонструють зміни в безрозмірній характеристиці СА в залежності від різноманітних комбінацій геометричних параметрів, представлена на рис. 2.4

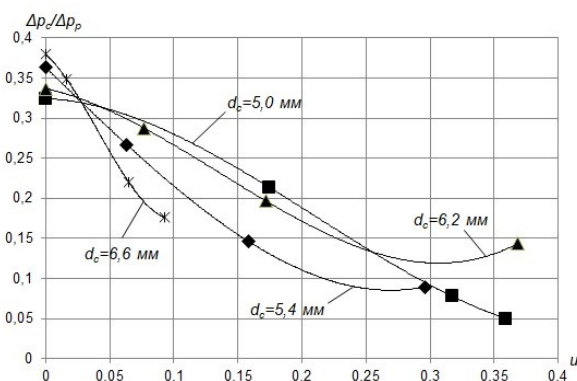


Рисунок 2.4 – Безрозмірна характеристика СА для різних діаметрів сопла

Оскільки кріплення струминного апарату здійснюється спеціальними

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

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

### **2.3 Дослідження технологічних аспектів комплексної дії на привибійну зону пласта з метою інтенсифікації дебітів нафти і газу**

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

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



кольматація порового простору, значно знижується рухливість нафти і зрештою її фільтрація припиняється.

Але процес відкладення парафіну є термічно оборотним.

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

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

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

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

Коротко охарактеризуємо основні методи з кольматацією пласта *органічними та іншими осадами*.

### ***Термічні методи (закачування теплоагентів та електронагрів).***

*Теплоту можна внести в пласт двома способами:*

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

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

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

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

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

### **Хімічні методи.**

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

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

Розчинники - діють, для того щоб розчинити відклади парафіну;

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

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

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

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

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

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

### **Термохімічні методи.**

Термохімічні методи основані на утворенні теплоти в результаті екзотермічної реакції. Однією з найпоширеніших хімічних реакцій, яка використовується для термохімічної обробки є реакції магнію з соляною кислотою.

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

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

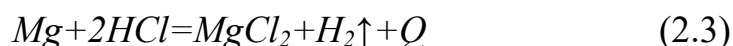
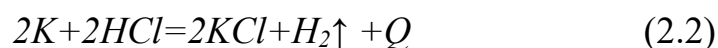
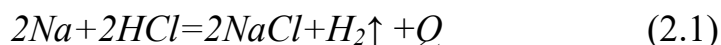
Застосування з цією метою електротеплової обробки з використанням вибійних електронагрівачів більш ефективно, однак і тут мають місце значні втрати тепла, оскільки нагрів відбувається у свердловині і передача тепла здійснюється через експлуатаційну колону та цементне кільце. Окрім того, існуючі конструкції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

Особливо ефективним є комплексний підхід до декольматації продуктивних пластв в привибійній зоні, тобто застосування технологій, які поєднують темлову, кислотну та механічну дію.

В основу технологій даного напрямку покладено використання екзотермічних реакцій між різноманітними реагентами, які проводять на вибої свердловин або у привибійній зоні пласта. Оскільки кислотний розчин під час таких обробок має високу температуру, то інтенсивність розчинення порід та продуктів забруднення значно зростає.

Тепловий ефект реакції залежить від реагентів, які беруть участь в ній. Соляна кислота може реагувати з багатьма різними реагентами. Але найінтенсивніше вона реагує з магнієм, калієм і натрієм.

Хімічні реакції цих речовин проходять за наступною схемою:



Дослідження показали, що основній вимозі до реагенту, яка полягає в тому, що він, а також продукти реакції повинні повністю розчинятися у кислоті та не утворювати солей в твердому чи колоїдному стані при взаємодії з кислотою, породою та пластовими флюїдами, найкраще відповідає магній, реакція якого з соляною кислотою дає 457,1-460,1 кДж/г-моль тепла або 18,9 МДж на 1 кг магнію.

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

Для таких умов нами розроблено технологію направленої термохімічного впливу з використанням спеціального пристрою (рис. 2.5), що

дозволяє проводити екзотермічну реакцію між гранульованим магнієм і соляною кислотою на вибої свердловини.

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

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

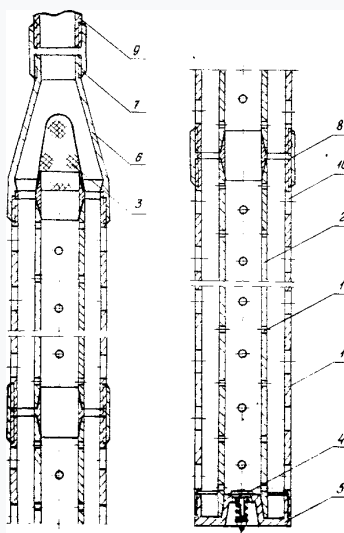


Рисунок 2.5 – Пристрій для термохімічної обробки свердловин:

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

У зібраному вигляді пристрій опускається у свердловину на задану глибину і проводиться його завантаження з поверхні насосними агрегатами, що подають за схемою прямої промивки на реагентнонейтральній рідині-носії, наприклад нафті, гранульований магній, який заповнює міжтрубний простір реакційного наконечника. Слідом за гранульованим магнієм і роздільною рідиною

(нафті або воді) в НКТ закачують соляно-кислотний розчин. При досягненні "головою" кислотного розчину верхньої секції пристрої, закривається затрубна засувка і кислота проникає в порожнину, заповнену магнієм. Прореагований з магнієм гарячий кислотний розчин через щілини зовнішньої труби пристрою фільтрується в привибійну зону пласта.

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

Описані вище технології забезпечують розплавлення твердих компонентів нафти та розчинення карбонатів та інших кольматантів. Однак існує ще одна проблема – це необхідність повного видалення продуктів кольматації з пласта.

Для цього нами розроблено спеціальне обладнання та технологія із застосуванням устаткування УСМД, яка є однією з найбільш перспективних, як з точки зору ефективного використання, так і відносної простоти процесу.

Схема розташування наземного і підземного обладнання під час реалізації даної технології показано на рисунку 2.6.

Технологія оснований на створенні високих миттєвих депресій та репресій тиску шляхом витіснення стисненим газом рідини з обладнаного пакером затрубного простору, стравлення у ньому надлишкового тиску та наступним періодичним сполученням і роз'єднанням привибійної зони з затрубним та трубним просторами.

Під дією високих миттєвих депресій тиску пластова рідина з великою швидкістю фільтрується в привибійній зоні, виносячи в свердловину продукти забруднення, а створення високих репресій тиску ударного типу приводить до відкриття тріщин у породі, різкої зміни напрямку руху рідини, що сприяє руйнуванню агрегатних структур кольматанту, полегшує його відрив від поверхні фільтраційних каналів та виніс із пласта.



піною або водогазовими подушками витісняють рідину з затрубного простору до глибини встановлення пристрою.

3. Наступна операція полягає у стравленні тиску в затрубному просторі, в процесі чого стиснутим газом викидаються закачані подушки води і в результаті тиск у ньому на рівні розташування пристрою складає 0,1-0,5 МПа.

4. Спускають у НКТ на дроті або кабелі затвор, встановлюють його у пристрій і створюють тиск у трубах, у результаті чого плунжер переміщається в нижнє положення, привибійна зона з'єднується зі спорожненим затрубним простором і на пласт створюється висока миттєва депресія тиску.

5. Через визначений час припіднімають затвор вгору і плунжер пристрою повертається у початкове положення, затрубний та трубний простори роз'єднуються і дія депресії тиску припиняється. Одночасно стовп рідини в НКТ створює на пласт миттєву високу репресію тиску.

6. Роботи, описані в пп. 4 і 5 повторюють необхідну кількість раз, здійснюючи цикли депресійно-репресійної дії.

7. За потреби більш глибокого очищення привибійної зони, після заповнення затрубного простору пластовою рідиною, повторюють роботи за пп. 2-6.

8. Після закінчення створення циклів гідродинамічних імпульсів промивають вибій, підіймають спеціальне обладнання і встановлюють експлуатаційне та запускають свердловину в роботу. У випадку фонтанування експлуатацію можна здійснювати без підняття спеціального обладнання.

Неохідно відмітити, що комплексна дія на привибійну зону пласта може включати і вібраційні і ультразвукові технології, що потребує додаткового дослідження.



## 2.4 Дослідження впливу концентрації полімеру в рідині гідророзриву на розмір і проникність тріщин при гідравлічному розриві пласта

Вплив полімеру на тріщини під час ГРП вивчали різні вчені. Згідно з їх дослідженнями, гель впливає на багато параметрів під час гідророзриву. Серед основних напрямків дії полімеру є його здатність створювати фільтраційні кірки, покращувати транспортну функцію пропанту, зменшувати гідравлічні втрати на тертя, погіршувати проникність пропантної набивки та інші. Під час дослідження геометричних розмірів та продуктивності тріщини досліджувались властивості полімерів змінювати розміри тріщини завдяки зміні в'язкості розчину, зменшувати втрати рідини шляхом створення фільтраційної кірки та впливу полімеру на проникність закріплюючого матеріалу.

Для гідророзриву використовують наступні рідини:

- на нафтовій або на водній основі, зазвичай “зшиті” для забезпечення необхідної в'язкості;
- суміші нафти та води, що називаються емульсіями;
- спінену масляну та водну основу системи, що містить азот або вуглекислий газ.

Зменшення проникності пропантної набивки внаслідок залишків полімерних ланцюгів призводить до погіршення провідності тріщини. Це може бути особливо проблематичним у пластах з середньою та високою проникністю.

Дослідник Пульсіселлі встановив головний недолік полімерних рідин – частина рідини, яка залишається в тріщині після операції гідророзриву, значно погіршує проникність закріплювача. Продуктивність тріщини та особливо зменшення проникності пропантної набивки є предметом досліджень та розробок компанії Schlumberger протягом більш ніж тридцяти років.

Одним з основних параметрів у цих дослідженнях є концентрація полімеру після закриття тріщини. Експерименти показують, що коли тріщина закривається, основна рідина втрачається в пласті або виходить назад в свердловину. Молекули полімеру, занадто великі, щоб проникнути через пори, залишаються в упаковці

пропанту, яка зазнає чотири-десятикратного збільшення концентрації полімеру в залежності від кінцевої ширини тріщини.

Guar та HPG завдають значної і фактично еквівалентної шкоди при високій концентрації полімеру. Коли полімер гуар або HPG концентрується в упаковці пропанту до 240 фунтів / 1000 гал, проникність зменшується до 24 відсотків від початкової проникності та до 14 відсотків та 13 відсотків відповідно, коли концентрацію полімеру збільшували до 400 фунтів / 1000 гал.

Для дослідження процесу впливу концентрації полімеру на параметри тріщини, були вибрані наступні рідини гідророзриву (табл. 2. 1).

Таблиця 2. 1 – Характеристика рідин гідророзриву

Назва рідини	Тип полімеру	Концентрація полімеру (фут/Мгал)	Тип зшивача	Назва руйнівника	Концентрація руйнівника (фут/Мгал)	Залишкова проникність (%)
1						
Guar 10# 150 NA	Linear Guar	10	-	-	-	~ 60*
Guar 20# 150 NA		20				~ 60*
Guar 30# 150 NA		30				~ 60*
Guar 40# 150 NA		40				~ 60*
2						
PrimeFRAC30_300_J490_5	Guar	30	Zr (Zirconium)	J490	5	54
PrimeFRAC35_300_J490_5		35				52
3						
YF830_190_SP_1	Guar	30	Bor	SP	1	50
YF135_200_SP_1		35				54
YF140_180_SP_1		40				48
4						
SpecFracG_30#_215_HPCRB_1	HPG	30	Bor	PCRB	1	62
SpecFracG_35#_215_HPCRB_1		35				58
5						
Vistar_18#_200_GB_W23L_2	CMG	18	Zr	GBW23L	2	64
Vistar_20#_190_GB_W23L_2		20				62
* - значення деякі даних для рідини відсутні						

Рідина, закачана на початку процесу ГРП називається «подушкою» і не має в своєму складі пропанту. Роль цієї рідини створити тріщину і забезпечити подальше успішне осідання пропанту. Після закачування «подушки»

концентрація закріплювача в суміші різко збільшується, відбувається закачування пульпи, її роль закріпити тріщину.

Досліджено впливу концентрації полімеру в робочій рідині на розмір та провідність тріщин при гідравлічному розриві пласта. Для всіх типів рідин, що використовуються в моделюванні, збільшення концентрації полімеру призвело до збільшення основних геометричних параметрів, таких як ширина та висота тріщини і зменшення її довжини.

Аналіз впливу полімеру на провідність виявив зменшення проникності пропанту із збільшенням маси полімеру, що використовується під час розриву пласта. Погіршення проникності спричинене залишками полімеру та залишками полімерної кірки, яка із збільшенням концентрації полімеру збільшує свою товщину, зменшує проникність та рухливість.

## **3 БОРотьБА З УСкЛАДЕННЯМИ ПРИ ЕкСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ І ГАЗОкОНДЕСАТАТНИХ СВЕРДЛОВИН**

### **3.1 Інтенсифікація роботи обводнених газових (газоконденсатних) свердловин і захист газопромислового обладнання від корозії за допомогою поверхнево-активних речовин та інгібіторів**

Велика кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки. Розробка газових і газоконденсатних родовищ на завершальній стадії характеризується ускладненнями, що порушують стабільну роботу газових і газоконденсатних свердловин: 1) обводнення свердловин, 2) корозія промислового свердловинного обладнання, 3) гідрато-утворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) парафіновідкладення на стінках НКТ (має місце у тому випадку, якщо газовий конденсат містить значну кількість важких фракцій); 5) відкладення солей у привибійній зоні свердловини, у стовбурах і шлейфах свердловин. Наведені вище ускладнення призводять до зниження дебітів експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин. У найбільшій мірі це стосується обводнення свердловин. Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин у стовбур обводненої свердловини заповнюють розчини спінюючих ПАР. Одним із можливих методів боротьби з вищеперерахованими ускладненнями є хімічний метод, тобто використання різних хімічних реагентів. Важливим і перспективним напрямком цього методу є розроблення і використання комплексних інгібіторів, що володіють багатофункціональними властивостями. В результаті застосування комплексних інгібіторів можна досягти збільшення дебітів свердловин.

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

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

Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин з використанням хімічного методу (тобто із використанням ПАР) використовуються такі ПАР: синтанол, барвамід 2К, диссольван, савенол SWP, олеокс-5, сульфонол, циклімід, савенол NWP, превоцел, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К, 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, сульфонол, тарін, “Азол-5010”, карбозолін ОТ-2, карбозолін СД, савенол SWP, КМА, жир катіоноактивний Р-1, “Нафтохім-3”, катапін А, СНПХ-1004 Р, СНПХ-6302 Б, “КорМастер-1035”, “Коразол-1”, Dodigen 481 та інші.

Лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) проводилися при температурі 80 °С з мінералізо-ваною водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР : барвамід 2К, сульфонол, барватекс-5, стінол і олеокс-5. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить 24,1 (сульфонол); 20,87 (стінол); 18,49 (олеокс-5); 15,34 (барвамід 2К) і 14,71 (барватекс-5). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у міне-ралізованій воді при температурі 80 °С становить  $11,23 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (сульфонол);  $9,55 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (стінол);  $8,72 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (олеокс-5);  $7,6 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (барвамід 2К);  $6,83 \cdot 10^6$

с/м<sup>3</sup> (барватекс-5).

Крім того, були також проведені лабораторні дослідження з визначення піно-утворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) при температурі 90 °С з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР : барвамід 2К, барватекс-5, сульфонол, синтамід, піноутворювач ПО-6К і синтанол DS-10. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 90 °С становить 13,57 (барвамід 2К), 16,19 (барватекс-5), 23,87 (сульфонол), 15,84 (синтамід), 21,63 (піноутворювач ПО-6К) і 18,32 (синтанол DS-10). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 90 °С становить  $6,17 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (барвамід 2К),  $6,54 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (барватекс-5),  $10,25 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (сульфонол),  $7,12 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (синтамід),  $9,31 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (піноутворювач ПО-6К) і  $7,86 \cdot 10^6$  с/м<sup>3</sup> (синтанол DS-10).

Лабораторні дослідження з визначення (оцінки) ефективності інгібіторів ко-розії проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) на зразках-свідках (сталь Р-110) гравіметричним методом при температурі 90 °С. 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, поверх-нево-активна речовина сульфонол і Інко-СВ. Результати 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 0,25 % мас. на зразках-свідках із сталі Р-110 становить : 76,48 % (ТАЛ-3); 94,36 % (карбозолін СД-3); 83,64 % (Інко-К); 68,57 % (сульфонол) і 91,24 % (Інко-СВ). Коефіцієнт гальмування (б/р) при наведених вище умовах становить : 4,25 (ТАЛ-3); 17,73 (карбозолін СД-3); 6,11 (Інко-К); 3,18 (сульфонол) і 11,42 (Інко-СВ).

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.

### **3.2 Дослідження впливу товщини і проникності гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини і розроблення складу тампонажного розчину для кріплення порід привибійної зони пласта**

Однією з головних проблем, що виникає під час експлуатації свердловин із нестійкими породами–колекторами, є руйнування привибійної зони пласта (ПЗП). Процес руйнування ПЗП супроводжується винесенням частинок породи із пласта у свердловину.

Питанням запобігання надходженню піску із пласта у свердловину і ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин присвячено ряд досліджень. Ефективним і універсальним засобом запобігання винесення піску із пласта у свердловини, що розкривають слабкоцементовані нестійкі пласти є гравійно-набивні фільтри. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу.

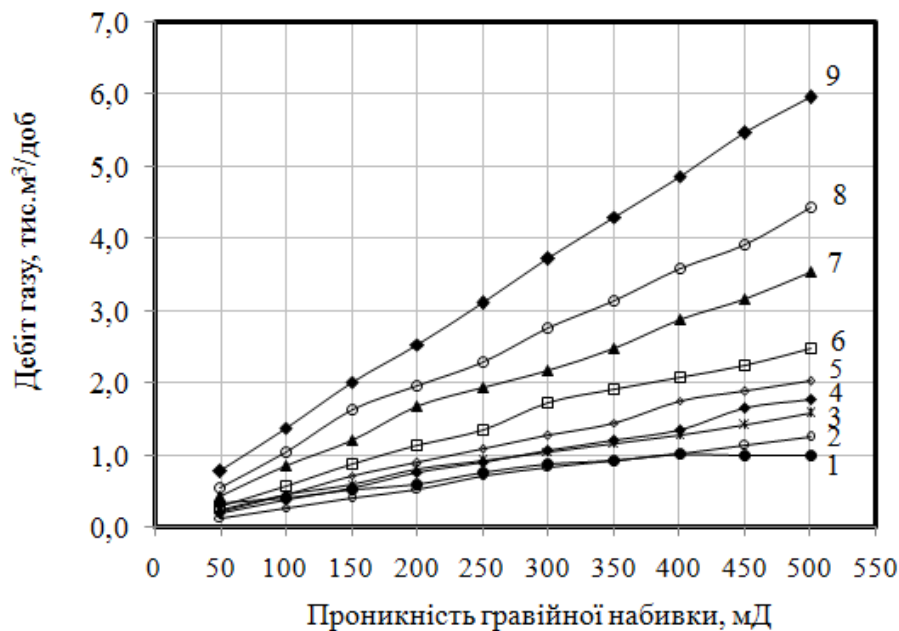
Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Важливими є й інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів.

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

Для оцінки впливу проникності і товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програмного комплексу PipeSim. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: радіус початкового контуру газоносності – 500 м, коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД, проникність гравійної набивки – 50; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 450;

500мД, товщина гравійної набивки  $(R-r_c) - 0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9$  м.

Результати досліджень зображено на рисунку 1 у вигляді залежності дебіту газу за наявності гравійної набивки від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки.



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

Рисунок 3.1 - Залежності дебіту газу від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки

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



### *Розроблення складу для кріплення нестійких порід колекторів*

Спосіб вирішення проблеми з піскопроявленнями у свердловинах шляхом установки фільтрів не завжди є доцільним і економічно ефективним. Тому з метою підвищення продуктивності і зменшення витрат на поточний і капітальний ремонт свердловин присвердловинну зону пласта переважно укріплюють хімічними складами.

На сьогоднішній день вітчизняні та іноземні компанії активно застосовують для кріплення слабкоцементованих порід полімерні композиції, суміші цементу з різними наповнювачами, синтетичні смоли, а також суміші їх з піском.

Калюжним А.М. запропоновано спосіб закріплення порід привибійної зони свердловини силікатизацією колекторів, який полягає у запомповуванні в свердловину суміші рідкого скла, яку попередньо емульгують в органічній рідині (патент №57223). Спосіб випробувано на свердловинах № 202 і 205 Більського нафтогазового родовища. Після проведення закріплюючих робіт свердловини відновили продуктивність.

Відомий спосіб кріплення привибійної зони слабкоцементованих колекторів піскопроявляючих газових свердловин за рахунок запомповування затверджуючої полімерної композиції. Промислові випробування проводили на свердловинах №27, 64, 76, 87, 92 Червонопартизанського ПСГ.

Для запобігання надходженню піску із пласта у свердловину автором розроблено склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності. В якості вихідних матеріалів для створення тампонажного розчину використано тампонажний цемент ТС-100, спучений перліт фракції 0,16 - 1,25 мм, неіоногенна ПАР, пластифікатор і вода.

Для вибору оптимального складу тампонажного розчину проведено лабораторні дослідження з визначення розтічності і густини тампонажного розчину, міцності на стиск і проникності по газу цементного каменю.

Для визначення оптимального значення вмісту спученого перліту у складі, який буде забезпечувати необхідну міцність каменю при збереженні проникності

породи побудовано графічну залежність, яку зображено на рисунку 2.

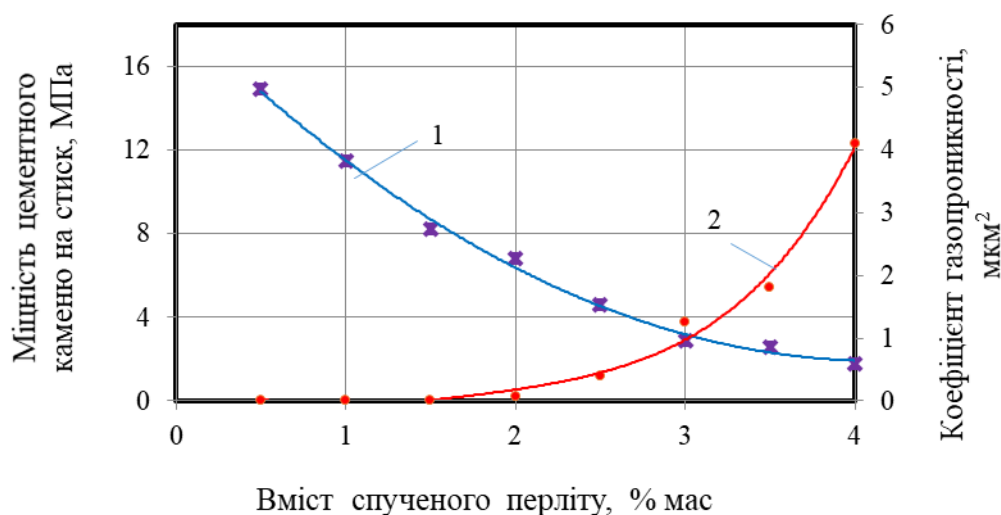


Рисунок 3.2 – Залежності міцності цементного каменю на стиск (1) і коефіцієнта проникності каменю (2) від вмісту спученого перліту у складі

Згідно з результатами експериментальних досліджень оптимальний вміст спученого перліту 3 – 3,5 % мас. При цих концентраціях отримуємо необхідну міцність каменю на стиск при одночасному збереженні фільтраційних властивостей колектора.

Розтічність тампонажного розчину за вмісту спученого перліту 3 – 3,5 % мас складає відповідно 190 і 185 мм, що технологічно зручно для приготування і запомповування розчину в свердловину.

За результатами експериментальних досліджень оптимальні масові концентрації окремих компонентів у тампонажному розчині становить: тампонажний цемент – 62,85 – 63,5 %; спучений перліт – 3 – 3,5 %; неіоногенна ПАР – 0,3 – 0,35 %; пластифікатор – 0,1 %; вода – решта. Утворений цементний камінь характеризується високими значеннями механічної міцності на стиск (до 4 МПа) і проникності по газу (до 3,47 мкм<sup>2</sup>). Запропонований склад є більш ефективним від відомого, оскільки значення коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується у 10 разів.

### 3.3 Дослідження умов стабільної роботи газоконденсатних свердловин за рахунок власної енергії пластового газу

Для забезпечення стабільної роботи газоконденсатних свердловин

необхідно, щоб швидкість руху газу на вході в ліфтові труби була вищою мінімально необхідного значення, при якому проходить винесення рідини із вибою свердловин. Запропоновано ряд залежностей для визначення критичної швидкості руху і відповідно мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловин.

Для визначення величини мінімально необхідного дебіту газу широко використовують формулу, запропоновану Ю.К. Ігнатенко, яка виведена на основі промислових даних з врахуванням кореляції критерію Вебера

$$q_{м.н} = 2,03 \cdot 10^6 \frac{d_{вн}^2}{z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt{P_{виб}} \quad (3.1)$$

де  $d_{вн}$  - внутрішній діаметр ліфтових труб, м;  $P_{виб}$  - тиск на вибої, МПа;  $T_{виб}$  - температура на вибої, К;  $z_{виб}$  - коефіцієнт надстисливості газу.

Мінімально необхідний дебіт газу можна визначити за формулою ВНДІгазу, яка одержана за даними експериментальних досліджень руху газорідинних сумішей по вертикальних трубах

$$q_{м.н} = 8480 \cdot d_{вн}^{2.5} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_z \cdot z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (3.2)$$

де  $\rho_p$  - відносна густина рідини до води;  $\bar{\rho}_z$  - відносна густина газу до повітря при стандартних умовах.

За результатами аналітичної обробки експериментальних даних Г.Уоліса для умов мінімальних втрат тиску в ліфтових трубах, одержано формулу для визначення мінімально необхідного дебіту газу для дослідженого інтервалу зміни дебіту води від 0,12 до 14 м<sup>3</sup>/доб.

$$q_{м.н} = 2645 \cdot \frac{d_{вн}^{2.38} \cdot q_p^{0.05}}{z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt{\frac{10 \cdot P_{виб} \cdot (\rho_p \cdot z_{виб} \cdot T_{виб} - 3530 \cdot \bar{\rho}_z \cdot T_{виб})}{\bar{\rho}_z}} \quad (3)$$

де  $q_p$  - дебіт рідини, м<sup>3</sup>/доб;  $\rho_p$  - густина рідини, кг/м<sup>3</sup>.

Для діапазону зміни дебітів води від 1,1 до 100 м<sup>3</sup>/доб і вибійних тисків від 8 до 17 МПа за результатами обробки промислових даних експлуатації обводнених свердловин Оренбурзького газоконденсатного родовища отримано наступну формулу

$$q_{м.н} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\rho_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (3.4)$$

При проведенні промислових досліджень відомими вченими встановлено, що мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини із газової свердловини збільшується із збільшенням температури і відносної густини газу. При тисках на усті включно до 10 МПа дебіт газу збільшується із зменшенням густини газу, а при тисках більших за 10 МПа відносна густина газу мало впливає на дебіт. Температура і внутрішній діаметр ліфтових труб при високих тисках на усті свердловини мають більший вплив на зміну дебіту газу, ніж інші фактори.

Формули (3.1), (3.2), (3.3), (3.4) не враховують ряд параметрів, які характеризують роботу газоконденсатної свердловини. Зокрема в них відсутній такий параметр, як дебіт рідини, а у формулах (3.3), (3.4) не враховано вплив на мінімально необхідний дебіт газу тиску і температури на усті.

Більш узагальненою величиною, яка враховує вплив вище перерахованих факторів на величину мінімального необхідного дебіту газу, є комплексний параметр Фруда для газового потоку

$$Fr_z^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\overline{\rho_z} \cdot T_{cm} \cdot P_{cp}}{\rho_p \cdot T_{cp} \cdot P_{ат} \cdot Z_{cp}} \quad (3.5)$$

де  $W_z$  - швидкість руху газу на вході у башмак ліфтових труб, м/с;  $P_{cp}$  - середній тиск в ліфтових трубах, МПа;  $T_{cp}$  - середня температура в ліфтових трубах, К.

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_y + P_{виб}} \right) \quad (3.6)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}} \quad (3.7)$$

Наведений параметр дозволяє враховувати при розрахунках мінімально необхідного дебіту газу не тільки тиск і температуру на вибої свердловини, але і середні значення їх у стовбурі свердловини.

З метою визначення критеріальних значень комплексного параметра Фруда для газового потоку на вході в башмак ліфтових труб, при яких забезпечується

повне винесення конденсату з газових свердловин, були проведені промислові дослідження на газоконденсатних свердловинах родовищ ГПУ „Полтавагазвидобування” глибиною до 4900 м, з пластовою температурою до 393 К, діаметрами ліфтових труб від 0,062 до 0,089 м, дебітами газу від 50 до 220 тис.м<sup>3</sup>/доб, тисками на усті від 5,84 до 9,26 МПа і з різними густинами газу і конденсату.

З метою встановлення аналітичної залежності між мінімально необхідним дебітом газу і параметрами роботи свердловин проведено обробку даних досліджень свердловин на режимах з мінімальними втратами тиску при русі газорідинного потоку в ліфтових трубах.

За даними розрахунків побудовано графічну залежність між комплексним параметром Фруда для газу  $Fr_r^*$  і параметром Фруда для рідини  $Fr_p$ , яка наведена на рис.1

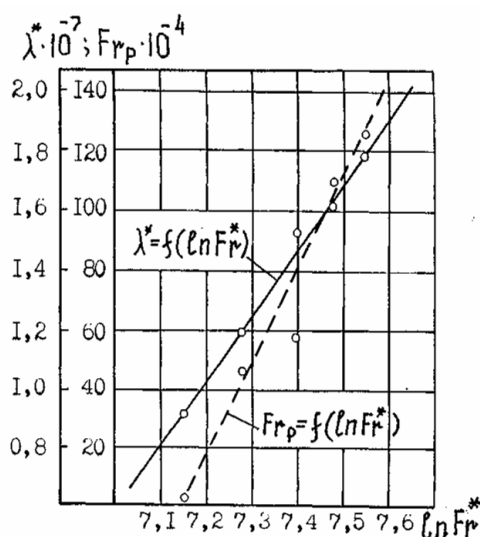


Рисунок 3.3 - Залежності мінімальних питомих втрат тиску  $\lambda^*$  і параметра Фруда для рідини  $Fr_p$  від комплексного параметра Фруда для газу  $Fr_r^*$

З рис.1 видно, що між  $\ln Fr_r^*$  і  $Fr_p$  існує лінійна залежність

$$\ln Fr_r^* = 31,589 Fr_p + 7,151 \quad (3.8)$$

$$Fr_p = \frac{2,216 \cdot 10^{-11} \cdot q_p}{d_{\text{ст}}^5} \quad (3.9)$$

$$\lambda^* = 2,193 \cdot 10^{-7} \cdot \ln Fr_r^* - 14,772 \cdot 10^{-7} \quad (3.10)$$

З врахування формул (3.5), (3.6), (3.7) отримано вираз для визначення мінімально необхідного дебіту газу для винесення вуглеводневого конденсату із свердловин

$$q_{м.н} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^{2.5} \cdot P_{виб}}{z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt{\frac{P_{cp} \cdot z_{cp} \cdot \bar{\rho}_p}{\rho_z \cdot P_{cp}} \exp\left(\frac{7,01 \cdot q_p^2}{10^{10} \cdot d_{вн}^5}\right)} \quad (3.11)$$

Продовжити стабільну роботу газоконденсатної свердловини за рахунок використання власної енергії пластового газу можна шляхом вибору оптимального діаметра колони ліфтових труб на перспективу і для даних діаметрів вибрати оптимальні режимні параметри роботи свердловини.

Розрахунок пропонується проводити в такому порядку:

1. Для конкретної свердловини задаються прогнозними значеннями пластових тисків  $P_{пл}$  для різних внутрішніх діаметрів  $d_{вн}$  типових розмірів труб і визначають значення вибійних тисків  $P_{виб}$ , тисків на усті  $P_y$  і мінімально необхідних дебітів газу  $q_{мн}$ , використовуючи наступний алгоритм розрахунків:

1.1. Знаючи прогнозні значення пластового тиску  $P_{пл}$ , а також значення коефіцієнтів фільтраційних опорів  $A$  і  $B$  у першому наближенні задаються значеннями вибійного тиску  $P_{виб}$  і з двохчленної формули припливу газу до вибою свердловини визначають дебіт газу

$$q_z = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left[\frac{A}{2B}\right]^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B}} \quad (3.12)$$

1.2. Знаючи конденсатний фактор  $\Phi_k$  і водний фактор  $\Phi_v$ , визначають дебіти конденсату  $q_k$  і води  $q_v$

$$q_k = q_z \cdot \Phi_k \quad (3.13)$$

$$q_v = q_z \cdot \Phi_v \quad (3.14)$$

1.3. Визначають дебіт рідини  $q_p$

$$q_p = q_k + q_v \quad (3.15)$$

1.4. Вираховують параметр Фруда для рідини  $Fr_p$  при заданому внутрішньому діаметрі ліфтових труб за формулою (3.9).

1.5. Вираховують значення  $\ln Fr^*$  за формулою (3.8).

1.6. Визначають значення  $\lambda^*$  за формулою

1.7. Вираховують густину рідини при відомих значеннях густини конденсату і води

$$\rho_p = \frac{\rho_k \cdot q_k + \rho_s \cdot q_s}{q_k + q_s} \quad (3.16)$$

1.8. Визначають значення тиску на усті при відомій при відомій довжині ліфтових колони ліфтових труб за формулою

$$P_y = P_{виб1} - \lambda^* \cdot L \cdot \rho_z \cdot q \cdot 10^{-6} \quad (3.17)$$

1.9. Вираховують середній тиск в ліфтових трубах за формулою (3.6)

1.10. Вираховують середню температуру в ліфтових трубах за формулою (3.9).

1.11. Знаходять псевдокритичні параметри газу

$$P_{кр} = 0,006894 \cdot (709,604 - 58,718 \cdot \bar{\rho}_z) \quad (3.18)$$

$$T_{кр} = \frac{170,491 + 307,44 \cdot \bar{\rho}_z}{1,8} \quad (3.19)$$

1.12. Знаходять приведені параметри газу для умов вибою

$$P_{првиб1} = \frac{P_{виб1}}{P_{кр}} \quad (3.20)$$

$$T_{првиб} = \frac{T_{виб}}{T_{кр}} \quad (3.21)$$

1.13. Визначають коефіцієнт надстисливості газу для умов вибою

$$Z_{виб1} = (0,4 \log T_{првиб} + 0,73)^{P_{првиб1}} + 0,1 \cdot P_{првиб1} \quad (3.22)$$

1.14. Знаходять приведені параметри газу при середньому тиску і середній температурі в ліфтових трубах

$$P_{прср1} = \frac{P_{ср1}}{P_{кр}} \quad (3.23)$$

$$T_{прср} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} \quad (3.24)$$

1.15. Обчислюють коефіцієнт надстисливості газу при середньому тиску і середній температурі в ліфтових трубах

$$Z_{cp1} = (0,4 \log T_{nrcp} + 0,73)^{P_{nrcp1}} + 0,1 \cdot P_{nrcp1} \quad (3.25)$$

1.16. Визначають відносну густину рідини до води

$$\rho_p = \frac{\rho_p}{1000} \quad (3.26)$$

1.17. За формулою (3.11) визначають мінімально необхідний дебіт газу.

1.18. Якщо розрахункове значення мінімально необхідного дебіту газу за формулою (3.11) не дорівнює значенню визначеним за формулою (3.12), то задаються новим значення вибійного тиску

Значення  $P_{виб2}$  визначають за формулою

$$P_{виб2} = \sqrt{P_{нл}^2 - A \cdot q_c - B \cdot q_c^2} \quad (3.27)$$

Потім, аналогічно по п.п. 1.2 -1.17 проводять розрахунки до тих пір, поки не буде виконуватись умова  $q_c = q_{м.н}$

2. За даними розрахунків будують графічні залежності параметрів роботи свердловини вибійних, уст'євих, мінімально необхідних дебітів для винесення рідини із свердловин від прогнозного значення пластових тисків і вибраного внутрішнього діаметра ліфтових труб (рис.2).

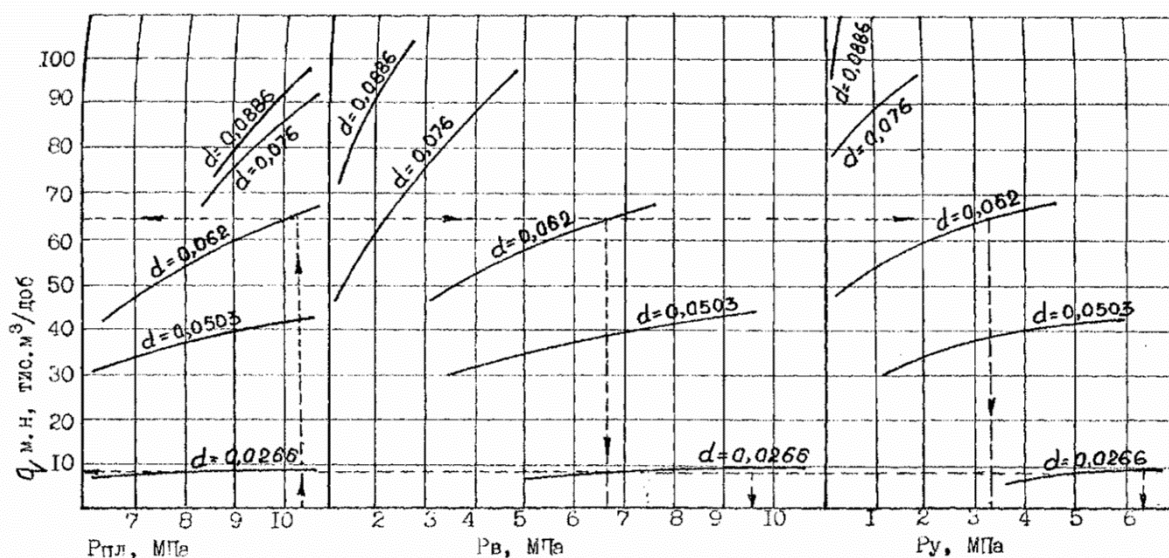


Рисунок 3.4 - Графічні залежності для вибору оптимальних внутрішніх стандартних діаметрів ліфтових труб і режимних параметрів роботи свердловин на перспективу із зниженням пластового тиску

3. З графічних залежностей вибирають оптимальний діаметр труб для



прогнозного значення пластового тиску.

Для прикладу наведено графічні залежності (рис.2) для свердловини з такими параметрами: пластовий тиск - 10,54 МПа, пластова температура - 397 К, коефіцієнти фільтраційних опорів  $A = 0,64$  (МПа доб/тис.м<sup>3</sup>),  $B = 0,0045$  (МПа доб/тис.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>, внутрішній діаметр ліфтових труб - 0,062 м, довжина колони ліфтових труб - 4748 м, температура на усті - 310 К, конденсатний фактор - 54,3 л/тис.м<sup>3</sup>, водний фактор - 1 л /тис.м<sup>3</sup>, густина газу - 0,74 кг/м<sup>3</sup>, густина конденсату - 770 кг/м<sup>3</sup>, густина води - 1000 кг/м<sup>3</sup>. Свердловина з такими режимними параметрами роботи самостійно працювати при подачі газу у магістральний газопровід з тиском 5 МПа не зможе. Якщо існуючий ліфт замінити на новий діаметром 0,0266 м, тиск на зросте до 6,29 МПа, тиск на вибої буде рівний 9,68 МПа. При цьому мінімально необхідний дебіт газу знизиться до 9,04 тис.м<sup>3</sup>/доб. З наведених даних видно, що використання нової конструкції ліфтових труб з внутрішнім діаметром 0,0226 м нераціонально через їх низьку пропускну здатність (малий дебіт газу). Тому доцільно застосовувати комбіновану колону ліфтових труб (колону з хвостовиком).

Проектування комбінованої колони ліфтових труб (двохступінчастої колони) полягає у визначенні ефективного діаметра ліфта і довжини окремих секцій.

Ефективний діаметр труб можна визначити за формулою

$$d_{ef} = \frac{L_1 \cdot d_1 + (L - L_1) \cdot d_2}{L} \quad (3.28)$$

де  $L$  - довжина основної колони ліфтових труб, м;  $d_2$  - діаметр основної колони ліфтових труб, м;  $L$  - загальна довжина колони ліфтових труб, м;  $d_1$  - діаметр нижньої секції труб (хвостовика), м;  $L - L_1$  - довжина нижньої секції труб (хвостовика), м.

Методика розрахунку двоохступінчастої колони ліфтових труб проводиться в наступній послідовності.

1. Задаються фактичним або прогнозним дебітом газу, за наведеною методикою (рис.2) визначають ефективний діаметр ліфта при заданій величині

пластового тиску.

2. Знаючи ефективний діаметр, вибирають стандартні діаметри труб, де  $d_1$  - ближчий внутрішній нижньої секції труб (хвостовика), а  $d_2$  - верхньої (основної) секції труб.

3. З формули (3.31) знаходять довжину  $L_1$  - нижньої секції труб

$$L_1 = \frac{L \cdot (d_2 - d_{\text{эф}})}{d_2 - d_1} \quad (3.29)$$

Застосування двохступінчастої колони ліфтових труб дозволяє зменшити питомі втрати тиску в трубах і збільшити дебіт газу, при якому забезпечується винесення рідини з вибою свердловин.

## 4 НЕШАБЛОННИЙ ПІДХІД ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ ПАЛИВНИХ РЕСУРСІВ

### 4.1 Підвищення нафтовилучення шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску

Розробка більшості родовищ на пізній стадії характеризується, переходом на режим розчиненого газу та гравітаційний режим. Відбувається перерозподіл насиченостей флюїдами продуктивної частини колектора, збільшується кількість вільного газу та води. В цій ситуації єдиним джерелом енергії для забезпечення рухливості нафти залишається енергія газу та гравітаційні сили. Метою наших досліджень є вивчення можливостей підвищення нафтовилучення родовищ, які знаходяться на пізній стадії розробки та вдосконалення освоєння свердловин на них. Дослідження спрямовані у трьох напрямках:

1. Теоретичні і експериментальні дослідження режиму розчиненого газу з метою виявлення можливостей керування його протіканням і досягнення максимального нафтовилучення.

2. Виявлення закономірностей міграції та перерозподілу пластових флюїдів у зоні змішування води і нафти після проходження фронту витіснення (при гравітаційному режимі).

3. Розроблення пристрою для освоєння і дослідження свердловин виснажених родовищ.

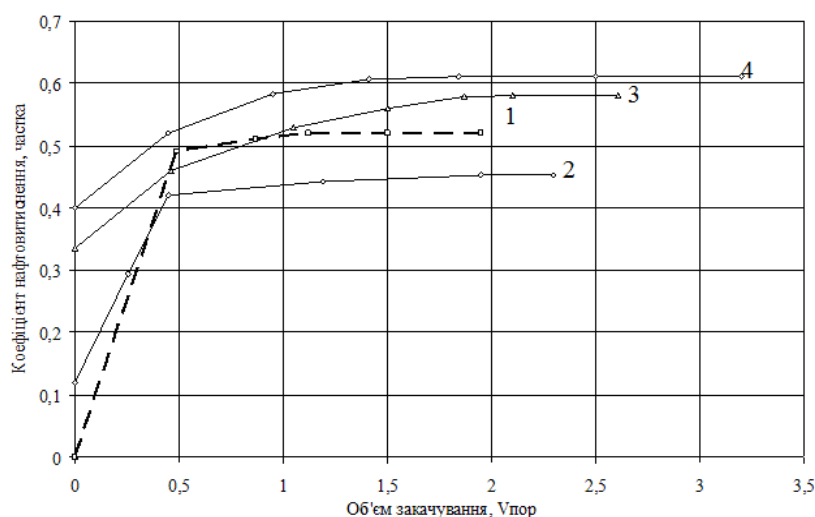
Щодо першого напрямку, то в експериментах моделювалися два можливі варіанти розробки родовищ з застосуванням поєднання режимів роботи водонапірного та розчиненого газу з метою виявлення раціонального способу застосування енергії розчиненого газу, а саме:

- розвитку природного режиму розчиненого газу до падіння тиску в пласті з наступним нагнітанням води (моделювалися умови роботи пласта на режимі виснаження з наступним заводненням);

- режиму заводнення з підтриманням пластового тиску більшим від тиску насичення до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі виснаження та нагнітанням води.

Як в першому, так і в другому випадках основною рушійною силою в процесах витиснення нафти є поєднання енергії газу, який виділяється з нафти після зниження тиску в пласті і енергії води, що нагнітається вслід (або одночасно) за виділенням газу.

Проведена серія лабораторних експериментів на моделях продуктивного пласта з використанням установки типу УИПК. Одержані результати дають підстави вважати про можливість керування розвитком режиму розчиненого газу шляхом поєднання його з заводненням з метою збільшення нафтовилучення (рис.4.1).



1 – крива витиснення нафти за пластового тиску ( $P_{пл}$ ), вищого тиску насичення нафти газом ( $P_{нас}$ ); 2 - крива витиснення нафти за пластового тиску  $P_{пл}=0,75 P_{нас}$ ; 3 – крива витиснення нафти при  $P_{пл}=0,5 P_{нас}$ ; 4 - крива витиснення нафти при  $P_{пл}=0,25 P_{нас}$ .

Рисунок 4.1 – Експериментальні залежності нафтовиддачі від пластового тиску і об'єму закачування, одержані на моделі менілітових відкладів Долинського родовища

Встановлено, що фективним є розпочинати заводнення при пластовому тиску нижчому на 30-70% від тиску насичення нафти газом. Оптимальним варіантом розробки таких покладів є наявність активних краєвих вод. В разі їх відсутності, доцільно після початку виділення з нафти газу в законтурну область

закачувати воду з компенсацією відборів від 20% до 40 %;

Другим напрямком досліджень є встановлення закономірностей перерозподілу нафтонасиченості в продуктивному пласті після проходження фронту заводнення чи при гравітаційному режимі роботи пласта або в родовищі, розробка якого припинена.

Нами проведена серія лабораторних експериментів, результати, яких вказують на те, що частина залишкової нафти що залишилася в обводненій частині покладу мігрує.

Дослідження проводилися на насипних моделях різного фракційного складу.

В керноитримачі готувалася насипна модель пласта з кварцевого піску. Модель вакумувалася і насичувалася нафтою. Далі нафта витискала водою на установці УИПК до тих пір, доки вміст води нафтоводяної суміші на виході був не менший 96 %.. В результаті експериментальних досліджень встановлено наступне: У міграції на протязі 18 місяців брало участь 28,3% нафти від об'єму, що створює залишкову нафтонасиченість, а інша частина (71,7% ) залишкової нафти не мігрувала. Після 18 місяців проведення спостережень за процесом переміщення нафти проводився замір нафтонасиченості моделі пошарово. В результаті встановлено, що найбільше нафтонасичення зафіксовано в зоні 2 (середня частина) і складає 18,5%, зона 1 (нижня частина) має 12,9%, а зона 3 (верхня частина) – лиш 2,6 %. (всього 34% залишкова нафтонасиченість після промивання керну). Такий розподіл насиченостей пов'язуємо з тим, що процес міграції на моделі ще не закінчився і перерваний в стадії розвитку. Встановлена в результаті швидкість міграції складає біля 4-7 см в рік.

Нами також започатковані експерименти з моделювання міграції в нафтонасиченій частині моделі виснаженого обводненого покладу. Тобто після витиснення нафти водою вивчаються закономірності перерозподілу залишкової нафти.

Міграція в реальному пласті відбувається як вертикальна, так і лотеральна. Джерела енергії міграції - гравітаційні сили, напір води в результаті проникнення

атмосферних осадів, сил енергії розчиненого і вільного газу. Вторинна міграція залишкових вуглеводнів відбувається, в основному, по «старих» каналах, по шляху первинної міграції. Однак, коли на шляху зустрічається канал з меншим фільтраційним опором, наприклад, вердловина чи тріщина, то флюїди рухаються по них.

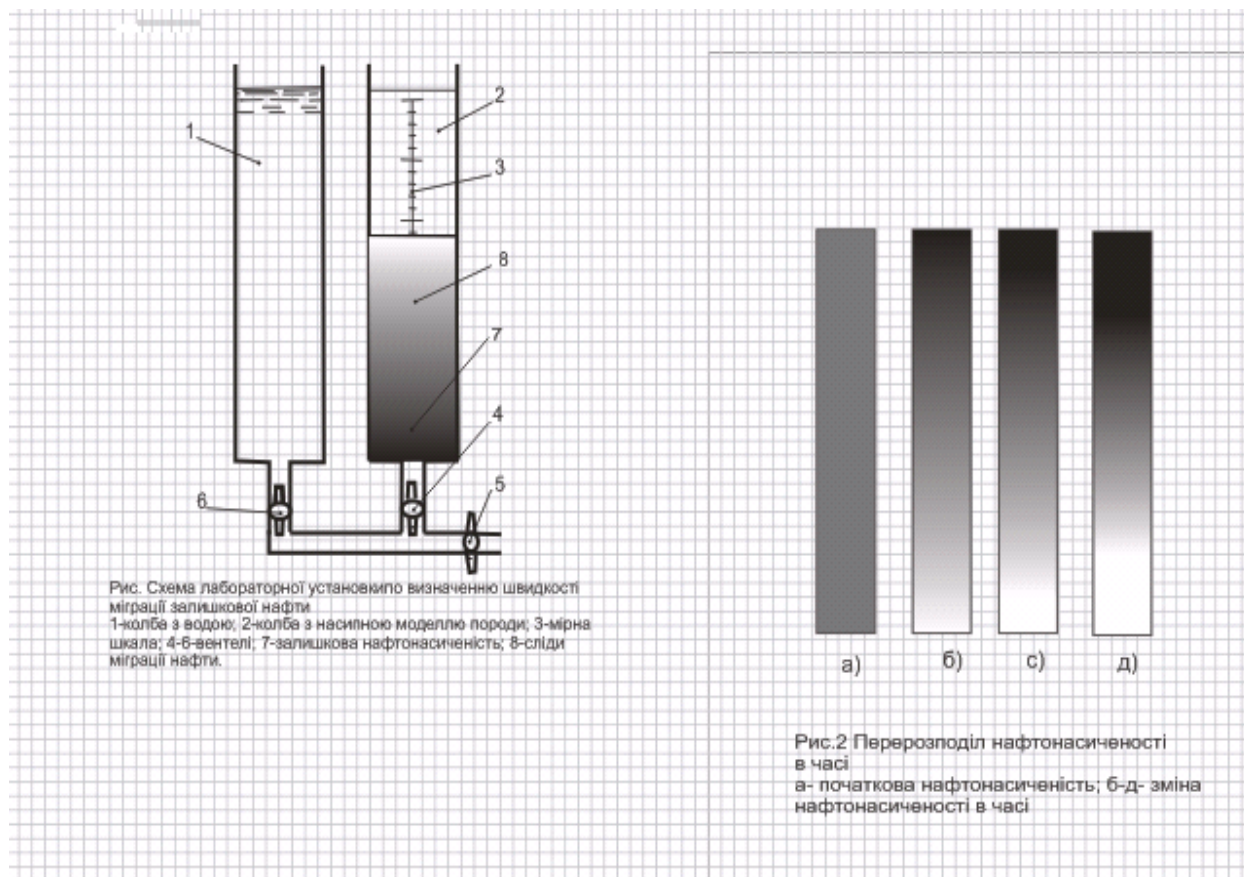


Рисунок 4.2 –Схема міграції вуглеводнів у заводненому пласті.

Таким чином результати експериментальних досліджень показали можливість підвищення нафтовилучення шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску. При гравітаційному режимі відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовіддачі.

Для освоєння і дослідження свердловин з виснаженою пластовою енергією нами розроблено пристрій для освоєння і дослідження свердловин. Проблема

освоєння і дослідження свердловин є актуальною після буріння чи капітального ремонту. Існуючі методи потребують застосування доволі дорогого обладнання та реагентів, не завжди доступних для підприємства.

Розроблений нами пристрій (рис. 4.3) призначений для очищення привибійної зони від кольматанта, проведення гідродинамічних досліджень в процесі освоєння свердловини та запуску свердловини в роботу без додаткового обладнання. Можна обійтися тільки застосуванням обладнання бурової установки чи піднімального агрегату для ремонту свердловин.

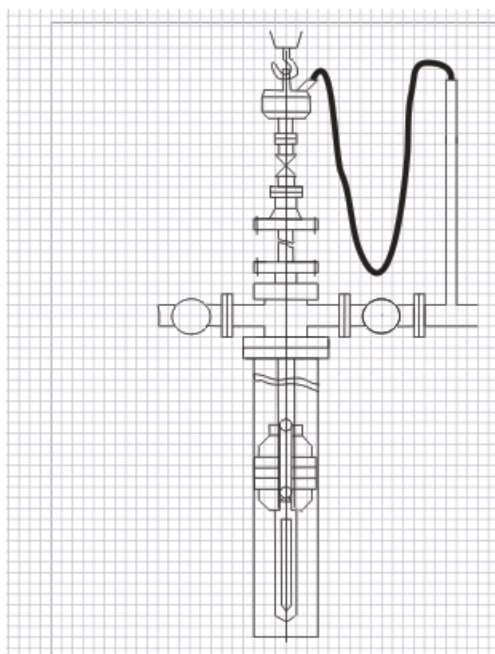


Рисунок 4.3 – Пристрій для освоєння і дослідження свердловин

Динамічне збудження свердловини досягається створенням гідродинамічних циклічних навантажень на привибійну зону пласта з метою її очищення від кольматанта.

Пристрій складається з колони насосно-компресорних чи бурильних труб з поршнем у нижній частині. Поршень після спуску в свердловину на колоні труб по команді зверху збільшують у діаметрі і зменшують зазор між ним та експлуатаційною колоною. Талевою системою підйомного агрегату чи бурової здійснюють зворотно-поступальні переміщення поршня вверх-вниз. Під час руху вверх під поршнем утворюється розрідження (перепад між пластовим та вибійним тиском). В результаті цього пластова рідина, вимиваючи кольматант рухається з

пласта до вибою свердловини. Під час руху колони труб вниз рідина з кольматантом через зворотній, противикидний клапан та вертлюг поступає у факельну лінію. Цикли зворотно-поступальних переміщень здійснюються до появи нафти на поверхні чи виникнення фонтанування. У разі активного фонтанування при досягненні певної величини швидкості потоку зворотно-поступальні переміщення колони припиняють спрацьовує противикидний клапан і закривають превентор. Свердловину заповнюють рідиною глушіння, виймають пристрій, обладнують експлуатаційним обладнанням і приступають до експлуатації. У період роботи по свабуванню свердловини манометром у контейнері відбувається запис змін вибійного тиску (репресія, депресія) проводиться запис кривої відновлення пластового тиску під час циклів.

Перевагою є те, що з його використанням відпадає необхідність застосовувати додаткову техніку ( компресор, геофізична лебідка, пакер тощо) окрім тої, яка є в розпорядженні бригади капітального ремонту чи бурової.

#### **4.2 Використання газогідратних технологій для видобування паливних ресурсів у складних умовах**

Чорне море є найбільшим басейном Світового океану з аномальним вмістом сірководню ( $H_2S$ ). Анаеробна зона займає близько 87 % від об'єму моря і розташовується на глибинах понад 90 – 160 м, а загальна кількість сірководню в басейні оцінюється в 40 – 50 млрд. тонн. Вміст сірководню в придонному шарі води змінюється від 0,3 до 10 – 12 мг/л. В осадах дна воно коливається від 25 до 240 мг/л. Результати багатьох експедицій безперечно свідчать на користь біогенного походження  $H_2S$ . Було доведено, що чорноморський сірководень утворюється головним чином за рахунок діяльності анаеробних сульфаторедукуючих бактерій, які мешкають як у водній товщі, так і в донних осадах. При цьому більшість сірководню утворюється безпосередньо у водній товщі, а не мігрує з осадів. Кисень повітря, розчинений у поверхневій морській воді, взаємодіє з  $H_2S$ , перетворюючи його на сірчану кислоту, яка, вступаючи в реакцію з розчиненими у воді мінеральними солями, утворює сульфати. У свою чергу розчинені сульфати, потрапляючи у верхні шари сірководневих вод,



відновлюються до сульфідних форм сірки. Ці процеси йдуть одночасно, з проміжною участю метану, завдяки чому в Чорному морі встановлюється динамічна рівновага між сульфатними та сульфідними формами сірки, які виділяються і осідають у вигляді коралових відкладень. При цьому сірководнева зона виконує роль фільтра, який попереджає попадання метану, що виділяється з надр через тріщини в земній корі та жерла грязьових вулканів, в атмосферне повітря. Звертає увагу аномальне розподілення температури води по глибині моря. Вона залишається практично постійною з глибин 80 – 100 м і складає плюс 8...9 °С. Основні методи, які пропонуються для видобутку сірководню з Чорного моря можна розділити на дві основні групи: шляхом виділення з піднятої на поверхню глибинної морської води або виділення безпосередньо на глибині. Для підйому глибинних вод на поверхню з метою їх переробки з наступним поверненням у сірководневу зону використовується метод доставки, при якому підйомна сила заснована на різниці густин води та газо-водяної суміші. У процесі підйому глибинної води при зниженні тиску виділяється  $H_2S$ . Для підтримання газовиділення потрібно відкачувати певний об'єм води з трубопроводу, а виділений  $H_2S$ , для подальшого використання, як правило, необхідно стискувати, що потребує додаткових енерговитрат. Методи виділення  $H_2S$  на глибині засновані на використанні іонного обміну та селективної сорбції на полімерних мембранах. При реалізації цих методів залишаються незрозумілою економічна обґрунтованість технологій десорбції  $HS^-$  і регенерації сорбенту. Для підвищення енергоефективності видобування  $H_2S$  з Чорного моря нами пропонується застосовувати газогідратну технологію, яку можна реалізувати в установці, приведеній на рис. 4.4.

Установка працює наступним чином. Вихідна холодна глибинна морська вода поступає в нижню частину трубопроводу 2 за рахунок перепаду гідростатичних тисків води і водо-газової суміші в трубопроводі (рис. 4.4). У процесі підйому глибинної води проходить її дегазація при зниженні тиску та утворення газо-водяної суміші у трубопроводі 2. Ця суміш при русі в трубопроводі 2 підігрівається теплою морською водою, яка подається по

трубопроводу 12 насосом 10 з поверхні моря. Потрапляючи в газовий сепаратор 3 газ-водяна суміш розділяється на  $H_2S$  та воду, частина якої насосом 1 направляється по трубопроводу 13 до кристалізатора 4, а інша скидається в море. Виділений  $H_2S$  поступає також в кристалізатор 4, розташований на певній глибині від поверхні моря.

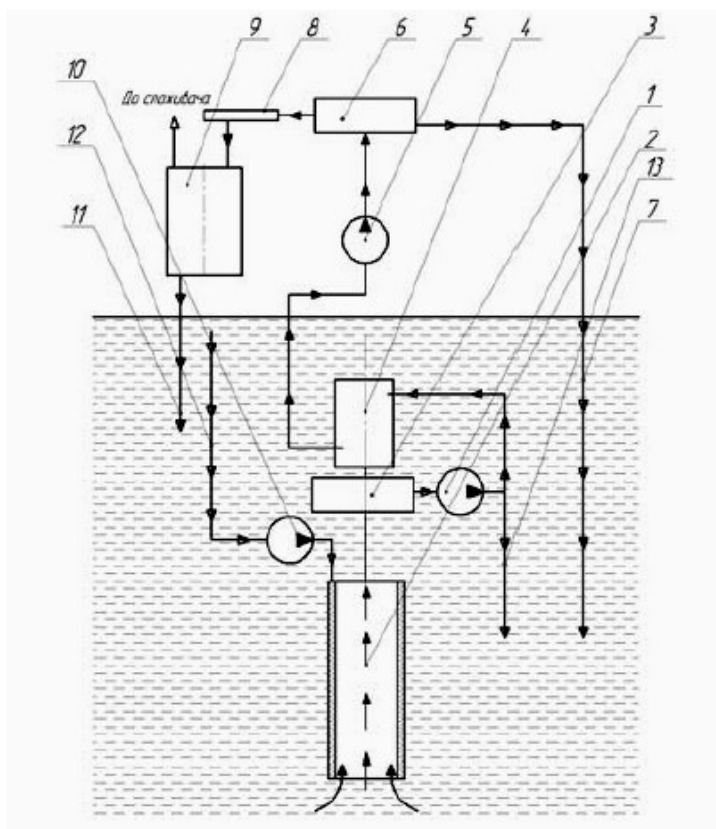


Рисунок 4.4 – Схема установки для видобування сірководню

В кристалізаторі 4 при контакті  $H_2S$  та води і температурі  $11...12\text{ }^{\circ}\text{C}$  та тиску близько  $0,5\text{ МПа}$  утворюються газогідрати сірководню. Теплота утворення гідратів відводиться холодною морською водою, в яку занурений кристалізатор 4. Отримана водогазогідратна суспензія насосом 5 подається в сепаратор 6, де розділяється на газогідрати  $H_2S$  та воду, що трубопроводом 7 скидається в море. Гідрати  $H_2S$  шнеком 8 направляються в плавитель 9, де плавляться при температурі близько  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$  та тиску  $0,6\text{ МПа}$  з виділенням газоподібного  $H_2S$  та води, яка по трубопроводу 11 скидається в море.

## ВИСНОВКИ

Запропоновано аналітичну залежність між кінцевим пластовим тиском в газовому родовищі і фільтраційними характеристиками привибійної зони пласта, робочими параметрами експлуатації свердловин, конструктивними особливостями вибою, колони НКТ та викидної лінії і тиском на вході в установку підготовки газу, з використанням якої можна оперативно встановити причини втрат тиску по шляху руху газу з пласта до УКПГ і запроектувати заходи по їх зменшенню.

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

Запропоновано методику вибору технологічного режиму роботи свердловини під час введення у НКТ твердих ПАР, яка дозволяє вводити ПАР в діючу свердловину без її зупинки.

На основі проведених досліджень пропонується компоувати нафтові свердловини, що уже обладнані іншим устаткуванням для механізованого видобутку, струминними апаратами із хромованими частинами. Збільшення дебіту свердловини у такому випадку досягається завдяки розрахунку оптимального режиму ліфтування при впливі базових геометричних розмірів апарату та фізичних властивостей флюїдів. Було запропоновано вдосконалену конструкцію струминного апарату, що використовується для підвищення ефективності роботи штангового насоса, а також одержано методику розрахунку режимів експлуатації такої ежекційної системи, що дозволяє визначити найбільш раціональні випадки її застосування.

Комплексний підхід до технологій дії на привибійну зону пласта з використанням одночасно теплової, кислотної та механічної дії за допомогою

розроблених нами способів та пристроїв дає можливість у випадку його реалізації у свердловинах значно збільшити дебіт нафти та її видобуток в цілому.

Результати моделювання показують, що полімер має однотипний вплив для досліджуваних рідин розриву на параметри тріщини, а саме збільшення її розмірів і погіршення проникності закріплювача. Але ступінь дії полімера залежить від його хімічних і фізичних властивостей. Для більш повного вивчення дії полімеру необхідно поєднати моделювання гідророзриву в програмі з лабораторними експериментами впливу полімеру на зразки гірських порід. Дані результати доцільно поєднати із дослідженнями реологічних, фільтраційних та пропант-транспортних властивостей зразків рідини для гідророзриву з більш широкою зміною концентрації полімеру.

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.

Основні переваги і відмінні риси отриманих результатів : простота технології приготування і застосування композиції хімічних реагентів; дешевизна; можливість приготування робочого розчину композиції хімічних реагентів безпосередньо на промислі з компонентів; відсутність погіршення проникності привибійної зони пласта після запомповування композиції хімічних реагентів у свердловину; можливість використання побічних продуктів хімічної промисловості; приріст дебіту газової свердловини в результаті використання багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів – 10 – 15 %; скорочення операційних затрат.

За результатами теоретичних досліджень обґрунтовано вибір параметрів (товщини і проникності) гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесення піску із пласта у свердловину.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів визначенні оптимальні значення товщини (0,32 м) і проникності гравійної набивки (281 мД), вище яких дебіт газу мало змінюється. Цими співвідношеннями рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки стосовно умов конкретного пласта-колектора і при виборі товщини гравійної набивки (шляхом розширення стовбура свердловини на задану величину).

В результаті експериментальних досліджень розроблено і запатентовано тампонажний склад на основі тампонажної суміші з додавання спученого перліту, неіоногенної ПАР і пластифікатора, який скріплює частинки породи між собою. Утворений цементний камінь характеризується високою механічною міцністю на стиск (до 4 МПа) і проникністю по газу (до 3,47 мкм<sup>2</sup>). Перевагою розробленого складу порівняно з відомими складами є відсутність необхідності застосування додаткового обладнання при здійсненні технологічного процесу із запомповування у пласт закріплюючих агентів, вища надійність і низька собівартість використовуваних реагентів.

Запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка включає розширення на задану величину стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта під час її спорудження і заповнення утвореного порожнистого простору (або каверн, які утворились у процесі тривалої експлуатації свердловин) тампонажним розчином для утворення цементного каменю високої міцності і проникності.

В результаті експериментальних досліджень доведена і обґрунтована можливість підвищення нафтовилучення шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску.

Експериментально встановлено, що в зоні змішування пласта після проходження фронту заводнення відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовилучення.

Розроблено пристрій для осоєння і дослідження свердловин, який значно підвищує ефективність робіт на родовищах з виснаженою пластовою енергією.

Отриманий за розробленою технологією,  $H_2S$  може без додаткового стискування бути направлений споживачам, що забезпечує зменшення енерговитрат на видобування і подальше використання сірководню, як альтернативного паливного газу.

**ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ**

1. Кондрат Р.М. Питання дорозробки виснажених родовищ природних газів. // Нафтогазова галузь України. 2020 №4. С.34-41.
2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Удосконалення технологій дорозробки виснажених газових покладів. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022 №2(83). С. 26-36.
3. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І. Вибір технологічного режиму роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин під час введення у НКТ твердих піноутворювальних ПАР. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022 №4(84). С. 62-70.
4. Довідник з нафтогазової справи [Текст] : навч. / За заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. - К.: Львів, 1996. – 620 с. – ISBN 5-335-01293-5.
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ [Текст] : навч, підручник / В. С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с. - ISBN 5-7763-9882-7.
6. Спосіб видобування нафти за допомогою енергії нагнітальних свердловин та пристрій для його здійснення [Текст]: пат. 61392А Україна: МПК7 E 21 B 43/00 / Лилак М.М., Возний В.Р., Новомлинський І.О., Шандровський Т.Р., Якимечко Я.Я. : заявники і патентовласники Лилак М.М., Возний В.Р., Новомлинський І.О., Шандровський Т.Р., Якимечко Я.Я. - №2003010612; заявл. 20.01.03; опубл. 17.11.03, Бюл. № 11. – 3 с.
7. Kalwar, S.A., Awan, A.Q. Optimum selection and application of hydraulic jet pump for well-1A: a case study // In: Works of SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 2017, pp. 1-10.
8. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – p. 4-9.
9. Shen J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China. / Shen J., Wu X., Wang J. // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy. – 2010. – P. 8.

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

11. Ashton J.P., Kirspel L.J., Nguyen H.T., Credeur D.J., 1989: Система нагріву на місці стимулює виробників парафінової нафти в Мексиканській затоці. Папір SPE-15660-PA, *SPE Production Engineering* Том 4/Випуск 02, с. 157 – 160.

12. Бойко В. С., 2009: Підземний ремонт свердловин: Підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина 2 і 3. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 589 с.

13. Браун Дж. М., Доббс Дж. Б., 1998: Новий екзотермічний процес видалення парафінових відкладень у виробництві вуглеводнів. In *Proceedings - Corrosion 98*, стаття No 233, с. 233/1-233/9.

14. Ремі Азраї М. Амін, Норхадхіра Халім, Камал Амрі Рослі, Мохд Ізат Алі, Мохд Хафіз Мохамад, Вей Ні Хо, 2007: Профіль виробництва свердловин до та після обробки з використанням нової термохімічної техніки. Папір SPE-107663-MS - Європейська конференція з пошкодження пластів, 30 травня-1 червня, Схевенінген, Нідерланди.

15. Rocha N. O., Khalil C. N., Leite L. F., Goja A. M., 2003: Термохімічний процес для видалення воскових пошкоджень. SPE-80266-MS - Міжнародний симпозіум з хімії нафтових родовищ, 5-7 лютого, Х'юстон, Техас.

16. Straub T.J., Autry S.W., King G.E., 1989: Дослідження практичного видалення свердловинного парафіну термічними методами та хімічними розчинниками. Папір SPE 1989, с. 9.

17. Тарко Я.Б. Розробка технологій та технічних засобів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні. Харків: Нове слово, 2010. – 548 с. (Співавтори Божко О.Є., Коцкулич Я.С., Кравченко О.В. та ін.).

18. Тарко Я.Б. Технологія термохімічного оброблення привибійної зони пластів у нафтовидобувних свердловинах. Всеукраїнський НТЖ „Розвідка і



розробка нафтових і газових родовищ”, вип. №2 (63), Івано-Франківськ, 2017. - С.21-26.

19. Tarko Ya.B. Intensification of hydrocarbons extraction by pulse-wave methods . .J80 Journal of Hydrocarbon Power Engineering. - Ivano-Frankivsk : National Technical University of Oil and Gas. - 2018. - Vol. 5, № 2. - 39-68 p. (Co-authors A. F.Bulat, Ye. I. Kryzhanivskyu, G. O. Shevchenko, V. G., Shevchenko).

20. Awaja, F., Zhang, S., Tripathi, M., Nikiforov, A., & Pugno, N. (2016). Cracks, microcracks and fracture in polymer structures: Formation, detection, autonomic repair. *Progress in Materials Science*, 83, 536-573.

21. Tiwari, A., Wiener, J., Arbeiter, F., Pinter, G., & Kolednik, O. (2020). Application of the material inhomogeneity effect for the improvement of fracture toughness of a brittle polymer. *Engineering Fracture Mechanics*, 224, 106776.

22. Pulsinelli R.; Gulbis J.; Hawkins G. Taking the Brakes Off Proppant-Pack Conductivity. *J. Oilfield Review*, January 1991.

23. Brown, Eric N., Scott R. White, and Nancy R. Sottos. "Microcapsule induced toughening in a self-healing polymer composite." *Journal of Materials Science* 39 (2004): 1703-1710.

24. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 235-245, August 2013.

25. Barati R.; Liang J. A review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. *J. APPL. POLYM. SCI.*, DOI: 10.1002/APP.40735, 2014.

26. Uhrynovsky. A.V., Moroz L. B, Kogut G.M. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods // *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 2022. P 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028.

27. Nandkishore Thombarea, Usha Jha , Sumit Mishra. Borax cross-linked guar gum hydrogels as potential adsorbents for water purification, *M.Z. Siddiqui* 2017.

28. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013.
29. Sun, H.; DeBenedictis, F.; Zhou, J.; Cutler, J.; Royce, T.; Nelson, S.; Qu, Q. Field Case Histories of a Non-Damaging Guar Alternative for Linear Gel Application in Slickwater Fracturing, in 10th SPE International Conference and Exhibition on European Formation Damage, Noordwijk, 2013.
30. Поверхностно-активные вещества : Справочник. / Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Г.М.Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
31. Применение пенных систем в нефтегазодобыче : Учебное пособие / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич, Е. Н. Бекиш. – М. : Недра, 1987. – 229 с.
32. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник / Л. С. Сааки-ян, А. П. Ефремов, И. А. Соболева и др. – М. : Недра, 1985. – 206 с.
33. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах : Монографія / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ, 2004. 400 с.
34. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монографія: у 2 т. Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.
35. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недра, 1986. 176 с.
36. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Хайдарова Л. І. Дослідження впливу гравійної набивки у відкритому стовбурі на продуктивну характеристику свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. № 4. С. 16-22.
37. Нескин В. А., Ефимов Н. Н., Лыков О. П. Исследование состава на основе кремнийорганического полимера для крепления призабойной зоны пласта. Труды РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. № 1 (274).
38. Пат. 45565 Україна.Спосіб кріплення привибійної зони пласта: № 2001010190; заявл. 10.01.2001; опубл. 15.04.2002, Бюл. №4.

39. Пат. №113026 Україна, МПК Е 21 В33/138. Склад для кріплення нестійких порід колекторів. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Ковальчук Ю. І. № 201606383; заяв. 13.06.2016; опуб. 10.01.2017, Бюл №1.

40. Закачка жидких углеводородов в пласт для повышения нефтегазоконденсатоотдачи / А.М. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов и др. // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. ВНИИЭгазпром, 1976, №9.- С.

41. Купер І.М. Підвищення нафтовилучення на пізній стадії розробки родовищ Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази » 23-25 травня м Івано-Франківськ // Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2018 р. –С.195-197.

42. Купер І.М. Фізика нафтового і газового пласта [Текст] / І.М. Купер, А.В. Угриновський. – Івано-Франківськ: Фоліант, 2018. – 447с. – ISBN 978–966–694–299–2.

43. Купер І.М. Керування режимами роботи нафтових покладів на пізній стадії їх розробки / І.М.Купер// Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2019». – м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019 року.

44. 3. Пат. Україна, МПК Е21В 33/13 (2006.01), С09К 8/56 (2006.01). Пристрій для освоєння і дослідження свердловин [Текст] / Купер І.М. – № позитивне рішення заявл. 22.06.2018;

45. Бойко В.С., Купер І.М. Модернізація заводнення на основі створення потягоскеровувальних бар'єрів у міжсвердловинній зоні пласта. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.-Івано-Франківськ.-2022.-Вип.1 (82).- С.105-114.

46. Volodymyr Doroshenko, Oleksandr Titlov, Ivan Kuper. Development of technology of gas condensate extraction from the formation in the conditions of retrograde condensatio. Chemical engineering:technology audit and production reserves

— № 1/3(57), 2022. p.12-15/UDC 681.2:532.64 DOI: 10.15587/2706-5448.2021.225212 Article type «Reports on Research Projects»

47. 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.

48. 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.

49. Шулятиков В.И. , Сидоров С.А. Современная технология и оборудование для эксплуатации обводненных скважин // Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром, 1984, вып. 9. - 38 с.

50. Уолис Г. Одномерные двухфазные течения. - Пер. с англ./ Под ред. И. Т. Аладьева.-М.: Мир, 1972.-440 с.

51. Билецкий М.М., Яцкив М.П., Тимашов Г.В. Выбор методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин // Нефтяная и газовая промышленность, 1985, №1.- С. 37-40.

52. John Carroll. Natural Gas Hydrates A Guide for Engineers: 4th Edition – 2020 – 377 p.

53. Клименко В.В. Науково-технічні основи газогідратної технології (термодинаміка та кінетика процесів, схемні рішення): автореф. дис. докт. техн. наук: 05.14.06. – К., 2012 – 40 с.

## ДОДАТОК А

### ВИТЯГ

з протоколу засідання вченої ради  
Інституту нафтогазової інженерії  
№ 6 від 28 червня 2023 р.

Всього членів вченої ради ІНГІ - 22

Присутніх членів вченої ради ІНГІ – 17

**СЛУХАЛИ:** інформацію доцента кафедри видобування нафти і газу Грицанчука А.В. про виконання заключної держбюджетної НДР «Збільшення вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу України на різних стадіях розробки»

#### **УХВАЛИЛИ:**

- 1) програма робіт на 01.09.2020 р. – 30.06.2023 н.р. виконана в повному обсязі. Представлений заключний звіт, зміст якого відповідає програмі робіт.
- 2) рекомендувати продовжити дослідження у вибраному напрямку, результати оперативно впроваджувати у навчальний процес.

Голова вченої ради  
інституту нафтогазової інженерії

Олег ВИТЯЗЬ

Секретар вченої ради  
інституту нафтогазової інженерії

Наталія ДРІНЬ

## ДОДАТОК Б

### Рецензії

Я. М. Фем'яка на звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи кафедри видобування нафти і газу: «Збільшення вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу України на різних стадіях розробки»

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

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

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

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

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

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

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

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

**Ярослав ФЕМ'ЯК**

## **РЕЦЕНЗІЯ**

**Н. М. Гедзика на звіт**

на держбюджетну науково-дослідну роботу за темою «Збільшення вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу України на різних стадіях розробки»

Актуальність теми дослідження, розробка якої проводилася протягом 2020-2023 рр, без сумніву, обумовлюється удосконаленням існуючих технологій та пошуком нових можливостей для підвищення вуглеводневилучення з родовищ природних вуглеводнів.

За підсумками виконання держбюджетної науково-дослідної роботи науковцями кафедри видобування нафти і газу, отримані вагомі наукові результати. Слід підкреслити, що запропонований новий підхід до вирішення проблеми підвищення ефективності дорозробки виснажених газових покладів, який включає аналітичне і техніко-технологічне обґрунтування методів мінімізації значень кінцевого пластового тиску в зоні дренавання видобувних свердловин, технології вилучення залишкового газу із слабкодренованих, низькопроникних ділянок покладу, технології витіснення залишкового природного газу із виснажених газових покладів нагнітанням неуглеводневих газів, зокрема, азоту, технології регулювання процесу дорозробки виснажених газових покладів за водонапірного режиму шляхом активного впливу на переміщення газоводяного контакту і видобутку защемленого газу з обводнених зон.

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

Слід підкреслити, що вагоме наукове значення представлена технологічна



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

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

Зважаючи на теоретичну цінність та можливу практичну реалізацію наукового доробку одержаних результатів, доцільно визнати, що представлений звіт по темі «Збільшення вилучення вуглеводнів з родовищ нафти і газу України на різних стадіях розробки» заслуговує високої позитивної оцінки.

**Менеджер з геології і розробки  
нових проектів в Україні  
ТОВ Експерт Петролеум Україна,  
к.т.н., доц.**

**Назарій ГЕДЗИК**

## ДОДАТОК В

### Наукові результати кафедри

#### «Видобування нафти і газу» за 2022-2023 навчальний рік

Публікації, конференції, виставки:

	кількість	кількість стор.	автори
1.Опубліковано монографій всього, з них			
-«- з грифом МОНУ			
2.Опубліковано підручників, навчальних посібників			
3.Кількість публікацій всього/зі студентом			
з них:			
- у фахових виданнях України			<ol style="list-style-type: none"> <li>1. С.В. Матківський, Л.І. Матіішин. Оптимізація умов експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки. Прикарпатський вісник наукового товариства ім. Шевченка, Число, №17(64). 2022. С. 142-156.</li> <li>2. Матківський С.В., Бікман Є.С., Кондрат О.Р., Бурачок О.В., Матіішин Л.І. Перспективи впровадження технологій підвищення вуглеводневилучення з використанням CO<sub>2</sub> на прикладі Гадяцького родовища. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022, №3(84). С. 7-17.</li> <li>3. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І.. Вибір технологічного режиму роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин під час введення у НКТ твердих піноутворювальних ПАР. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2022 №4(84). С. 62-70.</li> <li>4. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І.. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023 №1(85). С..</li> <li>5. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Дослідження впливу гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023 №1(85). С..</li> <li>6. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Матіішин Л.І. Дослідження впливу водного фактора на продуктивну характеристику свердловини з гравійним фільтром. 2023 №2(86). С.</li> <li>7. Мороз Л.Б. Дослідження інтенференції свердловин з метою підвищення нафтовилучення / Л.Б. Мороз, Я.Я. Якимечко, С.О. Овецький, А.В. Угриновський // Нафтогазова енергетика. - 2022.- №2 (38).-С. 50-62.</li> <li>8. Ovetska O.V., Oveckiy S. O. Project management of the gas transmission system's development of Ukraine in the context of increasing energy security threats in the conditions of war: "Економіка і організація управління". 2 (46) 2022. с.132-138.</li> </ol>

- у зарубіжних виданнях			1. Якимечко Я.Я. Алгоритм розрахунку технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки / 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 INDEXCOPERNICUS(ICV: 87.25) GOOGLESCHOLAR, ORCID ID: 0000-0002-4406-0094.
- статті у журналах, що входять до науко-метричних баз даних Scopus, Web of Science			
- в інших наукометричних базах даних (крім РИНЦ)			
- публікації в матеріалах конференцій, що входять до науко метричних баз даних Scopus, Web of Science			<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Uhrynovsky. A.V., Moroz L. B, Kogut G.M. Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering, 2022. P 27-34. DOI: 10.5604/01.3001.0015.7028.</li> <li>2. S.V. Matkivskiy, O.V. Burachok, L.I. Matiishyn. Evaluation of the gas recycling duration on the hydrocarbon recovery from gas condensate fields. Archives of Materials Science and Engineering 2022; 117 (2). Pp. 57-69.</li> <li>3. Klymenko, V., Ovetskyi, S., Martynenko, V., Vytiaz, O., &amp; Uhrynovskiy, A. (2022). An alternative method of methane production from deposits of subaquatic gas hydrates. <i>Mining of Mineral Deposits</i>, 16(3), 11-17. (Q2) <a href="https://doi.org/10.33271/mining16.03.011">https://doi.org/10.33271/mining16.03.011</a></li> </ol>
- публікації (тези) в матеріалах конференцій			<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Matkivskiy Serhii, Matiishyn Liliya. Modeling and forecasting enhanced condensate recovery of gas condensate fields. The 19th International scientific and practical conference “Innovative approaches to solving scientific problems” (May 16 – 19, 2023) Tokyo, Japan. International Science Group. 2023. 498 p. P.407-410</li> <li>2. Matiishyn Liliya. Increasing hydrocarbon recovery of gas and gas-condensate fields by use of nitrogen. The 11th International scientific and practical conference Problems of the development of science and the view of society” (March 21 – 24, 2023) Graz, Austria. International Science Group. 2023. 435 p. Pp. 379-381.</li> <li>3. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Особливості розробки родовищ природних вуглеводнів з нафтовими облямівками/ The 21th International scientific and practical conference “Scientists and methods of using modern technologies” (May 30 – June 02, 2023) Melbourne, Australia. International Science Group. 2023. 522 p. P. 463-466.</li> <li>4. Кондрат Р.М., Псюк М.О. Визначення ефективності інгібіторів корозії в</li> </ol>

		<p>умовах високих температур гравіметричним методом. Науковий простір: актуальні питання, досягнення та інновації: матеріали V Міжнародної наукової конференції, м. Черкаси, 26 травня, 2023 р. / Міжнародний центр наукових досліджень. — Вінниця: Європейська наукова платформа, 2023. — 276 с. 136-142.</p> <p>5. Гавриш В.Р. Грицанчук А.В. Дослідження умов стабільної роботи газоконденсатних свердловин за рахунок власної енергії пластового газу. BASICS OF LEARNING THE LATEST THEORIES AND METHODS. Proceedings of the IX International Scientific and Practical Conference Boston, USA, March 07 – 10, 2023. pp. 424-430.</p> <p>6. A. Hrytsanchuk, V. Hrytsanchuk, V. Gavrysh. Analysis of the efficiency of hydrofracturing in depleted gas fields. PROBLEMS OF THE DEVELOPMENT OF SCIENCE AND THE VIEW OF SOCIETY Proceedings of the XI International Scientific and Practical Conference Graz, Austria March 21 – 24, 2023. pp. 337-338.</p> <p>7. A. Hrytsanchuk, V. Hrytsanchuk, V. Gavrysh. Installation of a multiphase ejector when operating low-pressure gas wells. XXI Міжнародна науково-практична конференція «Scientists and methods of using modern technologies», 30 травня – 02 червня 2023 р., Мельбурн, Австралія. pp. 411-413.</p> <p>8. Дремлюх Н.С. Ліквідація піщаних корків на виснажених газових родовищах. III Міжнародна науково-теоретична конференція «MODERNIZATION OF SCIENCE AND ITS INFLUENCE ON GLOBAL PROCESSES» (21.10.2022, м. Берн (CHE)).</p> <p>9. Дремлюх Н. С. Теоретичні дослідження критичної швидкості руху газу. The 12th International scientific and practical conference “Modern research in world science” (February 26-28, 2023) SPC “Sci-conf.com.ua”, Lviv, Ukraine. 2023. 264-268 p.</p> <p>10. Natalia Dremlukh. DEVELOPMENT OF COMPOSITION OF TAMPONING SOLUTION FOR FASTENING OF LOW-CEMENTED ROCKS. Scientific forum: theory and practice of research : collection of scientific papers «SCIENTIA » with Proceedings of the III International Scientific and Theoretical Conference, March 10, 2023. Valencia, Kingdom of Spain. P.87-90.</p> <p>11. Дремлюх Н.С. Дослідження впливу піщаного корка на продуктивність газових свердловин. DEVELOPMENT OF COMPOSITION OF TAMPONING SOLUTION FOR FASTENING OF LOW-CEMENTED ROCKS. Scientific forum: theory and practice of research : collection of scientific papers «SCIENTIA » with Proceedings of the III International Scientific and Theoretical Conference, March 10, 2023. Valencia, Kingdom of</p>
--	--	--

		<p>Spain. P.91-93.</p> <p>12.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.</p> <p>13.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.</p> <p>14.Мороз Л.Б., Угриновський А.В., Мороз М.А. Інноваційні технології видобування нафти на завершальній стадії розробки // X Міжнародна науково-практична конференція SCIENTIFIC PROGRESS: INNOVATIONS, ACHIEVEMENTS AND PROSPECTS, June 25 – 27, 2023, Munich, Germany. P. 144 - 148. ISBN 978-3-954753-04-8.</p> <p>15.Мороз Л.Б., Угриновський А.В., Мороз М.А. Дослідження процесів інтенсифікації видобування вуглеводнів // IX Міжнародна науково-практична конференція “SCIENTIFIC RESEARCH IN THE MODERN WORLD” 28-30.06.2023 Торонто, Канада, P. 144 - 148.ISBN 978-1-4879-3795-9.</p> <p>16.Ovetska O.V., Oveckiy S. O. Prospects of the development projects of GTS of Ukraine as an element of the decarbonization of Europe// «Традиції та інновації в сучасній науці та освіті в умовах викликів та загроз глобалізації»: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 29 листопада 2022 р.: Збірник матеріалів. Дніпро: ДДУВС, 2022. -203-204.</p> <p>17.Yakymchko Y . Y., Oveckiy S.O. Modern methods of tide intensification hydrocarbons from the layer. International scientific Conference proceedings "Organization of scientific research in modern conditions ‘2023". ProConferencein conjunction with KindleDPSeattle, Washington, USA. No 17 on March 11, 2023. 9-11. DOI: 10.30888/2709-2267.2023-17-01-004</p> <p>18.Василь Клименко, Олександр Скрипник, Дар’я Скрипник (АГ-19) Сергій Овецький, Олександр Наливайко. Застосування газогідратів для видобування сірководню з Чорного моря. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Автоматика, комп’ютерно-інтегровані технології та проблеми енергоефективності в промисловості і сільському господарстві». ЦУНТУ. Кропивницький, Україна, 10-11 листопада 2022 року. 153-154.</p> <p>19.Кондрат Р. М. Визначення ефективності інгібіторів корозії в умовах</p>
--	--	---

			<p>високих температур гравіметричним методом / Р.М.Кондрат, М.О.Псюк. // Науковий простір: актуальні питання, досягнення та інновації: матеріали V Міжнародної наукової конференції, м. Черкаси, 26 травня, 2023 р. – Міжнародний центр наукових досліджень. – Вінниця: Європейська наукова платформа, 2023. – с. 136 – 142.</p> <p>20. 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.</p> <p>21. Якимечко Я.Я. Сучасні методи інтенсифікації припливу вуглеводнів з пласта / Інтернетресурс, <a href="https://www.proconference.org/index.php/usc/article/view/usc17-01-004">https://www.proconference.org/index.php/usc/article/view/usc17-01-004</a>// Я.Я. Якимечко, С.О. Овецький, DOI: 10.30888/2709-2267.2023-17-01-004// The decision of the Organizing Committee of the conference "Organization of scientific research in modern conditions '2023" No 17 on March 11, 2023, pp. 9-11, ProConference in conjunction with KindleDP Seattle, Washington, USA, Series «SWorld-USConferenceproceedings» DOI: 10.30888/2709-2267.2023-ISBN 979-8-3909813-2-0</p>
4. Підвищення індексу Гірша			<p>Грицанчук А.В. (Hrytsanchuk A). Хайдарова Л.І. (Khaidarova L.I.). Дубей О.Я. (Dubei O.Ya.)</p>
5. Участь у конференціях, семінарах (вказати: назву конференції, терміни, прізвища учасників)			<p>«Традиції та інновації в сучасній науці та освіті в умовах викликів та загроз глобалізації»: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 29 листопада 2022 р</p>
6. Захист дисертацій (вказати прізвища, тему дисертації)			
7. Отримані охоронні документи			

В.о. завідувача кафедри ВНГ

Лілія МАТІШИН

# ДОДАТОК Г

## План

### проведення та виконання кафедральної НДР

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

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

№ зп	Показники наукової діяльності науково-педагогічного працівника	ПЛАНОВІ нормативні показники		ФАКТИЧНІ нормативні показники	
		К-сть	Години	К-сть	Години
1.	Участь у виконанні кафедральної держбюджетної науково-дослідної роботи (НДР)	14	1760	14	1760
2.	Участь у виконанні г/т, держ.МОНУ; Грантових угодах				
3.	Монографії, - з них закордоном				
5.	Статті у фахових виданнях	8	400	9	450
	Статті у наукометричних виданнях	2	200	3	300
	Тези	15	675	21	880
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				
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 :				
12.	Кількість опублікованих статей за участю студентів, усього, з них: - самостійно студентами				
13.	Інше (Індекс Гірша)			4	800

В.о завідувача кафедри ВНГ

Директор інституту НГІ

НДІНГЕіЕ

Лілія МАТІЇШИН

Олег ВИТЯЗЬ

Галина РЯБКО