

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Гарант освітньої програми

Завідувач кафедри

В.О. Демченко
С. Савчук

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Технології покращення видобувних можливостей свердловин
для родовищ на завершальній стадії експлуатації

Пояснювальна записка

Керівник

д.т.н., професор Зезекало І.Г.
посада, наук. ступінь, ПІБ

[підпис]
підпис, дата

Виконавець роботи

Кошовий Антон Віталійович
студент, ПІБ

група *003 MB*

[підпис]
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

доц. Михайлівська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. к.т.н. Рубень В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. викладач Рижченко І.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

доц. к.т.н. Рубень В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2025

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми

« » 20 року

Завідувач кафедри НГІТ

В.О. Зезекало
« » 20 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Кошовий Антон Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Технології покращення видобувних можливостей свердловин для родовищ на завершальній стадії експлуатації

Керівник проекту (роботи) д.т.н., професор Зезекало І.Г.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «02» 08 2024 року № 888/24

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 27.12.2024р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

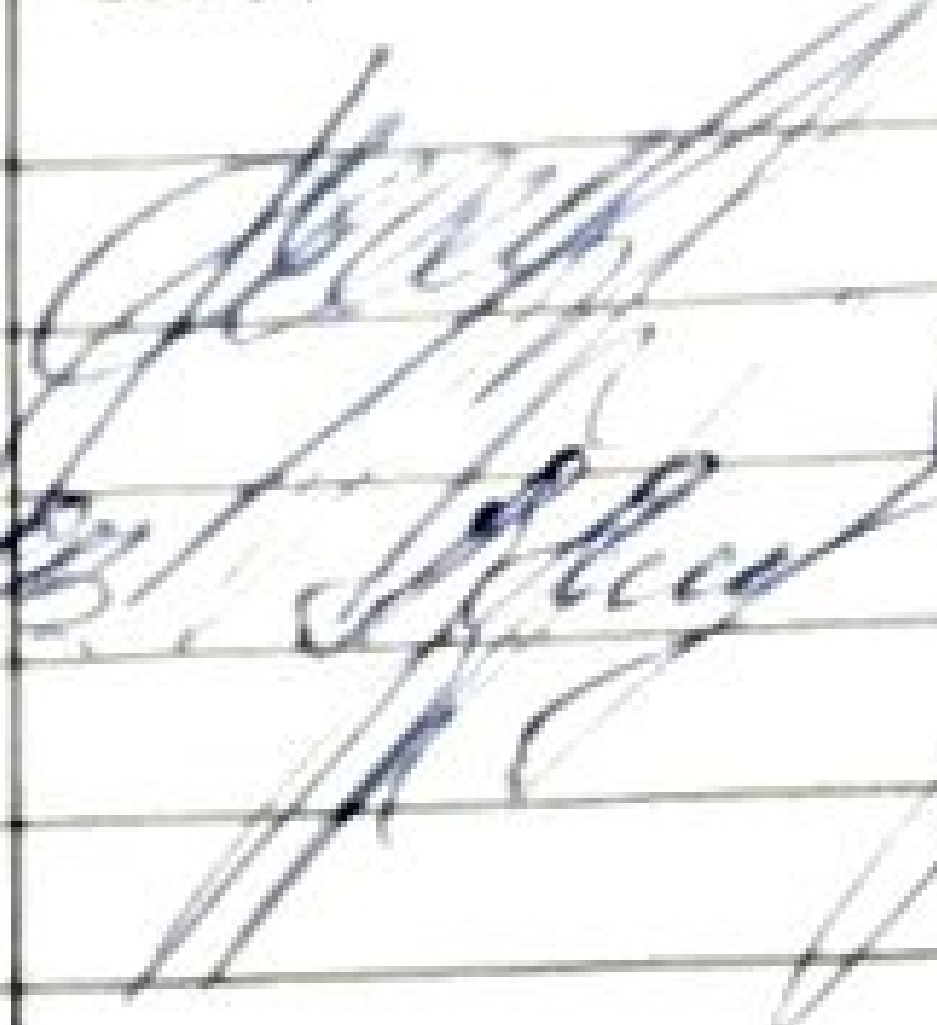
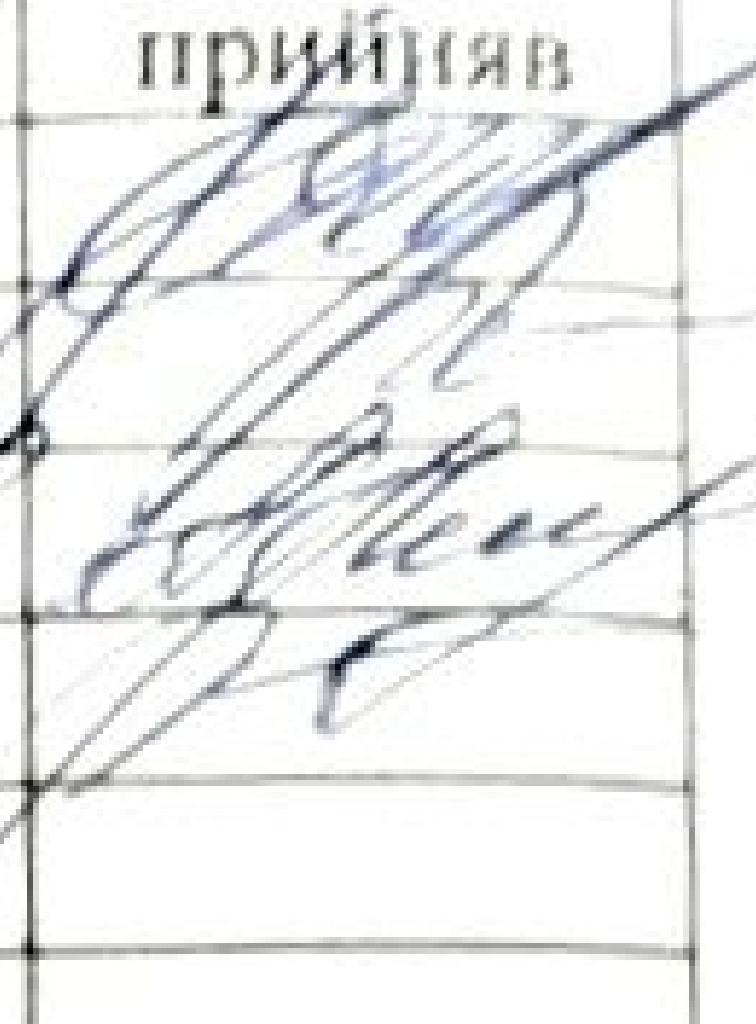
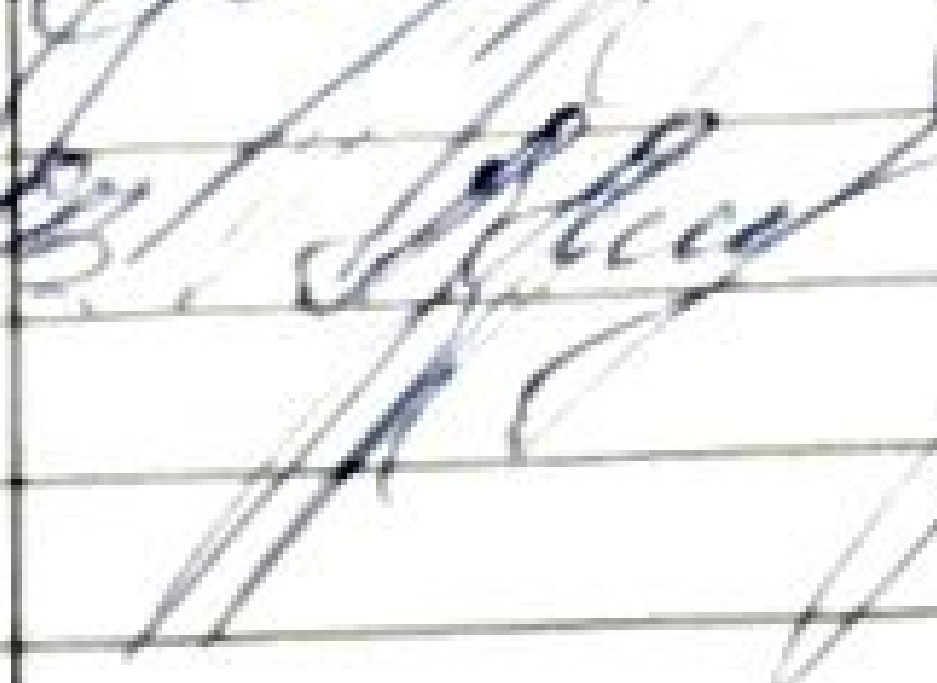
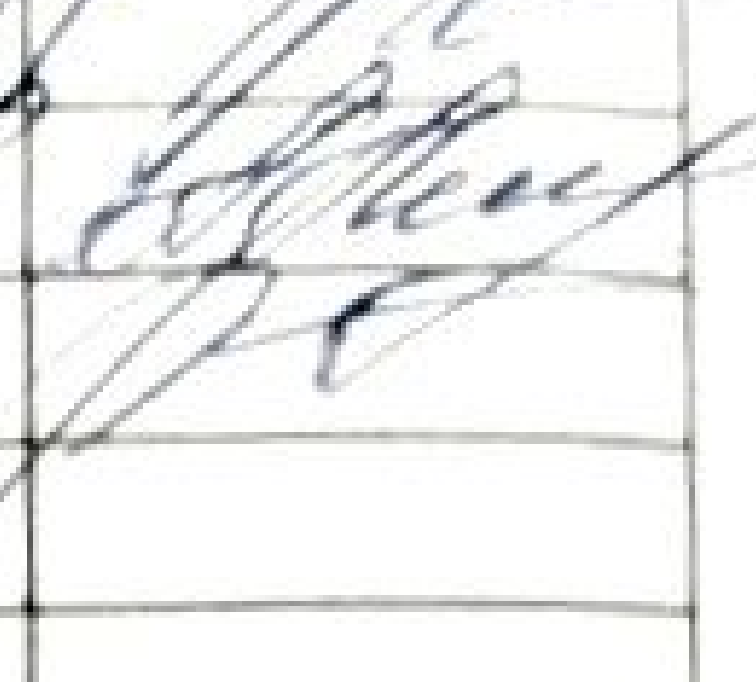
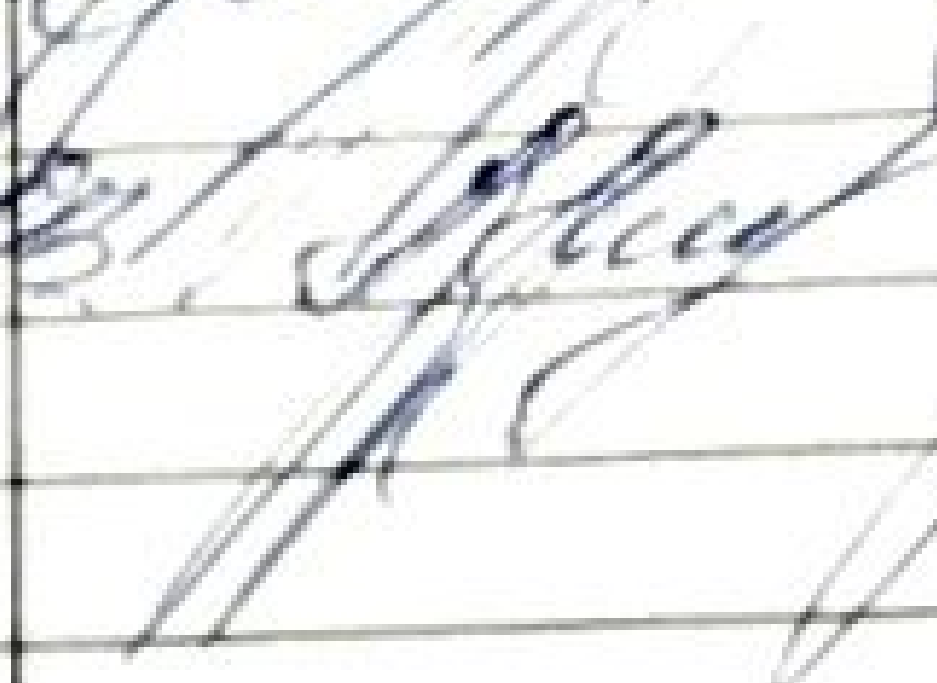
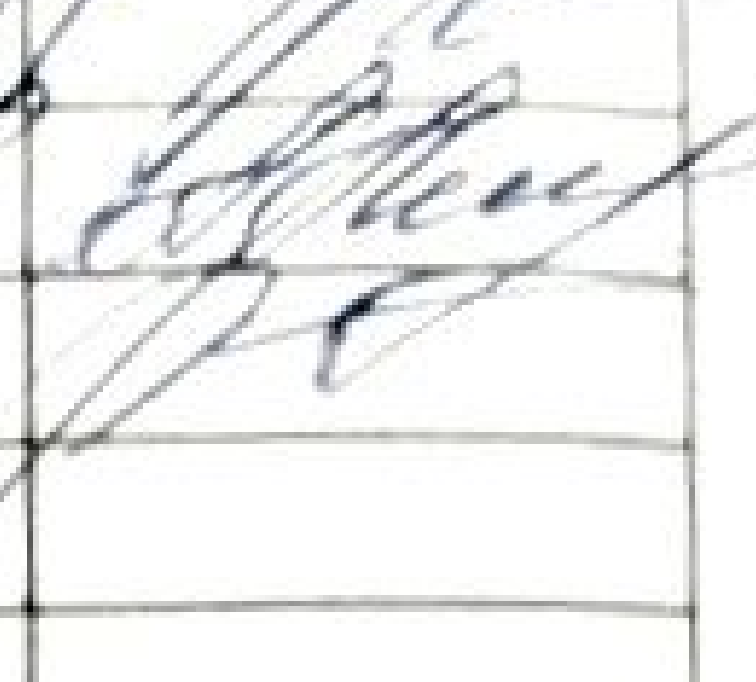
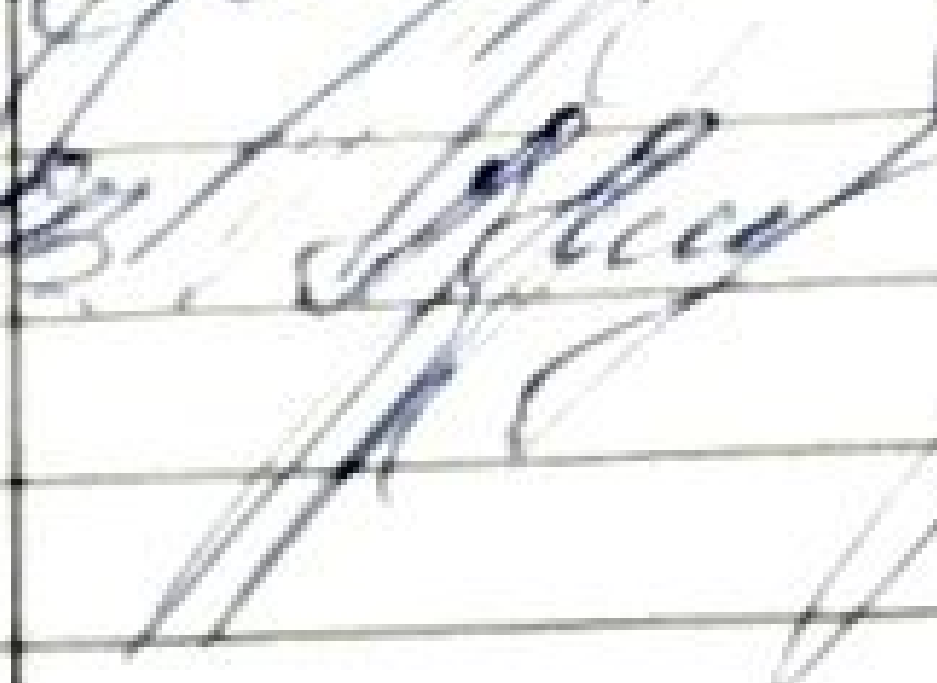
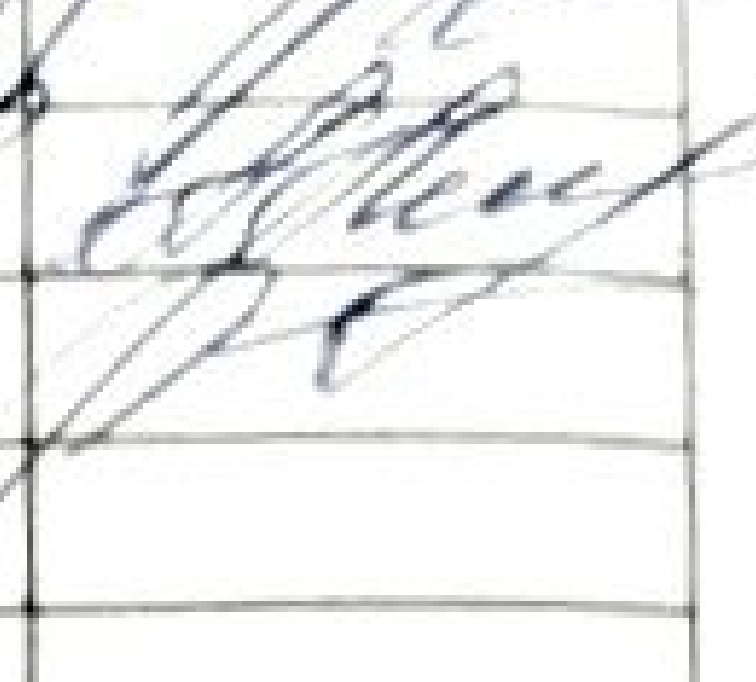
2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина(Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи


Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	доц. Мекзидова Євгенія		
2	доц. С.С.Н. Турень В.О.		
3	Сп. Кожмарова Лариса		
4	доц. С.С.Н. Турень В.О.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	
2	Експериментальна частина	
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	
4	Впровадження результатів досліджень	
5	Оформлення та узгодження роботи	
6	Попередні захисти робіт	
7	Захист магістерської роботи	

Студент


 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи


 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП	1
РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ОБВОДНЕННЯ ТА ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ РОДОВИЩ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	3
1.1 Причини та стадії обводнення видобувних свердловин	3
1.2 Характеристика методів та технологій винесення рідини із свердловин на завершальній стадії експлуатації	6
1.3 Технології застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводнених свердловин	8
1.4 Методи прогнозування обводнення фонду видобувних свердловин	19
Висновки до першого розділу	21
РОЗДІЛ 2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА АНАЛІЗ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА	23
2.1 Геолого-промислова характеристика родовища і покладу	23
2.2 Короткий аналіз показників розробки родовища	33
2.3 Підготовка газу та конденсату	36
Висновки до другого розділу	38
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ВИБОУ СВЕРДЛОВИН	40
3.1 Опис експериментальної установки плунжерного піднімача і методика досліджень	40
3.2 Результати досліджень винесення рідини із свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача	44
3.3 Уточнення методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин	50
3.4 Розроблення конструкції плунжера для установки плунжерного піднімача	61
Висновки до третього розділу	64

РОЗДІЛ 4 ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПОКРАЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ СВЕРДЛОВИН БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	65
4.1 Розрахунки інтенсифікації роботи низьконапірних газовидобувних свердловин	65
4.2 Проектування винесення рідини із обводнених свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача	65
4.3 Технологічні і технічні розрахунки параметрів подачі ПАР у свердловину 671	70
4.4 Розрахунок економічної ефективності запропонованого способу інтенсифікації виносу рідини із свердловини	73
Висновки до четвертого розділу.....	74
РОЗДІЛ 5 ПРОЕКТУВАННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ДЛЯ РОДОВИЩА НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	75
5.1 Аналіз втрат тиску у викидних лініях свердловин	75
і оцінка можливості утворення в них гідратів	75
5.2 Проектування заходів з попередження накопичення рідини і боротьби з гідратоутвореннями у викидних лініях свердловин.....	82
5.3 Обґрунтування заходів для підвищення ефективності підготовки вуглеводневої продукції	84
5.4 Розрахунок вертикального гравітаційного сепаратора	87
Висновки до п'ятого розділу.....	89
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	90
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	91

ВСТУП

Актуальність теми.

В Україні багато родовищ знаходяться на межі рентабельності видобутку вуглеводнів, а нововідкриті за останні роки здебільшого мають невеликі запаси, що не можуть значно вплинути на обсяги видобутку газу. Тому в найближчі десять років основний видобуток буде здійснюватися із виснажених родовищ, які ще зберігають значні залишкові запаси вуглеводнів. Однією з проблем пізніх етапів розробки родовищ є накопичення рідини (води та вуглеводневого конденсату) на вибої свердловин і в низьких ділянках трубопроводів через недостатню швидкість газу для її виведення, що призводить до значних втрат тиску в системі “свердловина – викидна лінія” і знижує видобувні можливості свердловин, аж до припинення їх природного фонтанування.

Дослідження та впровадження проведемо на Безпалівському родовищі, яке відкрите в 1990 році свердловиною 671, має газоконденсатний поклад у продуктивному горизонті М-2 (М-5) московського ярусу середнього карбону. На сьогодні родовище значно виснажене. У зв'язку з цим, необхідно впровадити технології покращення видобувних можливостей шляхом інтенсифікації винесення рідини.

Метою дослідження є покращення видобувних можливостей обводнених свердловин для родовищ на завершальній стадії експлуатації.

Основні задачі дослідження:

1. Дослідити проблеми експлуатації свердловин на завершальній стадії експлуатації родовища.
2. Виконати аналіз причин скупчення рідини в насосно-компресорних трубах та узагальнення методів інтенсифікації її винесення.
3. Оцінити експериментальні дослідження застосування плунжерного піднімача для винесення рідини із газових свердловин.
4. Виконати розрахунки параметрів роботи установки плунжерного піднімача на родовищі.

5. Упровадити технології очищення вибою обводнених свердловин на Безпалівському ГКР.

Об'єктом дослідження є процеси руху флюїдів у свердловинах виснажених родовищ.

Предметом дослідження є технології винесення рідини з вибою обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Методи дослідження: завдання вирішувалися через аналіз експериментальних та теоретичних досліджень, оброблених за допомогою методів математичної статистики та розрахунків.

Наукова новизна та практичне значення результатів полягає в тому, що запроваджено технології експлуатації низьконапірних, обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою плунжерного піднімача особливої конструкції для інтенсифікації винесення рідини.

Запропоновано використання установки безперервної подачі ПАР на вибої свердловин "Лотос" разом з плунжерним піднімачем спеціальної конструкції для умов Безпалівського родовища.

Апробація результатів досліджень. Основні положення магістерської роботи доповідались і схвалені на 76 науково-практичній конференції викладачів, аспірантів та студентів НУІІ імені Юрія Кондратюка;

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків та списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ОБВОДНЕННЯ ТА ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ РОДОВИЩ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1 Причини та стадії обводнення видобувних свердловин

Поклади природного газу пов'язані з пластовими водонапірними системами й експлуатуються в умовах прояву водонапірного режиму. Відповідно до промислових даних, кінцевий коефіцієнт вилучення газу в таких умовах є відносно невисоким (70-85%). Це обумовлено мікрозащемленням газу водою в неоднорідних пористих середовищах, макрязащемленням газу в окремих зонах пласта з початковою газонасиченістю, які вода оминає, а також обводненням свердловин [1].

На початкових стадіях обводнення свердловин рідина, що потрапляє з вибою, виноситься на поверхню завдяки достатньо високим дебітам і швидкості газорідинного потоку (ГРП) біля башмака ліфтових труб. Зі зниженням пластового тиску і дебіту газу умови для природного виносу рідини стають складнішими, навіть якщо її кількість незначна. Унаслідок скупчення рідини на вибоях свердловин і збільшення втрат тиску під час руху ГРП у насосно-компресорних трубах продуктивність свердловин знижується, а іноді вони повністю зупиняються [2].

Газ, що видобувається із експлуатаційних свердловин, може переносити три типи підземних вод [3]:

1. Конденсаційні води – це водяна пара, яка міститься у складі газу і переходить у рідку фазу при зміні температури й тиску. Їх основою є природна вологоємність пластового газу. За дослідженнями, конденсаційна пара утворює прісну воду з мінералізацією 1-2 г/см³. Вважається, що впродовж розробки газоконденсатних покладів отримують маломінералізовані конденсаційні води, які є сумішшю первинних і вторинних (дистиляційних) конденсаційних вод. Окрім того, виділяються епіконденсаційні води, що утворюються внаслідок

ретроградної конденсації важких вуглеводнів під час зниження пластового тиску [4].

2. Вільні або гравітаційні води – це крайові, підошовні, або ціликові води, які містяться в тупикових зонах або низькопроникних прошарках. Підошовні води формуються під впливом геохімічної взаємодії водорозчинних солей із компонентами пласта. Крайові води, розташовані у приконтурних зонах, є перехідними за складом від підошовних до пластових фонових вод. Пластові води законтурних зон залягають за межами впливу покладу і мають типовий регіональний склад [5]. Параметри пластових вод: мінералізація до 110 г/л, густина 1050-1090 кг/м³, натрій-хлорний коефіцієнт 0,95-1,0, коефіцієнт метаморфізації 0,9-3,0.

3. Зв'язані води – це води, які залишилися у породі завдяки молекулярним і капілярним силам під час формування покладу.

Механізм обводнення свердловин складається з декількох етапів. Спочатку відбувається підняття підошовної води до вибою свердловини по тріщинах у вигляді конуса. Після накопичення рідини на вибої, зменшення енергетичних можливостей газового пласта призводить до підвищення рівня води у стовбурі свердловини. У подальшому вода переміщується горизонтально по тріщинах і потрапляє в інші свердловини, які могли оминати початкову (конусоподібну) стадію обводнення [6].

Обводнення газових і газоконденсатних свердловин проходить через наступні причини: – надходження краєвої води продуктивним газовим пластом;

- утворення конуса підошовної води;
- піднімання газоводяного контакту;
- втрата герметичності експлуатаційної колони свердловини;
- перетікання води негерметичним за колонним простором.

Рідина, яка знаходиться в стовбурі газової свердловини, в експлуатаційному відношенні підрозділяється за фізико-хімічним складом і за шляхами поступлення в стовбур свердловини [7]. Схема їх класифікації зображена на рис.

1.1.

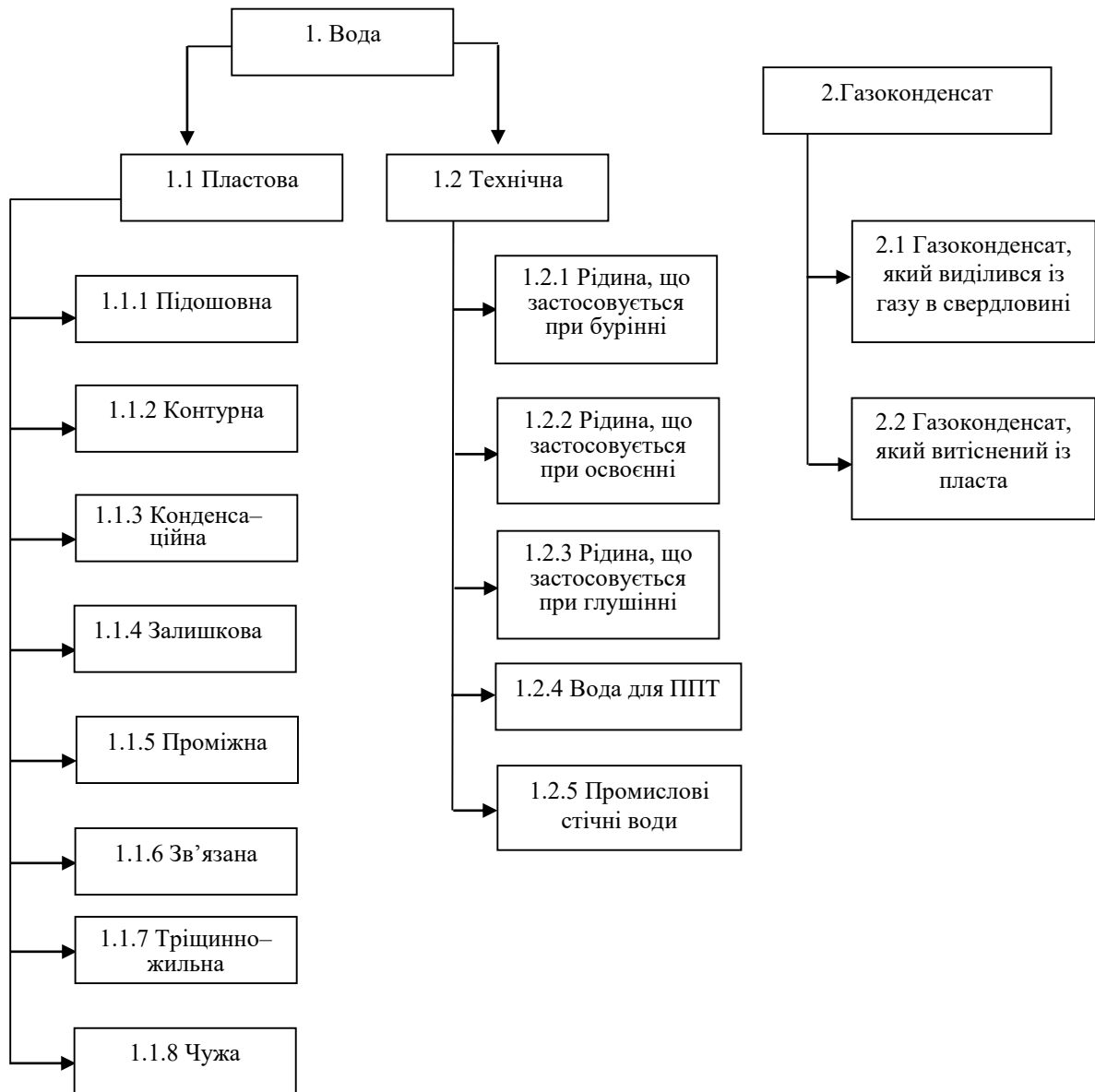


Рисунок 1.1 – Рідина, яка накопичується на вибої свердловини

Фактори, що визначають характер і причини обводнення свердловин, можна поділити на дві групи:

- Природні – обумовлені властивостями пластових флюїдів, будовою покладу та типом колектора.
- Штучні – виникають через недоліки в технологічних процесах, зокрема через неякісне розмежування пластів під час цементування обсадних колон, неправильно обраний режим експлуатації свердловин, невиправдане застосування методів впливу на привибійну зону пласта, наявність тріщин у цементному камені та інші фактори.

Ці фактори часто проявляються у взаємозв'язку один з одним.

На обводнення свердловин також впливає густота їхньої сітки. Зі збільшенням щільності розміщення свердловин зменшується обводненість видобувної продукції. Це пов'язано з тим, що ущільнення сітки свердловин підвищує коефіцієнт охоплення покладу витісненням, що уповільнює темпи обводнення. Проте характер цього впливу значною мірою залежить від фізико-літологічних властивостей продуктивних пластів [8].

Джерелом обводнення можуть бути тріщинно-жильні води, що потрапляють у свердловини через тектонічні порушення з інших горизонтів – вище чи нижче розташованих. Відомі також випадки обводнення техногенними водами, які застосовувалися під час буріння, освоєння або глушіння свердловин. Крім того, важливу роль в обводненні свердловин відіграють конденсаційні води, що утворюються у стовбурі свердловини за певних термобаричних умов.

1.2 Характеристика методів та технологій винесення рідини із свердловин на завершальній стадії експлуатації

Сучасні методи боротьби з обводненням газових і газоконденсатних свердловин поділяються на три основні групи.

1. Методи попередження надходження рідини на вибір свердловин [9-13].

До цієї групи належать:

- селективне розкриття лише газоносних пластів;
- виконання водоізоляційних робіт для ізоляції обводнених пропластків;
- встановлення екранів у пластах з підшовною водою та усунення негерметичності експлуатаційної колони;
- спрямована інтенсифікація продуктивних газонасичених пропластків;
- експлуатація свердловин при занижених дебітах газу, щоб уникнути проникнення рідини у свердловину.

2. Методи видалення рідини зі стовбура свердловини без її підняття на поверхню [9-11, 13]. Серед них:

- тимчасова зупинка свердловини для поглинання накопиченої рідини пластом;
- збільшення швидкості фільтрації рідини у водопоглинаючий пласт за допомогою додавання поверхнево-активних речовин (ПАР);
- відпомповування води насосними агрегатами до нижчих водопоглинаючих пластів.

Методи першої групи, спрямовані на запобігання проникненню рідини до вибою, мають обмежене застосування, оскільки часто знижують видобувну здатність свердловини. Це пов'язано з тим, що ізоляція обводнених пропластків зменшує ефективну товщину продуктивного пласта та дебіт свердловини. Методи другої групи можливі лише за наявності поглинаючих пластів у розрізі родовища.

3. Методи винесення рідини зі свердловин [14-21]. Вони поділяються на три підгрупи:

- Газогідродинамічні методи: підтримання необхідної швидкості руху газу в насосно-компресорних трубах шляхом зменшення їх діаметра, зниження тиску на усті свердловини та зменшення втрат тиску в ліфтових трубах.
- Фізико-хімічні методи: застосування спінюючих ПАР або вплив високої температури на газорідинний потік (ГРП).
- Механізовані методи: використання плунжерних піднімачів, газліфтів (періодичних чи безперервних), глибинних свердловинних насосів, а також пристроїв, які працюють за принципом свабу.

З огляду на обмежене застосування методів перших двох груп, найбільшу практичну значущість мають методи третьої групи.

Існуючі методи видалення рідини з вибою свердловин мають низьку ефективність, невисоку надійність обладнання та обмеження в технічному, технологічному й економічному аспектах. Це підкреслює необхідність удосконалення наявних методів і розробки нових підходів для інтенсифікації видалення рідини з низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

1.3 Технології застосування плунжерного піднімача для експлуатації обводнених свердловин

Для переходу свердловини на експлуатацію за допомогою плунжерного піднімача в нижній частині ліфтової колони встановлюють обмежувач ходу плунжера (нижній амортизатор), який може бути стаціонарним або знімним. Верхній обмежувач ходу плунжера розташовується над хрестовиною або трійником фонтанної ялинки. Усі елементи конструкції, що розташовані між цими обмежувачами (труби, вузол підвіски ліфтової колони, засувки, хрестовина, інші частини фонтанної арматури), повинні мати однаковий розмір прохідних каналів відповідно до стандартних допусків.

Одним із найефективніших методів інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, а також низьконапірних нафтових свердловин є використання плунжерного піднімача [25-28].

Плунжер є ключовим елементом у процесі підйому рідини плунжерним ліфтом. На початкових етапах застосування цього способу передбачалося, що використання поршня (згодом – плунжера), який відокремлює газ від стовпа рідини, що піднімається, дозволяє знизити витрату газу порівняно з підйомом рідини шляхом її розгазування. Також, при роботі поршня з малим навантаженням від стовпа рідини, що підіймається, протитиск на пласт був би меншим, ніж у випадку газліфтною експлуатації без поршня.

Ранні конструкції газліфтних поршнів нагадували «корок», що переміщувався вгору та вниз між гирлом і башмаком ліфтових труб. У літературі терміни «поршень» і «плунжер» часто вживаються як синоніми, однак між ними існує важлива різниця, яка впливає на технологію роботи плунжерного піднімача.

Поршень – це циліндр без прохідного осьового отвору. Плунжер – це циліндр із прохідним осьовим отвором, який перекривається клапаном під час руху плунжера вгору та залишається відкритим при його русі вниз.

Ця відмінність має суттєве значення для розробки та експлуатації плунжерних підйомних установок.

Однією з перших відомих конструкцій газліфтного поршня є конструкція НДПНафта, зображена на рис. 1.2 [29].

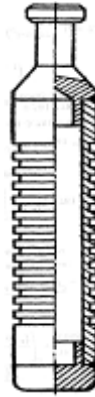


Рисунок 1.2 – Поршень конструкції КраснодарНДПНафта

Поршень складається із циліндричного корпусу, який має поперечні канавки, що забезпечують турбулентне ущільнення головки та наконечника.

Інша конструкція газліфтного поршня, розроблена авторами Б.І. Кравченко, Г.П. Корнєвим, Л.Б. Хусідом і Н.Р. Рабіновичем [30], включає корпус, головку, наконечник та канавки. Для підвищення герметичності нижні стінки канавок виконані у формі конуса з кутом при вершині в діапазоні 90–150°.

Основною проблемою цих конструкцій було те, що поршні не могли досягти нижнього амортизатора без необхідності зупинки роботи свердловини. Через це вони рекомендувалися переважно для установок періодичної дії.

Попри обмежений час використання в установках періодичного газліфта, поршні демонстрували високу надійність завдяки відсутності клапанного вузла, що робило їх більш ефективними в роботі порівняно з плунжерами.

Згодом В.І. Шулятиков та Ю.В. Кобзєв запропонували нову конструкцію плунжера, спеціально розроблену для періодичного видалення рідини з вибоїв свердловин. Цей плунжер має довжину 180 мм і загальну масу 1060 г (рис. 1.3). Він являє собою пустотілий циліндр із кількома поперечними канавками на

зовнішній поверхні та клапаном у формі кульки, розташованим у нижній частині конструкції.

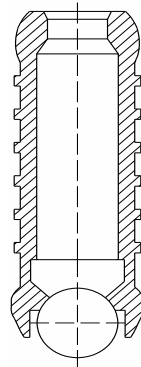


Рисунок 1.3 – Плунжер конструкції В.І. Шулятикова
і Ю.В. Кобзєва

Наявність клапана в корпусі плунжера забезпечує його опускання під власною вагою до вибою свердловини та піднімання до устя під тиском газу. Досягнувши устя, клапан відкривається, дозволяючи плунжеру падати вниз, при цьому пропускаючи крізь себе газ і рідину, що надходять у свердловину. У момент удару плунжера об нижній амортизатор клапан механічно закривається, перетворюючи плунжер на суцільний поршень, здатний підняти розгазовану рідину, накопичену в піднімальних трубах за попередній цикл роботи.

Удосконалення конструкцій плунжерів розпочалося з моменту їх створення (США, Флетчер, 1924 р.) і триває до сьогодні. У 1999 році в США перспективними визнали плунжери, що складаються з двох механічно не скріплених секцій. Компанія Racemaker Plunger Co. (MGM Well Service, Inc.) охарактеризувала конструкцію плунжера з кульковим клапаном як революційну, а її подальше вдосконалення – як перспективний напрямок [31].

Плунжер, зображений на рис. 1.3, отримав назву двосекційного або «Літаючий клапан». На сьогодні існують декілька вдосконалених конструкцій цього типу [32–34].

В.І. Шулятиков і Ю.В. Кобзєв також запропонували конструкцію плунжера для свердловин, обладнаних багатоступінчастою насосно-компресорною

колоною. Цей плунжер включає кілька концентрично розташованих втулок із лабіринтним ущільненням і опорним буртом у верхній частині. При цьому осьовий канал кожної наступної втулки має більший діаметр, ніж максимальний зовнішній діаметр попередньої [35].

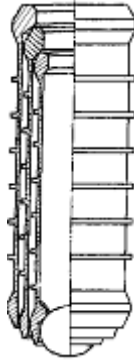


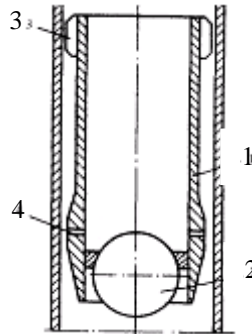
Рисунок 1.4 – Плунжер для багатоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Плунжер типу «Літаючий клапан» знайшов практичне застосування на родовищі Хідновичі. Для експлуатації газових свердловин з ліфтовими колонами діаметром 168 мм було запропоновано виконати наскрізні пази на бічній поверхні циліндричної частини плунжера, щоб зменшити його масу.

Корпус і клапан плунжера виготовляли з таких матеріалів: алюмінієвого сплаву Д16Т, алюмінієвого сплаву Д16Т із зносостійким оксидним покриттям, маслостійких гумових сумішей із резини або поліуретанового каучука СКУ-50, літієвого поліуретану, а також сталі 40Х.

За період використання плунжерного підйомника відбір рідини із дослідної свердловини становив близько 3200 тис. м³. Для порівняння, за аналогічний період роботи тієї ж свердловини без застосування плунжера було відібрано лише близько 1750 тис. м³ рідини, при цьому доводилося 6–8 разів проводити технологічні продування свердловини на факельну лінію, що займало 16–20 годин кожного разу [31].

Для усунення проблеми витікання рідини через зазор між стінкою плунжера і насосно-компресорною колоною в роботі [36] запропоновано застосовувати пінопакерний плунжерний підйомник (рис. 1.5).



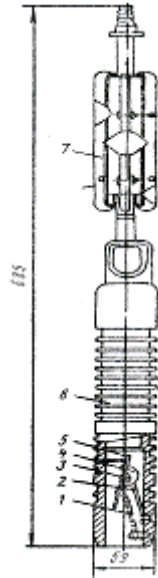
1 – втулка; 2 – кулька; 3 – радіальні отвори; 4 – направляючі ребра

Рисунок 1.5 – Пінопакерний плунжерний піднімач

У роботі [37] описано схожу конструкцію пінопакерного плунжера, в якій клапанний вузол виконано у формі диска.

Під час піднімання плунжера рідина з розчиненою поверхнево-активною речовиною (ПАР) із внутрішньої частини плунжера проходить через радіальні канали в кільцевий зазор між втулкою та насосно-компресорною колоною. Внаслідок висхідного потоку газу рідина перетворюється на піну, яка піднімається у простір над плунжером, створюючи своєрідний затвор у кільцевому зазорі. Цей пінистий затвор зменшує витіки рідини, усуваючи її зворотний рух у зазорі.

В Україні плунжерний піднімач використовували на Долинському родовищі у 1961–1963 роках. Конструкція плунжера була досить оригінальною (рис. 1.6): над верхньою частиною корпусу розміщувався шкребок зі змінним поперечним перерізом, який очищав насосно-компресорні труби від парафінових відкладень [38].

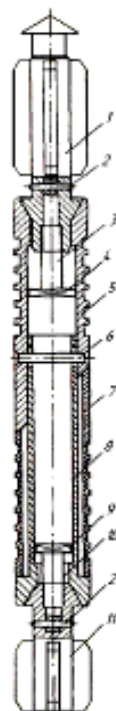


1 – пружина; 2 – біметалічна пластина; 3 – вісь; 4 – храповик; 5 – заслінка клапан;
6 – корпус з канавками; 7 – шкребок

Рисунок 1.6 – Конструкція плунжера із шкребок

Із застосуванням плунжерного піднімача сумарний дебіт нафти із восьми свердловин збільшився з 24,2 до 54,7 т/д, а середній газовий фактор зменшився з 2530 до 828 м³/т. За середньої глибини свердловин 1900 м було досягнуто близько 45-ти циклів роботи плунжера на добу. В роботі [31] йдеться про 80-140 циклів роботи на добу при глибині свердловини 1084 м.

Для зменшення витікання відпомповуваної рідини Б. І. Щербієм і Б. М. Риловим розроблена конструкція складового газліфтного плунжера (СГП) (рис. 1.7).



1 – верхній клапан; 2, 6 – заклепки; 3 – направляюча верхнього клапана; 4 – обмежувач руху верхнього клапана; 5 – верхня частина плунжера; 8 – фіксатор; 9 – обмежувач руху верхнього клапана; 10 – направляюча нижнього клапана; 11 – нижній клапан

Рисунок 1.7 – Загальний вигляд складового газліфтного плунжера

Запропонована конструкція плунжера сприяє підвищенню продуктивності періодично працюючих газліфтних свердловин і зменшенню питомих витрат робочого агента (газу) за рахунок зниження витоків рідини через зазор між плунжером та ліфтовими трубами [39].

Під час руху плунжера вгору потік природного газу, проходячи через соплоподібний патрубков, аерує рідину, що піднімається, і завдяки камерам інжекції та змішування підсмоктує рідину, яка проникає між корпусом плунжера та стінками насосно-компресорних труб. Аерація рідини зменшує втрати тиску через тертя і знижує протитиск стовпа рідини, що піднімається. Одночасно підсос рідини з зазору запобігає її зворотному витіканню.

Особливий інтерес викликають плунжери, виготовлені з використанням біметалів. У роботах [43, 44] запропоновано плунжери, які завдяки різниці температур між вибоєм і гирлом свердловини автоматично збільшуються в діаметрі при нагріванні й зменшуються до початкових розмірів при охолодженні.

Для зменшення витоків рідини, що досягається мінімізацією зазору між плунжером і насосно-компресорними трубами, автори робіт [45, 46] пропонують конструкції плунжерів із змінними ущільнювальними елементами. Знос поверхонь таких плунжерів обмежується лише ущільнювальними елементами. Інша конструкція плунжера [47] вирішує аналогічну проблему, виносячи не весь стовп рідини над плунжером, а лише його частину, яка надійно утримується в корпусі плунжера.

У роботі [22] описано плунжер із підпружиненими лопатями, що розсуваються для забезпечення кращого контакту зі стінками труб (рис. 1.8). Крім того, у корпусі такого плунжера встановлено розділювальні затвори, які зменшують силу ударів плунжера об стики труб.

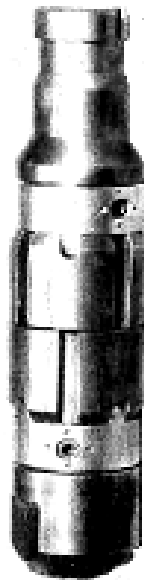


Рисунок 1.8 – Плунжер, що розширюється

Для малобітних свердловин, у продукції яких містяться пісок, солі та тверді механічні частинки, у роботі [48] запропоновано використовувати плунжер із покриттям із гнучкої нейлової щетини (рис. 1.9). Таке щіткове покриття ефективно очищує внутрішню поверхню піднімальних труб від відкладень піску, солей та дрібних глинисто-піщаних фракцій.

Діаметр щетини трохи перевищує діаметр корпусу плунжера, завдяки чому забезпечується надійне ущільнення та щільне прилягання до стінок труб, що підвищує ефективність роботи плунжера.



Рисунок 1.9 – Плунжер з покриттям із нейлонової щетини

Американська компанія «Production control services» [49] для запобігання відкладенню парафіну вздовж колони НКТ пропонує використовувати Ring Plunger – „кільце плунжер” (рис. 1.10) і Solid Plunger – „цілісний плунжер” (рис. 1.13).



Рисунок 1.10 – Ring Plunger

Ring Plunger має більш ніж 20 пружинних витків, які ефективно видаляють відкладення парафіну і постійно контактують зі стінкою НКТ, створюючи високоефективне ущільнення.



Рисунок 1.11 – Solid Plunger

Solid Plunger також ефективно очищає відкладення парафіну, маючи міцний суцільний корпус, що дозволяє йому швидше опускатись до вибою свердловини в порівнянні з попередніми моделями.

Термін служби плунжера визначається максимально допустимим зносом. Дослідження показують, що в умовах відсутності піску, зношення сталюого плунжера по діаметру складає в середньому 0,05 мм на кожні 1000 км. При допустимому зносі плунжера в 1 мм і середніх умовах роботи в свердловині глибиною 1500 м з 30 циклами на добу, термін служби плунжера може становити близько 7 місяців.

Наразі існує багато різноманітних конструкцій плунжерів, призначених для різних умов експлуатації свердловин. Однак у багатьох випадках їхній термін служби не перевищує одного місяця.

Основною тенденцією в конструкції плунжерів є використання ущільнень, які автоматично змінюють свій зовнішній діаметр під час руху плунжера: при опусканні він зменшується, а при підйомі розширюється та контактує з стінками труб.

Серед відомих конструкцій плунжерів запропоновані такі типи ущільнень:

- Турбулентного типу.
- Ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення.
- Ущільнення з використанням термобіметалів, що змінюють розмір при підвищенні температури.
- Ущільнення за допомогою піни.
- Ущільнення, що створюються за рахунок ежектування рідини.
- Ущільнення за допомогою різних типів ущільнюючих елементів.
- Комбіновані ущільнення.

Серед відомих конструкцій плунжерів є й такі, що не використовують жодного типу ущільнень [31, 47].

Аналіз наукової літератури вітчизняних і міжнародних публікацій показує, що в галузі застосування плунжерних піднімачів для експлуатації низьконапірних нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин проведено значну кількість досліджень. Однак розроблені конструкції плунжерів не знайшли широкого практичного застосування через недоліки їх конструкції. Це підкреслює необхідність проведення подальших досліджень для вдосконалення існуючих і розробки нових моделей плунжерів для застосування в піднімачах.

Одним із важливих завдань при використанні плунжерних піднімачів є точний розрахунок параметрів їх роботи. У роботах [51, 52] А.П. Крилова не враховано кілька факторів, таких як тиск, необхідний для переміщення плунжера і стовпа рідини під час його підйому, втрати тиску через тертя при русі плунжера

та його масу. Крім того, швидкість падіння плунжера у газовому та рідинному потоках визначена як постійна величина, що спирається на промислові дані для конкретних свердловин. Такий підхід є точним лише для плунжерів певних розмірів і маси, а також для конкретних динамічних параметрів потоку газу і рідини.

1.4 Методи прогнозування обводнення фонду видобувних свердловин

Пружноводонапірний режим розробки шарувато-неоднорідних газових родовищ проявляється через вибіркоче обводнення продуктивної товщі та передчасне обводнення інтервалів перфорації в видобувних свердловинах. Наявність пластової води на вибої свердловини знижує міцність цементного кільця і привибійної зони пласта, що, у свою чергу, призводить до зменшення максимально допустимої депресії на пласт [33]. Пластова вода потребує утилізації. Якщо дебіт газу низький, не забезпечується повний винос рідини з свердловини, і її частина накопичується на забої, що може призвести до зупинки свердловини. На етапі передпроектного планування необхідно розрахувати всі витрати, включаючи витрати на гідроізоляційні роботи в свердловинах, буріння додаткових свердловин, утилізацію попутно видобутої пластової води та інші витрати [37].

Проте факт надходження пластової води на вибій не завжди означає зупинку свердловини. Мимовільна зупинка виникає, коли швидкість висхідного потоку газу не здатна забезпечити винос рідини з забою на поверхню. Для того щоб визначити умови, при яких свердловина з "статусу" обводнення перейде в повністю обводнену, необхідно проводити гідродинамічні розрахунки газорідинного підйомника.

Картина вибіркового обводнення продуктивної товщі дозволяє не тільки визначити кількість свердловин обвідного типу для кожного пропластку, але й розрахувати дебіти свердловин по газу та воді. Використовуючи гідродинамічні розрахунки газорідинного підйомника в стовбурі свердловини, можна визначити

момент мимовільної зупинки свердловини через обводнення. Ця методика дозволяє прогнозувати не тільки кількість обвідних і повністю обводнених свердловин, але й зміни дебітів газу та води в часі, сумарну кількість попутно видобутої пластової води та інші показники.

Більш простий підхід до прогнозування обводнення видобувних свердловин на прикладі візейських покладів родовищ ДДЗ був запропонований у роботах [24, 28]. Цей підхід передбачає переклад видобувних свердловин в категорію обводнених у випадку обводнення пласта в зонах їх розташування на всю продуктивну товщу або її більшу частину, тобто в тих випадках, коли капітальний ремонт свердловини не принесе позитивного результату. Однак цей підхід викликає сумніви щодо його використання на довгострокову перспективу, оскільки важко прогнозувати, коли виникне необхідність у проведенні гідроізоляційних робіт і як часто їх доведеться виконувати.

Пружноводонапірний режим розробки неоднорідних за колекторськими властивостями газових покладів характеризується нерівномірним просуванням газоводяного контакту, що спричиняє вибіркоче обводнення видобувних свердловин та їх передчасну зупинку. У цій роботі ми визначаємо динаміку зміни кількості обвідних свердловин (які працюють з виносом пластової води) на основі методичних положень, викладених у другому розділі: схем вибіркового обводнення газового покладу з шаруватою та зональною неоднорідністю пласта-колектора, що враховує диференційовану перфорацію продуктивної товщі в свердловинах. Динаміку зміни кількості обвідних свердловин (що зупинилися) визначаємо на основі гідродинамічних розрахунків газорідного підйомника в стовбурі свердловини (ліфтової колони), оскільки наявність припливу пластової води на забій свердловини не свідчить про її зупинку. За високих швидкостей потоку газу в ліфтовій колоні свердловина може функціонувати довгий час, виносячи пластову воду на поверхню. Момент зупинки обводнених свердловин визначаємо на основі прогнозованих значень дебітів газу та води, а також середнього тиску в стовбурі свердловини, які безпосередньо залежать від величини пластового тиску в зоні дренажу свердловини [37].

А.І. Пономарьов у роботі [37] для прогнозування обводнення фонду видобувних свердловин припускає рівномірний розподіл тиску по площі газоносності. Це припущення не дозволяє повною мірою оцінити діапазон зміни продуктивності свердловин, який є досить широким у промисловій практиці. При використанні рівномірного розподілу тиску технологічні параметри роботи між свердловинами усереднюються, внаслідок чого зупинка основної частини обводнених свердловин відбувається дуже швидко. У другому розділі показано, що тиск у зоні розбурювання може суттєво відрізнятись від середнього тиску по всьому покладу. Проте було б неправильно вважати, що тиск в цій зоні розподіляється рівномірно. Досвід розробки газових покладів свідчить, що пластовий тиск у центрі зони розбурювання, порівняно з рештою її частиною, має більш низькі значення через меншу кількість газу, що перетікає з зовнішньої зони покладу в центральну частину зони розбурювання.

Висновки до першого розділу

На завершальній стадії експлуатації родовищ експлуатація свердловин стає ускладненою. З появою рідини в продукції свердловин зменшуються дебіти газу, що призводить до нестабільної роботи свердловин і, в кінцевому підсумку, до припинення природного фонтанування. За низьких дебітів газу вода та вуглеводневий конденсат накопичуються в понижених ділянках газопроводів, що збільшує гідравлічний опір окремих їх частин і призводить до зниження видобутку газу. Це є особливою проблемою на стадії обводнення свердловин та на завершальній фазі розробки родовищ, коли пластова енергія знижується. Тому актуальним є комплексне вирішення проблеми скупчення рідини у стовбурі та викидних лініях свердловин для зменшення втрат тиску та збільшення відбору газу. Експлуатація свердловин на газових родовищах зазвичай ускладнюється обводненням, а для газоконденсатних родовищ — також випаданням вуглеводневого конденсату в процесі розробки.

Одним із способів, що дозволяє продовжити період фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин, є плунжерний піднімач, який використовує або власну енергію, або подачу частини газу з поверхні. Розглянуто кілька конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача, проте кожен з них має свою область ефективного застосування.

Для очищення внутрішньої порожнини газопроводів від скупчень рідини використовуються різноманітні очисні пристрої та піни, однак їх застосування обмежене необхідністю монтажу додаткового обладнання.

Аналіз методів розрахунку обводнення газових покладів при пружноводонапірному режимі розробки та їх застосування на різних стадіях розробки родовищ свідчить про необхідність вдосконалення конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача та методик розрахунку експлуатації свердловин за допомогою цих пристроїв. У наступних розділах буде запропоновано сучасні технології винесення рідини з вибоїв видобувних свердловин.

РОЗДІЛ 2

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА АНАЛІЗ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Геолого-промислова характеристика родовища і покладу

Родовище розташоване в Зміївському районі Харківської області, приблизно за 70 км на захід від міста Балаклія. У межах території родовища знаходяться села Безпалівка, Таранівка, Першотравневе, а також міста Зміїв і Первомайськ, які пов'язані між собою як асфальтованими, так і ґрунтовими дорогами. На західній стороні, за 5 км від площі, проходять залізнична лінія та автомобільні дороги Харків–Лозова.

Рельєф території є рівнинним, із поступовим нахилом у південно-східному напрямку вздовж річок Мжа і Сіверський Донець. Найвищі точки, розташовані на вододільних ділянках, сягають +180–+190 м, мають хвилясту поверхню і порізані балками. Найнижчі позначки, з висотами +80–+82 м, розміщені на заплавах терасах.

Клімат місцевості помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря варіюється в межах +5–+8 °С, максимальна досягає +30 °С у літні місяці (липень–серпень), мінімальна – -30 °С у зимові (січень–лютий). Річна кількість опадів становить 500–600 мм, а панівні вітри здебільшого східного та північно-східного напрямків. Глибина промерзання ґрунту сягає 1,2 м.

Ґрунти на території представлені переважно чорноземом (до 1 м), а також пісками та суглинками (1–5 м).

Оглядова карта приведена на рисунку 2.1.

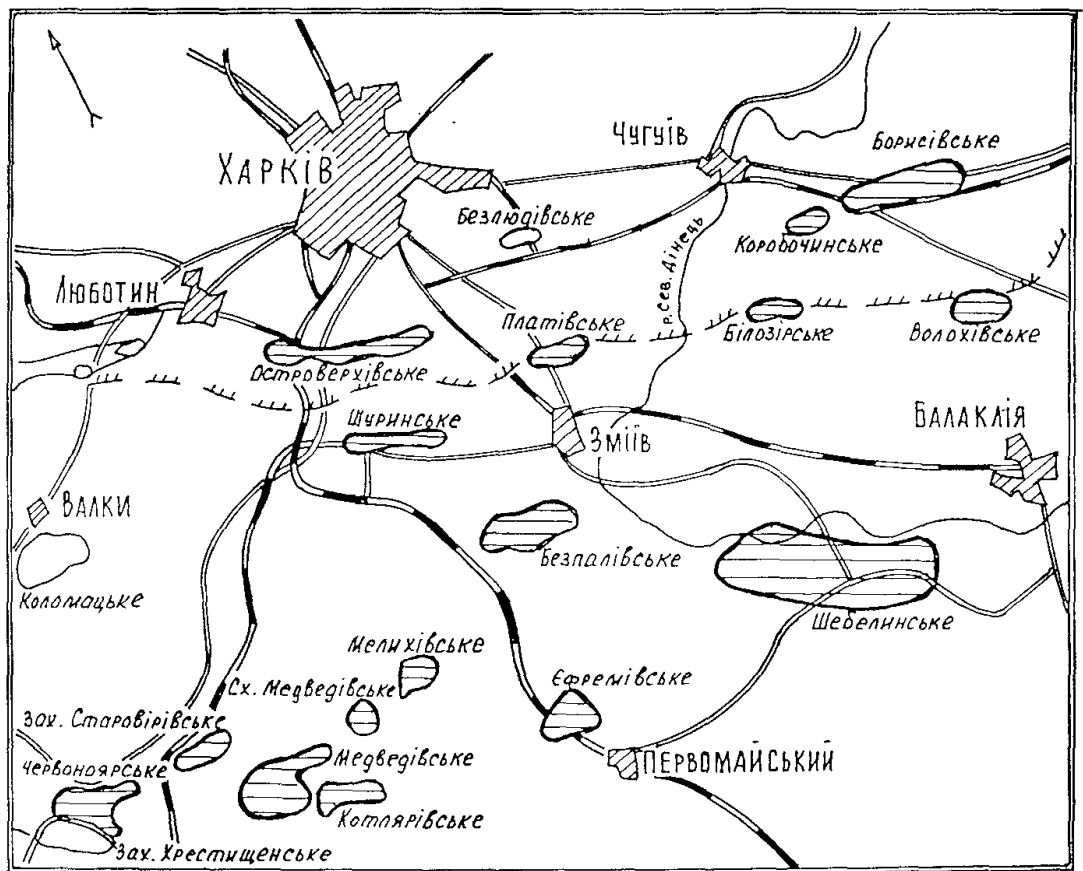


Рисунок 1.1 - Оглядова карта

Дослідження геологічної будови регіону розпочато у 50-х роках. Сейсмічними розвідками 1987 р. підтверджено існування Безпалівської структури, а у 1988 р. розпочато буріння параметричної свердловини 671, за допомогою якої було вивчено геологічний розріз до глибини 5314 м (московський ярус С2). Серед виявлених у розрізі водопроникних горизонтів газonosним виявився лише один із пісковиків московського ярусу, позначений фахівцями ПГО “Полтаванафтогазгеологія” як ”М-2” (таким він фігурує у Державних балансах запасів вуглеводнів України). У геофізичних матеріалах, які використовувалися для обґрунтування підрахункових параметрів, горизонт позначено як М-5 [5]. У тексті звіту ми використовуємо балансовий індекс М-5, а альтернативне позначення подаємо у дужках (М-5).

Стратиграфія

Геологічна будова території включає відклади від докембрію до четвертинних періодів. Свердловиною 671 розкрито відклади середнього карбону (башкирського та московського ярусів).

З точки зору літології, це здебільшого теригенні породи (пісковики, алевроліти, аргіліти) з прошарками вапняків. На досліджуваних родовищах продуктивними є піщані горизонти московського ярусу (М-1 — М-7). У свердловині 671 промисловий приплив газу зафіксовано із горизонту М-2 (М-5). Розкрита потужність башкирського ярусу — 270 м, московського ярусу — 570 м.

Верхній відділ карбону складений ритмічним чергуванням теригенних порід: алевролітів, аргілітів, пісковиків із прошарками вапняків. Потужність відкладів верхнього відділу становить 1010 м.

Пермська система представлена лише нижнім відділом, який включає теригенну картамишську світу та хемогенну бахмуцьку серію. Літологічно породи картамишської світи представлені глинами, подібними до аргілітів, які чергуються з пісковиками. Потужність картамишської світи — 250 м.

Відклади бахмуцької серії відрізняються наявністю товстих пластів кам'яної солі, що чергуються із глинами, вапняками, доломітами й аргілітами.

Пісковики та вапняки мають у розрізі другорядне значення. Потужність бахмуцької серії — 970 м.

Відклади верхньої пермі на площі відсутні.

Тріасові відклади з кутовим і стратиграфічним неузгодженням перекривають шари нижньої пермі. Розріз детально досліджено на сусідніх площах і в цій роботі не розглядається. Потужність тріасу в свердловині 671 — 590 м.

Вище розкрито відклади юрської та крейдової систем, складені пісковиками, глинами, крейдою й мергелями. Потужність юрських відкладів — 660 м, крейдових — 735 м.

Відклади палеогену, неогену та четвертинного періоду представлені піском, глинами, мергелем і суглинками, загальна товщина яких становить 250 м.

Тектоніка

У тектонічному аспекті Безпалівська площа розташована в північній прибортовій зоні південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини, в межах Зміївського структурного виступу кристалічного фундаменту. Система поздовжніх і поперечних розломів поділяє всю територію виступу на низку неоднорідних блоків, один із яких був підготовлений для пошукового буріння за сейсмічним горизонтом V61. У відкладах середнього карбону (горизонт V61) на монокліналі виявлено широкий структурний ніс, обмежений з трьох боків малоамплітудними (до 40 м) скидовими порушеннями.

На структурній схемі відбиваючого горизонту V61(C2m) Безпалівська структура розташована в тектонічному блоці типу грабену, який виділяється на моноклінальному схилі північної прибортової зони западини. Північним скидом блок опущено приблизно на 20–30 м. На сході та заході через скид аналогічної амплітуди він межує із сусідніми піднятим блоками. На півдні структура обмежена ізогіпсою –4700 м. Її розміри складають 12х4,5 км, а амплітуда — 300 м.

Поклад розкрито лише свердловиною 671, яка розташована в центральній частині структури й, вірогідно, має літологічне обмеження.

Нафтогазоносність

На Безпалівському родовищі виявлено поклад газу у відкладах московського ярусу. У межах досліджуваної території виділено блок, обмежений із півночі, сходу та заходу малоамплітудними розломами.

У розкритій частині башкирського ярусу (горизонти Б-1, Б-2) колекторів не виявлено. Згідно з даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), усі піщані пласти ущільнені.

У московському ярусі з 17 виділених за даними ГДС піщаних пластів більшість (13 пластів) визначені як щільні, 3 пласти — як водоносні, а 1 пласт — як газonosний. Цей газonosний пласт (горизонт М-2) представлений пісковиком. У свердловині 671 Безпалівської площі з інтервалу 4484–4491 м (горизонт М-2) отримано промисловий приплив газу, результати якого подано в таблиці 1.1.

У пошуковій свердловині 1, пробуреній на відстані 1300 м на північний схід від свердловини 671, пласт М-2 (М-5) за описом керну представлений аргілітом із тонкими прошарками глинистого пісковика. Під час випробування аналога горизонту М-2 (М-5) за допомогою ВПТ притоку флюїду не отримано.

Гідрогеологічна характеристика родовища

На Безпалівському родовищі пластові води не досліджувалися, тому гідрогеологічні характеристики наведені за матеріалами суміжних площ (Безлюдівської, Старопокрівської, Юліївської, Волохівської, Котелевської, Березівської та інших). Для написання розділу використовувалися джерела [1, 15].

У верхній частині розрізу основні водоносні горизонти та комплекси приурочені до алювіальних четвертинних відкладів, пісків і пісковиків полтавської світи, харківського і бучацького ярусів неогену й палеогену, а також до сеноман-нижньокрейдяних відкладів. Дебіти свердловин 17, 18, 22 Котелевського родовища, що розкривають четвертинний водоносний горизонт, становлять 72–168 м³/добу при зниженні рівня на 30 м. Дебіти свердловин 2 і 4 Сахалінської площі, які розкривають полтавський водоносний горизонт, складають 168–432 м³/добу при зниженні рівня на 0,8–7 м.

Харківський водоносний горизонт випробовувався у свердловинах 19, 21, 22, 26 Котелевського та свердловині 485 Березівського родовищ. Дебіти варіювалися в межах 72–120 м³/добу при зниженні рівня на 30–50 м. Притоки вод із бучацького водоносного горизонту в свердловинах 15, 23, 24 і 28 Котелевського та свердловинах 31, 35 Березівського родовищ становили 120–240 м³/добу при зниженні рівня на 30–60 м. Притоки вод із сеноманського водоносного комплексу нижньої крейди можуть досягати 2500 м³/добу.

Мінералізація вод у наведених водоносних горизонтах не перевищує 1 г/л, склад вод переважно гідрокарбонатно-натрієвий. Ці води широко використовуються для питного і господарського водозабезпечення, тому зона активного водообміну потребує ретельного захисту в процесі буріння свердловин і розробки родовища. Також охороні підлягають водоносні горизонти верхньої юри, які містять слабосолоні води і можуть використовуватися в бальнеологічних цілях.

Під регіональним верхньоюрським флюїдоупором, що в районі Котелевського-Березівської зони розташований на глибині 1100 м, розвивається зона уповільненого водообміну. Притоки з бат-байоського водоносного горизонту середньої юри сягають 500 м³/добу, мінералізація вод — 50–70 г/л, склад — хлоркальцієвий.

Під глинистими відкладами верхнього тріасу залягає тріасово-верхньопермський водоносний комплекс. Притоки води з нього становлять 500–1000 м³/добу, статичні рівні встановлюються на глибині близько 150 м. На Глинсько-Розбишевському, Бельському, Качанівському родовищах цей комплекс використовується для закачування попутних виробничих вод. Мінералізація підземних вод складає близько 120–140 г/л, тип — хлоркальцієвий.

Хемогенні відклади нижньої пермі є регіонально стійким флюїдоупором. Під ними залягає верхньо-середньокам'яновугільний водоносний комплекс, який містить хлоркальцієві розсоли з мінералізацією 226–250 г/л. Притоки з цього комплексу у свердловині 6 Волохівського родовища склали 2,71 м³/добу

при динамічному рівні 220 м, статичний рівень зафіксований на глибині 147 м від устя свердловини.

Водоносний комплекс середнього карбону вивчено на Сахалінському, Юліївському та інших родовищах. У свердловині 671 Безпалівського родовища, при тестуванні середнього карбону в інтервалі 5216–5314 м, було отримано слабкий газ. У колоні, в інтервалі 4484–4491 м, також отримано газ. Пластова вода в цій свердловині не досліджувалася. Водообільність водоносних горизонтів середнього карбону в межах газоносного контуру і законтурних свердловинах низька, становить 0,17 м³/добу у свердловині 6 Сахалінської площі.

Мінералізація пластових вод середнього карбону становить 170–250 г/л. Нижче за стратиграфічним розрізом знаходиться водоносний комплекс нижнього карбону, до складу якого входять водоносні горизонти серпухівських, візейських і турнейських відкладів.

Верхньосерпухівські водоносні шари досліджувалися у свердловинах 17 і 28 Котелевської, 41 Української, 48 Березівської, 8 Сахалінської, 51 Степової площ. Дебіти свердловин змінювалися в межах від 3,1 до 20 м³/добу при значних зниженнях рівня.

Під час тестування серпухівських відкладів у свердловині 614 Платівської площі було отримано приплив пластової води ($Q = 528$ м³/добу) за депресії на пласт 27 ата. У свердловині 591 Островеверхівської площі також зафіксовано приплив пластової води.

Припливи води з візейських і турнейських відкладів спостерігалися у свердловинах 15 Котелевської, 41 Української, 485 Березівської, 1 Білоусівської, 1 Качалівської, 61 Степової площ. У свердловині 485 дебіт води складав 39 м³/добу при зниженні рівня до 2300 м. У свердловині 1 Качалівської площі дебіт становив 2,1 м³/добу при зниженні до 1190 м. В інших свердловинах припливи води супроводжувалися газовими фонтанами.

Мінералізація пластових вод серпухівських відкладів досягає 230 г/л. Для вод візейських і турнейських відкладів у межах Котелевсько-Березівської зони

цей показник дорівнює 106–157 г/л, тоді як на Голіковській площі – 177,36–248,15 г/л.

Водоносний комплекс девонських відкладів залягає під покривом глинисто-карбонатних порід фаменського ярусу. Пластові води цього комплексу мають високу мінералізацію (до 301 г/л). Припливи води коливаються в межах 1,7–23 м³/добу.

Фізико-літологічна характеристика колекторів

Загальне уявлення про літолого-фізичні властивості газonosних порід Безпалівського родовища було сформовано на основі лабораторних досліджень керну у ПГО «Полтаванафтогазтехнологія» та геофізичних досліджень Балакліївської ЕГДС. Визначення основних параметрів фізичних властивостей здійснювалося відповідно до загальноприйнятих методик. У 2003 році дані ГДС були уточнені геофізиками Полтавського РГП [5].

Для літолого-фізичної характеристики московського ярусу використовувалися матеріали каротажу по свердловині та інформація із сусідніх, більш детально вивчених родовищ.

Відклади московського ярусу на Безпалівському родовищі представлені товщею пісковиків, алевролітів та аргілітів із поодинокими прошарками вапняків та вугілля. Пісковики, які містять газ у свердловині 671, мають загальну товщину 7,6 м (ефективна товщина – 6,0 м); коефіцієнт пористості (Кп) становить 0,11–0,175; коефіцієнт нафтонасичення (Кнг) – 0,66–0,80.

У свердловині 1, пробуреній на відстані 1300 м на північний схід від свердловини 671, цей пісковик зазнає змін: його товщина значно зменшується, а породи заміщуються щільними (Кп = 5–12%).

Склад і фізико-хімічні властивості природного газу.

Фізико-хімічна характеристика газів та конденсату ґрунтується на аналізах, які виконувались тематичною експедицією ДГП «Полтаванафтогазгеологія» і Чернігівського відділу УкрНДГРІ.

В таблиці 2.2 приводиться компонентний склад газів сепарації, устьового і пластового.

Таблиця 2.2 – Компонентний склад газів горизонту М-2 (М-5)

Місце відбору газу	Газ сепарації		Устьовий газ, P=19,2МПа t=28°C	Пластовий газ	
	P _{сеп} =6МПа t _{сеп} =10°C	P _{сеп} =5,1МПа t _{сеп} =-3°C			
Дата відбору	22.11.90	2.03.90	20.11.90	22.11.90	2.03.91
Відносна щільність (по повітрю)	0,644	0,643	0,633	-	-
Теплотворна здатність, МДж/м ³	34,43	32,60	34,74	-	-
Компонентний склад, %об.:					
метан	86,0	84,09	88,29	88,78	89,31
етан	5,59	5,19	5,31	3,38	3,88
пропан	1,36	0,81	0,19	0,92	1,19

З наведених даних видно, що в середньому газ Безпалівського родовища складається на 94,6 % об'ємних відсотків з вуглеводневих компонентів, з яких метан становить 88,29 %, а сума важких гомологів метану – 5,83 %. Вміст неуглеводневих газів становить 5,39 %, з яких 4,27 % припадає на азот, 1,04 % – на двоокис вуглецю, і 0,08 % – на гелій.

За класифікацією газ горизонту М-2(М-5) належить до середньометанових, напівжирних, низькоазотистих. За вмістом вуглекислого газу він відноситься до низьковуглекислих (СО₂ – 0,63–1,05). Відзначається підвищений вміст гелію 0,08 % (гази з вмістом гелію не менше 0,05 % підлягають обліку).

У таблиці 2.3 наводиться характеристика двох проб конденсату, які були відібрані в процесі дослідження свердловини на газоконденсатність за допомогою малої сепараційної установки та промислового сепаратора.

Газоконденсатна характеристика продуктивного горизонту М-2(М-5) Безпалівського родовища була отримана за результатами поточного газоконденсатного дослідження, проведеного у квітні 2016 року. Промислове газоконденсатне дослідження свердловини 671 виконувалося фахівцями Укрндігазу.

Таблиця 2.3 – Характеристика проб конденсату горизонту М-2(М-5)

Параметри	Місце взяття проби	
	Мала сепараційна установка	Промисловий сепаратор
	$P_{\text{сеп}} = 6 \text{ МПа}$ $t_{\text{сеп}} = +10^{\circ}\text{C}$	$P_{\text{сеп}} = 5,1 \text{ МПа}$ $t_{\text{сеп}} = -3^{\circ}\text{C}$
Забарвлення	св. жовтий	св. жовтий
Щільність, ρ_4^{20} , г/см ³	0,7866	0,7873
В'язкість кінематична при 20°C, сст	1,960	1,96
Молекулярна маса	135,1	147,1
Фракційний склад по ГОСТ2177-82		
початок кипіння, °C	70	70
Відганяється при температурі, °C:		
до 100	3	13
до 200	45	56
до 300	73	80
Вміст:		
парафіну, %ваг.	0,54	0,59
смоли, %ваг.	0,32	0,30
Сірки	відсутн.	відсутн.
Тиск початку конденсації, МПа	31	39
Втрати конденсату при $P_{\text{пл}}=0.1 \text{ МПа}$:		
г/м ³	7,31	22,87
%	12,1	30,4

Для дослідження свердловини використовувався метод малих відборів газу, за яким весь потік газу направляється до газопроводу, а менша частина (менше ніж 1 %) через спеціальний пробовідбірний зонд відводиться на малу термостатовану сепараційну установку (МТСУ).

Згідно з фактичними матеріалами, промисловими та лабораторними дослідженнями визначені: компонентний склад видобутого газу, фізико-хімічні характеристики конденсату, потенційний вміст вуглеводнів C₅+, а також етану, пропану та бутанів. Результати газоконденсатних досліджень наведені в

таблицях 2.5-2.9. З таблиці 2.9 можна побачити, що вміст вуглеводнів C5+ у видобутому газі складає 1,46 % мол. або 68,9 г/м³ газу після сепарації. Видобутий газ характеризується підвищеним вмістом неуглеводневих компонентів: азоту – 4,04 % мол., двоокису вуглецю – 1,04 % мол.

Конденсат Безпалівського родовища безбарвний, з густиною 0,759 г/см³, молекулярною масою 120 та температурою кінця кипіння понад 360 °С. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200 °С, складає 73,5 %.

2.2 Короткий аналіз показників розробки родовища

Родовище було введено в розробку в грудні 1999 року за допомогою свердловини 671 відповідно до “Плану дослідної експлуатації...”, з робочим дебітом 30 тис. м³/добу. Через відсутність споживача в весняно-літній період свердловина не працювала, а в осінньо-зимовий період її робота коливалася залежно від відбору газу. Робочий дебіт на кінець 2002 року складав в середньому 41,4 м³/добу при робочому тиску 21,29 МПа. У 2003 році свердловина була на простоях з липня по листопад. Робота свердловини стабільна, з дебітами 40-70 тис. м³/добу, водяний фактор досягає 3,0 см³/м³. Роботу свердловини ускладнюють відкладення парафіну на стінках НКТ і шлейфі, а також утворення гідратів.

Розробка Безпалівського родовища в період 2002-2018 років здійснювалася відповідно до рекомендацій дослідницької роботи, в рамках якої показники розробки були виконані до 2018 року. На 01.01.2018 року свердловиною 671 було видобуто 44,552 млн м³ газу та 1,983 тис. тонн конденсату. Пластовий тиск знизився з 50,5 МПа до 46,5 МПа (за результатами вимірювання 19.04.2016 р).

Результати випробування і дослідження свердловини

На родовищі пробурені пошукова свердловина 1 та параметрична свердловина 671. Свердловина 1 була ліквідована з геологічних причин.

Параметрична свердловина 671 була пробурена в склепінній частині Безпалівської площі з метою вивчення її геологічної будови та потенціалу

нафтогазоносності покладів середнього карбону. Вона має наступні характеристики:

- початок буріння – 13.10.88 р, закінчення – 2.11.90 р;
- початок випробувань – 2.11.90 р, закінчення – 21.03.91 р;
- фактична глибина – 5314 м (штучний вибій – 4510 м);
- кондуктор 426 мм – 249 м, цементування до 115 м від гирла;
- технічна колона 324 мм – 2234 м, цементування до 515 м від гирла;
- 245 мм – 3994 м, цементування до гирла;
- експлуатаційна колона 139,7 мм – 4510 м, цементування до гирла.

Експлуатаційна колона пройшла випробування на герметичність тиском 42,2 МПа і була визнана герметичною. НКТ ϕ 73 мм були спущені на глибину 4484 м. На устя свердловини встановлений повний комплект фонтанної арматури АФК-65х700, колонна головка типу КГ-140х324.

Під час буріння свердловини інтервал 4484-4491 м був випробуваний за допомогою випробувача пластів на трубах. Одержано приплив газу з розрахунковим дебітом 41,4 тис. м³/добу. Пластовий тиск, виміряний пластовипробовувачем на глибині 4481 м, склав 50,5 МПа.

Після цього експлуатаційну колону перфорували в інтервалі 4484-4491 м (ПКО-89, по 12 отворів на 1 пог. м.). Після заміни розчину на воду отримали промисловий приплив газу з конденсатом:

- 66 тис. м³/добу на 4-мм шайбі;
- 92 тис. м³/добу на 5-мм шайбі;
- 135,8 тис. м³/добу газу і 13,5 м³/добу конденсату на 8-мм шайбі.

Статичний тиск становив 33,54 МПа, а затримаєний – 34,18 МПа. Розрахунковий абсолютно-вільний дебіт склав 234,1 тис. м³/добу. Пластовий тиск, розрахований для середини інтервалу перфорації на глибині 4487,5 м, дорівнює 47,93 МПа.

Протягом періоду експлуатації (1995-2009 рр.) на родовищі проводились регулярні дослідження свердловини на продуктивність (один раз на рік).

Пластовий тиск визначався розрахунковим методом на основі замірів статичного тиску.

Дослідження продуктивності горизонту М-2(М-5) в свердловині 671 проводилось методом усталених відборів газу на 5 різних режимах. Обробка результатів досліджень здійснювалась за стандартною методикою. Коефіцієнти фільтраційного опору визначалися графоаналітичним методом.

Коефіцієнти фільтраційного опору були прийняті на основі результатів досліджень, проведених у 2002 році ($A = 7,62$; $B = 0,0017$). Коефіцієнт гідравлічного опору визначено на основі даних досліджень при різних режимах. Результати розрахунків значення λ представлені на рисунку 3.2.

Оцінка запасів газу за методом падіння пластового тиску

Протягом експлуатації родовища було зібрано дані про заміри статичних тисків та розрахункові пластові тиски. В таблиці 3.2 наведені приведені пластові тиски (P/Z) та сумарні відбори газу ($\sum Q$) на момент проведення замірів. На основі цих даних побудовані графіки залежності P/Z від $\sum Q$, за якими визначено дреновані запаси газу для свердловини 671 (рисунок 3.3). У розрахунки включено заміри з найбільшим періодом зупинки свердловини. За методом падіння пластового тиску дреновані запаси газу в покладі горизонту М-2(М-5) можна оцінити в межах 542 – 785 млн. м³. Мінімальну величину запасів (542 млн.м³) можна вважати надійною.

Дреновані запаси виявились більшими за об'ємно підраховані за категоріями С1+С2 (див. розділ 2.9). На нашу думку, різниця між цими оцінками зумовлена недостатньою інформацією про динаміку тиску в покладі (через низький рівень видобутку газу) та неповною розвіданістю площі. Не можна виключити, що початкові запаси газу в покладі можуть бути схожими на запаси категорії С1+С2 або навіть дещо більшими. Однак величина дренованих запасів газу в покладі горизонту М-2(М-5) потребує уточнення в процесі подальшої експлуатації свердловини 671. Більш точна оцінка запасів в покладі на основі падіння пластового тиску в умовах низькопроникних колекторів буде можлива після сумарного видобутку газу на рівні не менше 16-18% від початкових запасів

[21]. Наразі, враховуючи необхідність коректної оцінки видобутку газу для надійного газопостачання та визначення коефіцієнту газовилучення, доцільно використовувати оцінку початкових запасів, що була отримана об'ємним методом (категорії C1+C2).

2.3 Підготовка газу та конденсату

Газ, що видобувається зі свердловин, транспортується на Безпалівську установку підготовки газу (УПГ), яка почала працювати у 2002 році. Газопровід, що з'єднує УПГ і свердловини, має довжину 1165 м та діаметр 89x12 мм, до якого паралельно прокладено інгібіторопровід діаметром 32x4 мм.

З початку експлуатації газ з Безпалівського родовища направляється до місцевих споживачів через ГРС Безпалівка (село Тарановка). УПГ підключена до цієї ГРС через газопровід довжиною 4,6 км і діаметром 219x8 мм.

Процес підготовки газу на УПГ здійснюється за методом низькотемпературної сепарації (НТС) з використанням природного дросель-ефекту, без рекуперації холоду. На установці очищається газ від рідких фракцій та конденсуються вуглеводні C5+ і волога. Процес сепарації відбувається в два етапи за допомогою двох сепараторів блоку ГБ-23А.

Для уникнення утворення гідратів під час видобутку та підготовки газу застосовується метанол.

Протягом 2015 року видобуток газу з свердловини 671 зріс до 43 тис. м³ на добу, а газоконденсатний фактор зменшився до 33 см³/м³. Особливістю роботи УПГ є значний перепад тиску: з 21,0 МПа на вході до 0,49 МПа на виході, що викликає значне охолодження газу під час дроселювання. Для підтримання температури сепарації (від 258 до 263 К) та контролю температури газу на виході з УПГ (278-288 К) використовуються два теплообмінники, що підігрівають газ до необхідної температури.

Вуглеводневий конденсат та побічні промислові води, які відокремлюються в сепараторах та розділювальних ємностях УПГ, стабілізуються до тиску 0,1

МПа і надходять в ємності для збору. Далі їх транспортують автоцистернами на Сфремівський промисел.

Розрахунок прогнозного технологічного режиму роботи УПГ проводиться згідно проектних параметрів розробки родовища, з урахуванням середньорічних температур газу на вході в установку.

З огляду на сезонні коливання потреб місцевих споживачів (з жовтня по квітень), розглядається можливість транспортування газу з Безпалівського родовища через існуючий газопровід до магістрального трубопроводу Шебелинка-Харків через ГРС Безпалівка.

У газопроводі Шебелинка-Харків робочий тиск не перевищує 1,27-1,47 МПа, в той час як газопровід-відвід на ГРС Безпалівка розрахований на максимальний тиск магістрального газопроводу, що становить 4,42 МПа. Довжина цього трубопроводу — 15,3 км, діаметр 219x8 мм.

Для транспортування газу з Безпалівського родовища об'ємом 60 тис. м³ на добу в газопровід Шебелинка-Харків, розрахунковий тиск на виході з УКПГ складе 1,7 МПа.

При підтримці робочого тиску свердловини 671 в межах 5,5 - 4,5 МПа та впровадженні з 2005 року системи рекуперації холоду в схему НТС, з використанням теплообмінника площею 45 м², середньорічна температура газу під час сепарації очікується в межах 263-268 К і буде зберігатися протягом періоду з 2004 по 2017 роки.

Мінімальна температура газу, яка може подаватися в газопровід, становить 263 К, що дозволяє обмежитися підігрівом газу на УПГ з урахуванням цього параметра. Необхідність підігріву збережеться за першим варіантом ще протягом 5 років, а за другим варіантом — протягом 2-3 років.

Утворення гідратів можливе до 2018 року за першим варіантом і до 2019 року — за другим, при цьому середньорічні витрати гідратів протягом цього часу будуть поступово знижуватися від 2530 г/тис.м³ газу до 540–130 г/тис.м³ газу, відповідно до варіантів [18].

Товарний газ має відповідати технічним вимогам стандартів «Газ горючий природний за ТУ У 320.00158764.033-2000» для промислового та комунально-побутового використання (температура точки роси газу по волозі повинна бути нижчою за температуру газу при фактичному тиску, при цьому не допускається наявність рідкої фази вуглеводнів) та ТУ У 320.00158764.007-95 для газу, що транспортується в магістральні газопроводи (температура точки роси газу по волозі при 4,0 МПа не повинна перевищувати 268-270 К, а по вуглеводнях — не більше 273 К).

Подача якісного газу з Безпалівської УКПГ у магістральний газопровід за другим варіантом розробки буде можлива до 2029 року. Після цього режим НТС буде вичерпано, і умови підготовки газу відповідатимуть параметрам газу на вході в УКПГ. З цього моменту газ буде подаватися лише для місцевого споживання.

Висновки до другого розділу

У результаті проведеного аналізу роботи видобувних свердловин родовища та роботи Безпалівської УКПГ, а також характеристик конденсатності пластового газу, на основі промислових і експериментальних досліджень рекомбінованих проб, було визначено кілька важливих аспектів.

Значна кількість води в продукції свердловин вимагає постійного проведення ремонтних робіт та великих витрат на твердий ПАР для виносу рідини. Враховуючи скупчення рідини, доцільно застосовувати інтенсифікацію виносу рідини за допомогою розчинів рідких ПАР, подаючи їх у затрубний простір. Також доцільно використовувати селективну ізоляцію.

Для покращення роботи видобувних свердловин рекомендується впровадити систему дозування ПАР «Лотос» для ефективного винесення рідини з вибоїв свердловин та застосовувати плунжерні підіймачі для очищення вибоїв від накопиченої рідини.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІЗ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ВИБОЮ СВЕРДЛОВИН

3.1 Опис експериментальної установки плунжерного піднімача і методика досліджень

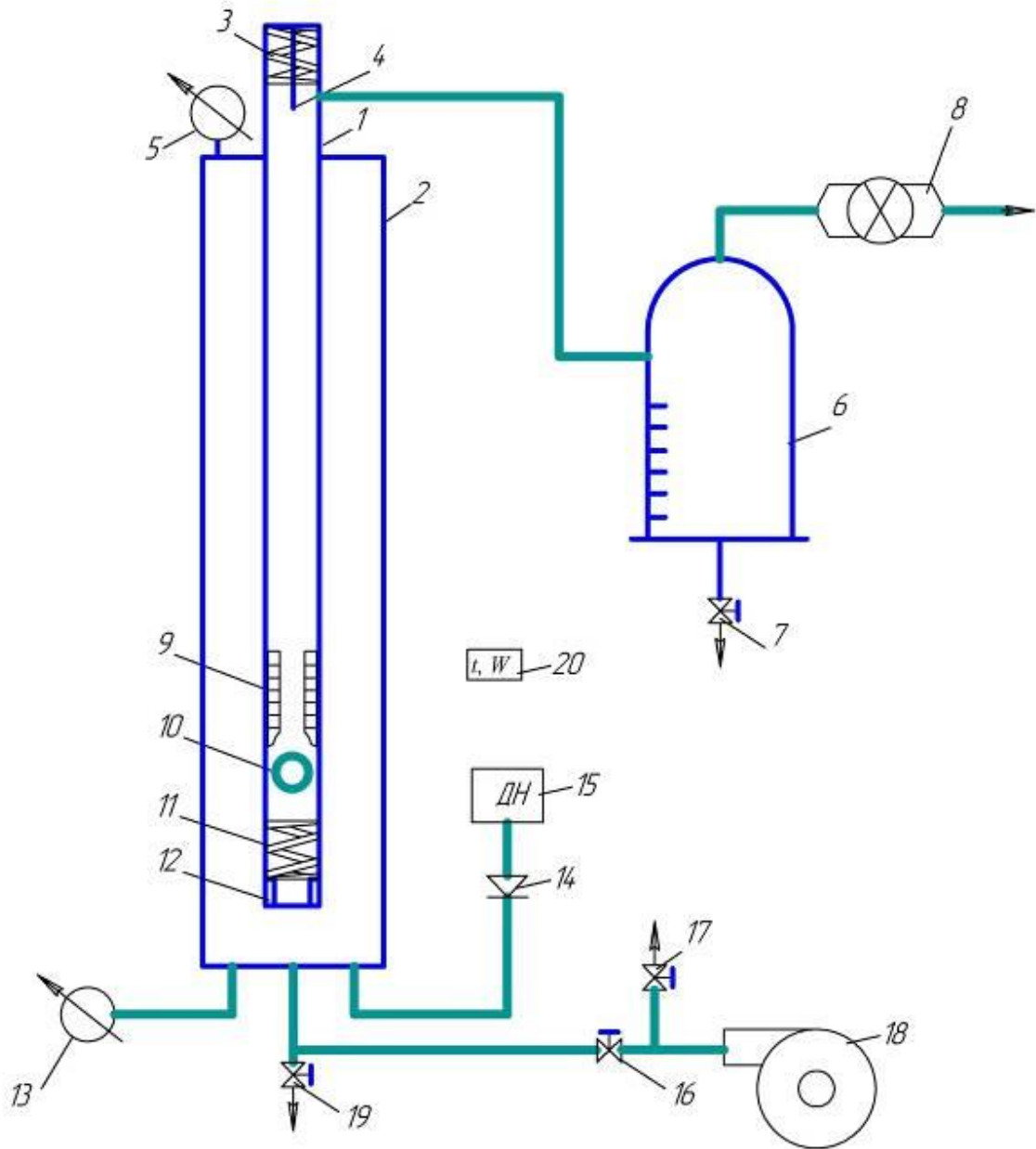
Для проведення лабораторних випробувань процесу виносу рідини з вибою газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного підйомника був здійснений аналіз експерименту, схема якого показана на рис. 3.1.

Основними компонентами установки є внутрішня 1 та зовнішня 2 колони, виготовлені зі скла, що дозволяє здійснювати спостереження за процесами всередині.

Для подачі газу в установку використано відцентровий компресор 18, а для виведення надлишкового газу в атмосферу встановлений сферичний кран 17. Регулювання потоку газу, що надходить в установку, здійснюється через ще один сферичний кран 16.

Подача води в установку та її налаштування проводяться через малопродуктивний дозувальний насос 15 – Peripamp Electronic, з'єднаний із зворотним клапаном 14.

Основним елементом установки є плунжер, що складається з корпусу 9, виконаного у вигляді порожнистого циліндра з поперечними канавками на зовнішній поверхні, та кульки 10. Для зниження ударних навантажень, що виникають під час роботи плунжера, використовуються амортизатори: верхній 3 та нижній 11. Шток 4 служить для розділення кульки від корпусу плунжера на дві механічно незалежні частини.



1 – внутрішня скляна колонка 35×1,5 мм; 2 – зовнішня скляна колонка 60×5 мм; 3, 11 – верхній та нижній амортизатори; 4 – шток; 5, 13 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP; 6 – газорідинний сепаратор; 7, 16, 17, 19 – сферичні крани; 8 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 9 – корпус плунжера; 10 – кулька; 12 – обмежувач ходу плунжера; 14 – зворотний клапан; 15 – малопродуктивний дозувальний насос Peripamp Electronic; 18 – відцентровий компресор; 20 – цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15

Рисунок 3.1 – Принципова схема експериментальної установки плунжерного піднімача

Розділення газорідинної суміші здійснюється в сепараторі 6, після чого вимірюється витрата газу за допомогою аналогового датчика витрати газу 8 типу AWM720P1. За необхідності, можна виміряти об'єм води, що виноситься з моделі свердловини, за допомогою поділок, нанесених на корпус сепаратора 6.

Вимірювання тиску в нижній частині внутрішньої колони та в затрубному просторі виконується через аналогові датчики диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP, а для визначення температури газу та його відносної вологості застосовується цифровий датчик температури і відносної вологості газу SHT15.

Перша частина експериментів полягала в вимірюванні швидкості падіння циліндрів (корпусів плунжера без кульки) у висхідних газових і рідинних потоках, а також в оцінці впливу величини зазору між зовнішньою стінкою корпусу плунжера і внутрішньою стінкою скляної колони на швидкість падіння циліндрів у цих потоках. Для цього на внутрішню стінку скляної колони наклеювались непрозорі водостійкі смужки через кожні 40 см. Це дозволяло переконатися, що корпус плунжера проходить відстань між смужками за однакові проміжки часу, тобто рухається рівномірно. Для оцінки часу проходження корпусу плунжера між двома сусідніми смужками процес знімався на цифрову фотокамеру. Після цього відеофайл оброблявся за допомогою програми VirtualDub для захоплення і обробки відео. Такий підхід дозволив визначити час з точністю до 0,06 сек.

Експериментальні зразки циліндрів виготовлялись із екопластикових трубок з зовнішніми діаметрами від 26,8 мм до 30,8 мм з кроком 0,8 мм.

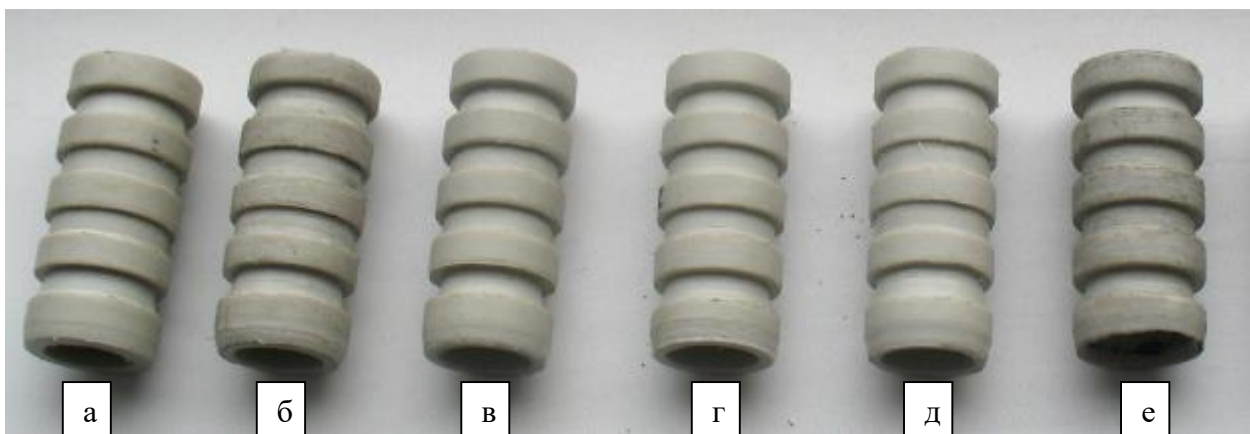
Завданням наступного етапу досліджень було:

- визначення витрати і тиску газу, при яких плунжер починає підніматися від нижнього амортизатора;
- визначення параметрів, при яких забезпечується стабільна робота установки плунжерного підйомника;
- встановлення оптимального зазору між зовнішньою стінкою корпусу плунжера і внутрішньою стінкою скляної колони.

Обладнання експериментальної установки плунжерного піднімача, розроблене в процесі виконання роботи, перевіряли на працездатність при різних витратах і тисках. Працездатним вважається обладнання, яке витримує часто повторювані удари без видимих зовнішніх змін і працює без технологічних відмов в результаті "зависання" всередині піднімальних труб чи на нижньому або верхньому амортизаторах.

Фактичний діаметр внутрішньої скляної колонки на окремих ділянках може становити $D_{\text{вн.мак.}}=32,35$ мм і $D_{\text{вн.мін.}}=31,77$ мм.

Під час проведення експериментів на вибір модельної свердловини компресором нагнітали газ, а дозувальним насосом паралельно подавали воду. Витрату газу, тиски в нижній частині колони та в затрубному просторі вимірювали в реальному часі при роботі плунжера в режимі безперервного руху вниз/уверх. Шляхом регулювання витрати газу, встановлювали режим руху плунжера, який відповідає мінімальній витраті газу за різних витрат рідини 4,1; 5,6; 6,8 мл/с. Експерименти проводили із усіма підготовленими зразками плунжерів (рис. 3.2). Зазори між зовнішньою стінкою корпусу плунжера та внутрішньою стінкою скляної колонки при цьому становили відповідно $\delta_{\text{мак.}}=2,775\text{-}2,485$ мм і $\delta_{\text{мін.}}=0,485\text{-}0,775$ мм.



а – d=30,8 мм; б – d=30 мм; в – d=29,2 мм; г – d=28,4 мм; д – d=27,6 мм; е – d=26,8 мм

Рисунок 3.2 – Підготовлені зразки плунжерів для дослідження роботи установки плунжерного піднімача

Після кожної серії експериментів проводили демонтаж верхніх фланцевих з'єднань установки та вставляли плунжер наступного діаметра.

Тривалість періоду роботи плунжера в установці, який контролювався за допомогою аналогових давачів, становив не менше 4 хв., а в стабільному режимі не менше 1 хв.

3.2 Результати досліджень винесення рідини із свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача

3.2.1 Падіння плунжера у висхідному потоці рідини та газу

В лабораторних умовах на абсолютну швидкість руху циліндрів (корпусів плунжера) у висхідному потоці рідини в основному впливають два чинники, а саме: величина зазору між зовнішньою стінкою плунжера та внутрішньою стінкою піднімальної колони (зовнішній діаметр циліндра) і абсолютна швидкість руху рідини.

Зважаючи на характер експериментальних досліджень, конструктивні особливості та техніко-технологічні можливості експериментального стенду, приймаємо такі діапазони зміни чинників: величина зовнішнього діаметру циліндра 0,0268-0,0308 м, абсолютна швидкість руху рідини 0,025-0,075 м/с, крок зміни вказаних параметрів при дослідженнях становить 0,0008 м та 0,025 м/с відповідно.

Для спрощення розрахунків значення чинників перетворимо в умовні одиниці, тобто так, щоб вони відповідали числам: -1, +1.

На основі методики [86] була побудована матриця планування результатів експерименту (таблиця 3.1). В подальшому визначали абсолютну швидкість руху циліндрів у висхідному потоці рідини. Кожен паралельний дослід проводили 5 разів, а результати заносили в таблицю 3.2.

Таблиця 3.1 – Матриця даних планування експерименту

Номер досліджу	Значення факторів				
	Умовна одиниця			Фактична одиниця	
	X_0	X_1	X_2	$d_{ц}, \text{мм}$	$v_p, \text{м/с}$
1	+1	+1	+1	0,0308	0,075

2	+1	-1	+1	0,0268	0,075
3	+1	+1	-1	0,0308	0,025
4	+1	-1	-1	0,0268	0,025

Таблиця 3.2 – Експериментальні значення абсолютної швидкості руху циліндрів у висхідному потоці рідини

Номер досліджу	Експериментальні значення v_{np} , м/с					
	1	2	3	4	5	$v_{np \cdot cep}$
1	0,018	0,017	0,019	0,019	0,017	0,018
2	0,77	0,74	0,74	0,76	0,74	0,75
3	0,08	0,1	0,1	0,09	0,08	0,09
4	0,78	0,81	0,78	0,81	0,82	0,8

Розраховували коефіцієнти рівняння регресії:

$$b_0 = (0,018 + 0,75 + 0,09 + 0,8) / 4 = 0,414;$$

$$b_1 = (0,018 - 0,75 + 0,09 - 0,8) / 4 = -0,361;$$

$$b_2 = (0,018 + 0,75 - 0,09 - 0,8) / 4 = -0,031.$$

Тоді рівняння регресії запишеться

$$v_{np}(X_1, X_2) = -0,361 \cdot X_1 - 0,031 \cdot X_2 + 0,414.$$

Після переведення умовних одиниць у дійсні рівняння регресії прийме вигляд

$$v_{np}(X_1, X_2) = -180,5 \cdot d - 1,24 \cdot v_p + 5,6744.$$

Отримані під час експериментів кількісні показники піддаємо аналізу з використанням методів математичної статистики.

Рядкові дисперсії становлять: $S_1^2 = 1 \cdot 10^{-6}$; $S_2^2 = 2 \cdot 10^{-4}$; $S_3^2 = 1 \cdot 10^{-4}$; $S_4^2 = 3,5 \cdot 10^{-4}$.

Перевірити однорідність дисперсії S_i^2 можна за критерієм Кохрена, розрахункове значення якого рівне $G_p = 0,538$. Табличне значення критерію Кохрена для ступенів свободи $f_1 = m - 1$ і $f_2 = N$ буде рівне $G_m = 0,6287$.

Оскільки $G_m > G_p$ ($0,6287 > 0,538$), то дисперсія однорідна, визначаємо помилку дослідів $S_0^2 = 1,627 \cdot 10^{-4}$.

Середньоквадратичне відхилення або похибка відтворюваності $S_0 = 0,013$.

На наступному етапі аналізу виконували перевірку значимості коефіцієнтів рівняння регресії. Дисперсія коефіцієнтів регресії становить $S_b^2 = 8,137 \cdot 10^{-6}$ і $S_b = 2,853 \cdot 10^{-3}$.

Визначали розрахункове значення критерію Стюдента $t_{op} = 145,129$; $t_{1p} = 10,867$; $t_{2p} = 126,55$.

Табличне значення коефіцієнта Стюдента при ступені свободи $f_0 = 4 \cdot (4 - 1) = 12$ і рівнів значимості $q = 0,05$ становить $t_m = 2,18$.

Оскільки $t_{ip} > t_m$, то усі коефіцієнти рівняння значимі.

За другим способом порівнювали абсолютні значення коефіцієнтів $|b_i|$ зі значенням довірчого інтервалу $|\Delta b_i|$.

Для b_0 : $0,414 > 2,853 \cdot 10^{-3}$;

b_1 : $0,361 > 2,853 \cdot 10^{-3}$;

b_2 : $0,031 > 2,853 \cdot 10^{-3}$.

Отже, і за другим способом усі коефіцієнти рівняння регресії є значимими.

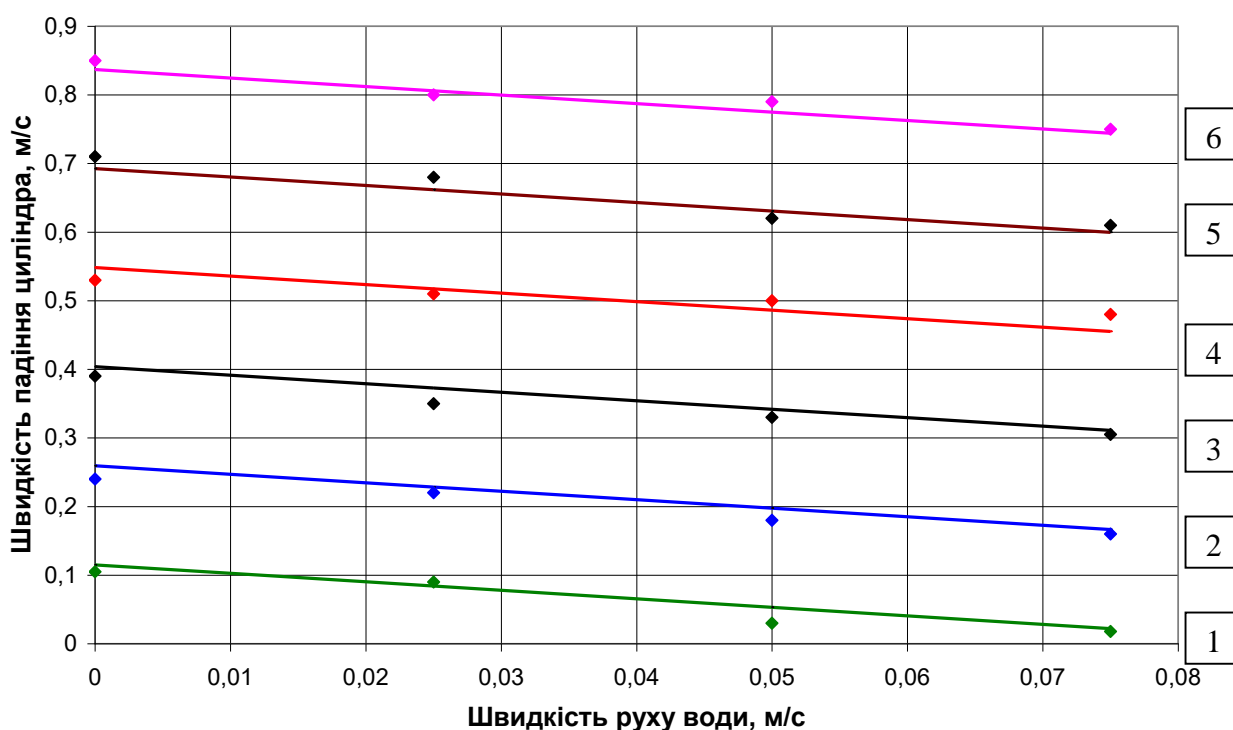
На наступному етапі аналізу рівняння регресії проводили перевірку його адекватності.

Визначали значення функції відгуку для кожного рядка:

$$\bar{y}_1 = 0,022; \bar{y}_2 = 0,744; \bar{y}_3 = 0,084; \bar{y}_4 = 0,806.$$

Обчислювали дисперсію адекватності $S_{ad}^2 = 6,2 \cdot 10^{-4}$. Визначали розрахункове значення критерію Фішера $F_p = 3,81$ та порівнювали його із табличним (при ступенях свободи $f_{ad} = 1$ і $f_o = 16$ і при 5%-й значимості) $F_m = 4,49$. Оскільки $3,81 < 4,49$ то це свідчить про адекватність рівняння регресії.

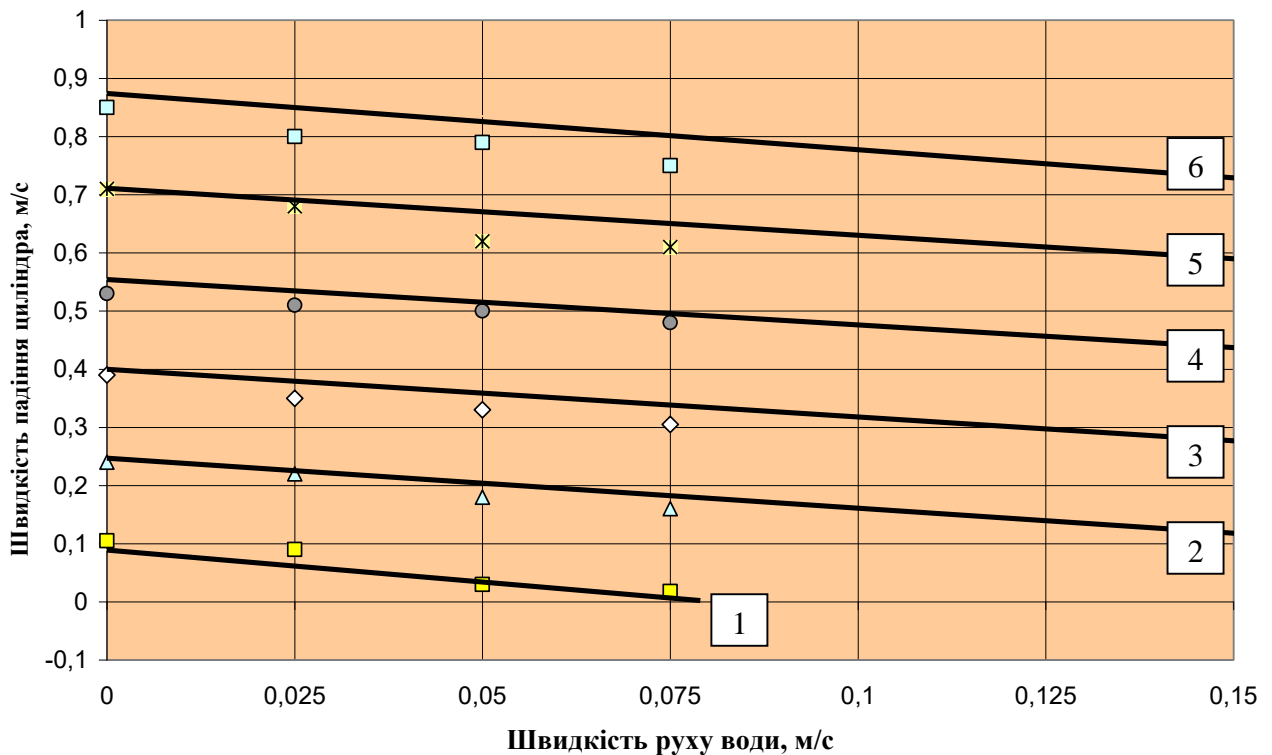
Для більш детального дослідження залежності швидкості падіння циліндрів для кожного значення швидкості руху рідини від величини зовнішніх діаметрів, проводили вимірювання у всіх технологічно можливих точках, отримані результати зображені на рис. 3.3.



1 – 30,8; 2 – 30; 3 – 29,2; 4 – 28,4; 5 – 27,6; 6 – 26,8 мм

Рисунок 3.3 – Функції відгуку для усіх плунжерів діаметрами 0,0268-0,0308 м та експериментальні точки

На рис. 3.4 та 3.5 також зображено апроксимацію результатів лабораторних експериментів та розрахункових значень, отриманих на основі аналітичних залежностей (розділ 3) швидкості падіння циліндрів у висхідних потоках рідини та газу, де нанесені точки характеризують результати експериментів, а суцільні лінії отримані за аналітичними залежностями.



1 – 30,8; 2 – 30; 3 – 29,2; 4 – 28,4; 5 – 27,6; 6 – 26,8 мм

Рисунок 3.4 – Графічні залежності абсолютної швидкості руху циліндрів у висхідному потоці рідини за різних значень зовнішніх діаметрів циліндрів: суцільна лінія – аналітична залежність; точки – результати експериментів

Візуальні спостереження за рухом циліндрів через прозорі скляні колонки установки показали, що співосність циліндрів і скляної колонки не завжди зберігається.

Аналізуючи рис. 3.4, слід відмітити, що у всіх випадках характер зв'язку між швидкістю падіння циліндра і швидкістю потоку рідини – лінійний. Збільшення швидкості руху рідини веде до зменшення абсолютної швидкості падіння циліндра, і при деякій швидкості руху рідини циліндр перестає рухатись і переходить у “звішений” стан. Так, наприклад, циліндр (рис. 3.4, лінія – 1) перестає рухатись у висхідному потоці рідини при швидкості руху води 0,08 м/с. Очевидно, що при зменшенні зовнішніх діаметрів циліндрів (лінії 2-6) момент коли вони будуть знаходитись у “звішеному” стані, наступить при більших швидкостях руху висхідного потоку води.

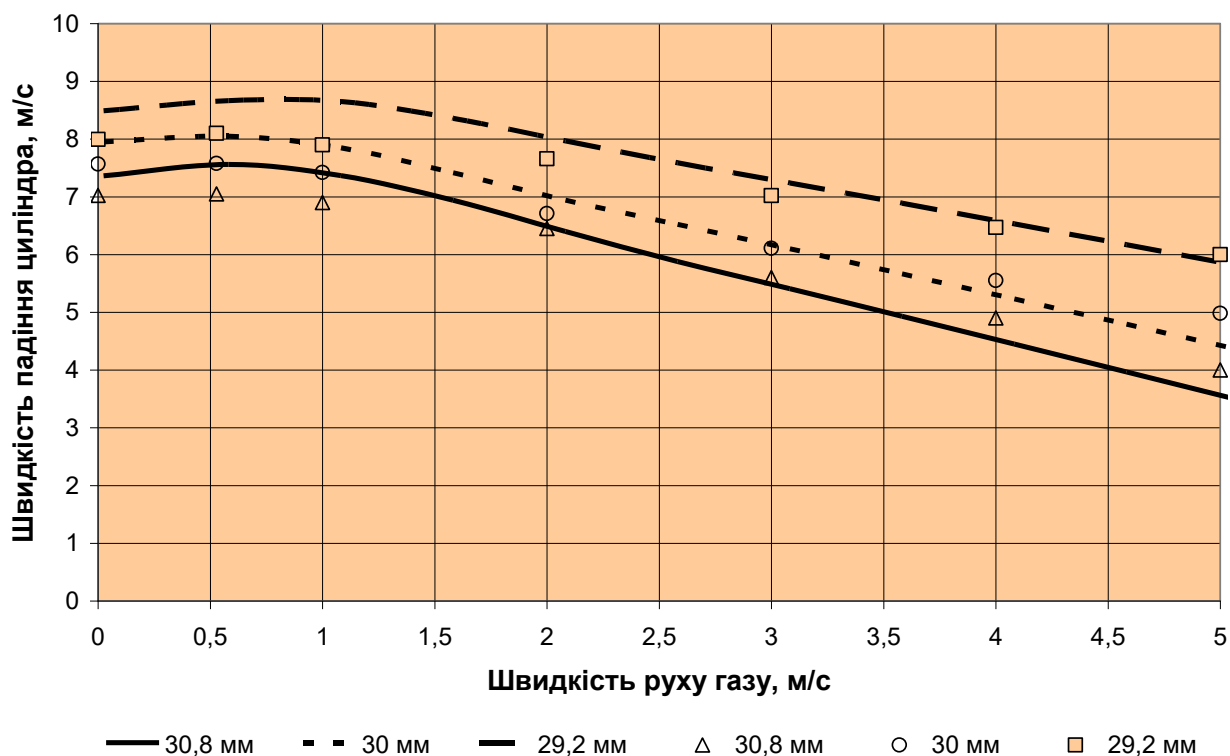


Рисунок 3.5 – Графічні залежності абсолютної швидкості руху циліндрів від швидкості руху висхідного потоку газу за різних значень зовнішніх діаметрів циліндрів: лінія – аналітична залежність; точки – результати експериментів

З аналізу графічної залежності (рис. 3.5) видно, що із зростанням швидкості руху газу, абсолютна швидкість падіння циліндра дещо збільшується, досягаючи максимуму, а потім зменшується. Це можна пояснити тим, що при невеликих швидкостях висхідного потоку газу сила тиску на верхню торцеву поверхню циліндра трохи переважає над силою тиску на нижню торцеву поверхню через виникнення підсмоктувального ефекту. Коли швидкість потоку газу збільшується, цей ефект зникає, і переважають сила лобового опору та сила тяжіння.

Для зразків циліндрів, у яких зовнішній діаметр менший за 29,2 мм, визначити швидкість падіння циліндра у висхідному газовому потоці за допомогою експериментальної установки не вдалося через короткі інтервали часу падіння.

Порівнюючи дві попередні графічні залежності (рис. 3.4 та 3.5), слід зазначити, що лінійний зв'язок між абсолютною швидкістю падіння циліндра та

швидкістю газового потоку, на відміну від падіння циліндра в висхідному рідинному потоці, не зберігається.

Порівнюючи експериментальні та теоретичні значення швидкостей руху циліндричного тіла у вертикальних трубах з висхідними потоками газу та рідини, були обчислені максимальні відносні похибки, які становлять 6,4% для падіння циліндра у потоці рідини та 12,6% для падіння циліндра у висхідному газовому потоці.

3.3 Уточнення методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин

Падіння плунжера в колоні НКТ. Одним із важливих питань експлуатації свердловин плунжерним піднімачем є його падіння в газовому і рідинному потоках.

Падінню циліндричного тіла у газовому і рідинному потоках у вертикальних трубах посвячено ряд робіт [28-32]. Проте в розглядуваних роботах використовувались циліндри із закритою порожниною, що значно спрощувало поставлену задачу, оскільки не було розділення потоку рідини чи газу на нижньому торці циліндра.

При використанні плунжера типу “літаючий клапан”, який складається із втулки у формі пустотілого циліндра і кульки, постає проблема визначення часу його падіння у колоні НКТ, у газовому чи рідинному потоках.

Падіння плунжера в газовому середовищі. Нехай пустотілий циліндр падає в колоні насосно-компресорних труб з деякою постійною швидкістю v_n , а потік газу направлений навпроти руху циліндра, причому осі циліндра і НКТ співпадають (рис. 3.6).

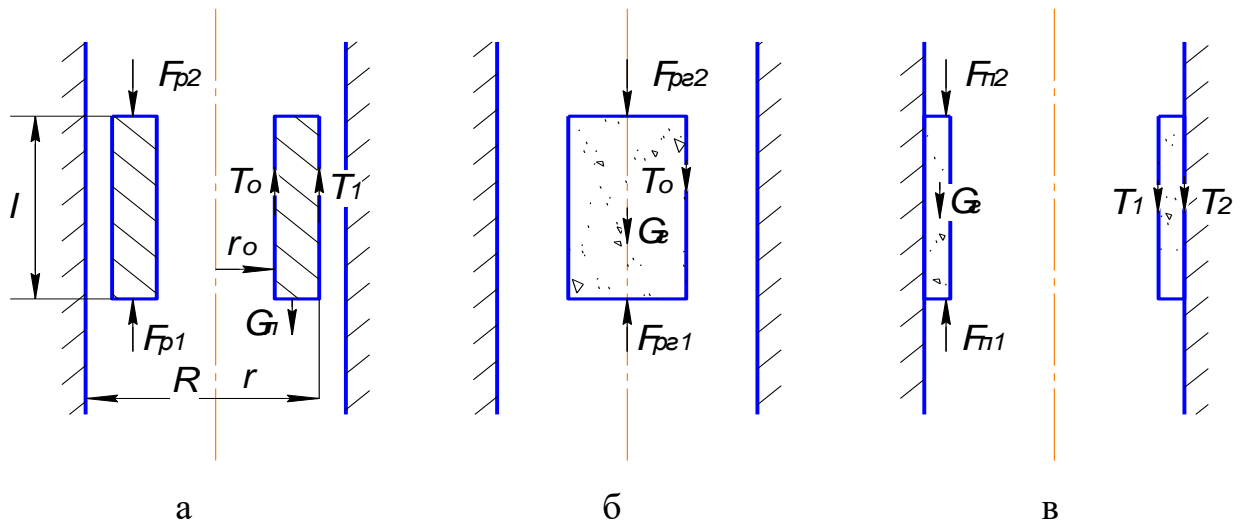


Рисунок 3.6 – Схема падіння циліндра у колоні вертикальних труб у газовому середовищі

Із рис. 3.6 а, запишемо рівняння рівноваги циліндра:

$$-G_n + F_{p1} - F_{p2} + T_o + T_1 = 0, \quad (3.3)$$

де G_n – вага циліндра, Н;

F_{p1} – сила тиску на нижню торцеву поверхню циліндра, Н;

F_{p2} – сила тиску на верхню торцеву поверхню циліндра, Н;

T_o – сила тертя на внутрішній поверхні циліндра, Н;

T_1 – сила тертя на зовнішній поверхні циліндра, Н.

Крім того, напишемо рівняння рівноваги для внутрішнього шару газу всередині циліндра, рис. 3.6 б:

$$-G_2 + F_{pe1} - F_{pe2} - T_o = 0, \quad (3.4)$$

де G_2 – вага газу у внутрішньому каналі циліндра, Н;

F_{pe1} – сила тиску на нижню торцеву поверхню внутрішнього шару газу,

Н;

F_{p2} – сила тиску на верхню торцеву поверхню внутрішнього шару газу,

Н.

Складемо також рівняння рівноваги для кільцевого шару газу між колоною НКТ і зовнішньою стінкою циліндра, рис. 3.6 в:

$$-G'_2 + F_{n1} - F_{n2} - T_2 - T_1 = 0, \quad (3.5)$$

де G'_2 – вага газу у кільцевому каналі;

F_{n1} – сила тиску на нижню торцеву поверхню кільцевого шару газу, Н;

F_{n2} – сила тиску на верхню торцеву поверхню кільцевого шару газу, Н;

T_2 – сила тертя на стінці НКТ, Н.

Використовуючи рис. 2.7 а, напишемо також рівняння нерозривності потоку:

$$Q_2 = q_1 + q_2 - v_{n2} \cdot \pi \cdot (r^2 - r_0^2), \quad (3.6)$$

де Q_2 – витрата газу, яка поступає до нижнього торця циліндра, м³/с;

q_1, q_2 – витрата газу відповідно через внутрішній і кільцевий канали, м³/с;

v_{n2} – швидкість падіння циліндра, м/с.

Виражаючи всі сили через геометричні характеристики циліндра, отримаємо наступні рівняння:

$$-m_n \cdot g + \Delta p \cdot \pi \cdot (r^2 - r_0^2) + \tau_0 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l + \tau_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l = 0; \quad (3.7)$$

$$-\rho_2 \cdot \pi \cdot r_0^2 \cdot l \cdot g - \tau_0 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot r_0^2 = 0; \quad (3.8)$$

$$-\rho_2 \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) \cdot l \cdot g - \tau_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l - \tau_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) = 0 \quad (3.9)$$

;

$$-\nu_2 \cdot \pi \cdot R^2 + \nu_1 \cdot \pi \cdot r_0^2 + \nu_2 \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) - \nu_{n2} \cdot \pi \cdot (r^2 - r_0^2) = 0, \quad (3.10)$$

де τ_0 – дотичне напруження тертя на внутрішній поверхні циліндра, Н/м²;

τ_1 – дотичне напруження тертя на зовнішній поверхні циліндра, Н/м²;

τ_2 – дотичне напруження тертя на стінці НКТ, Н/м²;

ν_1 – швидкість руху газу у внутрішньому каналі циліндра, м/с;

ν_2 – швидкість руху газу у кільцевому каналі, м/с;

ν_2 – швидкість руху газу в колоні НКТ, м/с;

m_n – маса циліндра, кг;

Δp – перепад тиску по довжині циліндра, Па;

r_0 – внутрішній радіус циліндра, м;

r – зовнішній радіус циліндра, м;

R – радіус НКТ, м.

У внутрішньому та кільцевому каналах циліндра створюється перепад тиску, який можна визначити, використовуючи наступну формулу:

$$\Delta p = \frac{\xi_1 \cdot \rho_2}{2} \cdot (\nu_1 + \nu_{n2})^2 = \frac{\xi_2 \cdot \rho_2}{2} \cdot (\nu_2 + \nu_{n2})^2, \quad (3.11)$$

де ξ_1 , ξ_2 – коефіцієнти місцевого опору відповідно у внутрішньому та кільцевому каналах циліндра.

Коефіцієнт місцевого опору при перетіканні потоку через отвір у стінці з будь-якою формою і будь якої товщини стінок визначається за узагальненою і уточненою формулою [11]:

$$\xi_1 = \left[0,5 \left(1 - \frac{F_0}{F_1} \right)^{0,75} + \tau \left(1 - \frac{F_0}{F_1} \right)^{1,375} + \left(1 - \frac{F_0}{F_1} \right)^2 + \lambda \cdot \frac{l}{D_2} \right] \cdot \left(\frac{F_1}{F_0} \right)^2, \quad (3.12)$$

де $F_0 = \pi \cdot r_0^2$ – площа поперечного перерізу внутрішнього каналу циліндра, м²;

$F = \pi \cdot r^2$ – площа поперечного перерізу кільцевого каналу, м²;

$D_2 = \frac{4 \cdot F_0}{2\pi \cdot r_0}$ – гідравлічний радіус внутрішнього каналу циліндра, м;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору внутрішнього каналу циліндра;

l – довжина циліндра, м.

$$\tau = (2,4 - \bar{l}) \cdot 10^{-\varphi(l)}; \quad (3.13)$$

$$\varphi(l) = 0,25 + \frac{0,535 \cdot \bar{l}^8}{(0,05 + \bar{l}^7)}; \quad (3.14)$$

$$\bar{l} = l / D_2, \quad (3.15)$$

де τ , $\varphi(l)$, \bar{l} – допоміжні коефіцієнти, які залежать від геометричних розмірів циліндра.

Із рівнянь (3.8) і (3.9) знаходимо $\tau_0 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l$ та $\tau_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l$ відповідно і підставляємо ці величини в рівняння (3.7):

$$-m_n \cdot g - \rho_2 \cdot \pi \cdot l \cdot g \cdot (r_0^2 + R^2 - r^2) - \tau_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot R^2 = 0. \quad (3.16)$$

Із рівняння (3.10) з урахуванням рівнянь (3.11) і (3.16) отримаємо:

$$v_n = -v_2 \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^2 + v_2 \cdot \left[\left(\frac{R}{r}\right)^2 - 1\right] + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2} + \frac{2 \cdot l \cdot g \cdot (r_0^2 + R^2 - r^2)}{\xi_1 \cdot R^2} + \frac{4 \cdot \tau_2 \cdot l}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R}}. \quad (3.17)$$

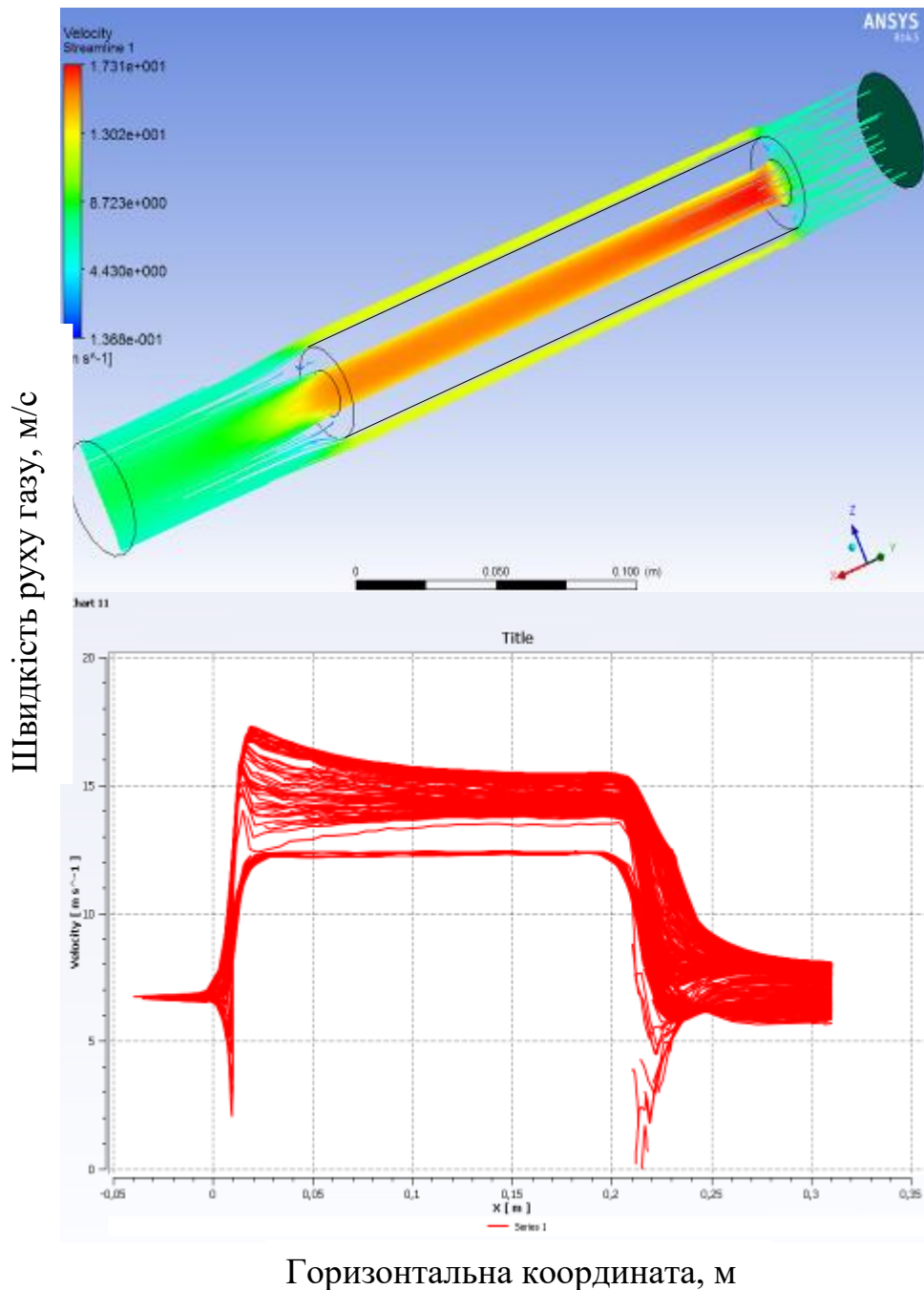
Оскільки $\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2} \gg \frac{2 \cdot l \cdot g \cdot (r_0^2 + R^2 - r^2)}{\xi_1 \cdot R^2} + \frac{4 \cdot \tau_2 \cdot l}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R}$,

отримуємо наступну спрощену формулу для визначення швидкості падіння циліндра в газовому потоці:

$$v_n = -v_2 \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^2 + v_2 \cdot \left[\left(\frac{R}{r}\right)^2 - 1\right] + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2}}. \quad (3.18)$$

У рівнянні (3.18) невідомою величиною є швидкість газового потоку в кільцевому каналі, оскільки через різні значення коефіцієнтів місцевих опорів, швидкості v_1 і v_2 розподіляться невідповідно до площ поперечного перерізу внутрішнього та кільцевого каналів циліндра.

Для оцінки розподілу швидкостей руху газу у внутрішньому і кільцевому каналах циліндра використовуємо універсальну програмну систему кінцево-елементного аналізу ANSYS.



Горизонтальна координата, м

Рисунок 3.7 – Зображення результатів розрахунку розподілу швидкостей руху газу у внутрішньому і кільцевому каналах за допомогою програми ANSYS, для внутрішнього діаметру НКТ 40,3 мм і величини зазору 4 мм

Для решти значень діаметрів НКТ і величини зазору від 0,5 мм до 4 мм, результати розрахунків зведені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку розподілу швидкостей у внутрішньому і кільцевому каналах циліндра за допомогою програми ANSYS

Номер	Внутрішній діаметр насосно-компресорних труб,	$\frac{v_2}{v_2}$							
		Величина зазору між плунжером і стінкою НКТ, мм							
		0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
1	40,3	1,82	1,97	2,27	2,36	2,27	2,04	1,88	1,81
2	50,3	2	2,4	2,45	2,47	2,45	2,28	2,18	2,09
3	59	1,93	2,38	2,49	2,54	2,48	2,42	2,27	2,1
4	62	2,35	2,49	2,55	2,58	2,55	2,44	2,36	2,25
5	76	2,03	2,47	2,58	2,63	2,58	2,52	2,42	2,37
6	88,6	1,93	2,5	2,71	2,79	2,71	2,64	2,57	2,43
7	100,3	2,05	2,55	2,73	2,77	2,73	2,7	2,68	2,59

Падіння плунжера в однорідному потоці рідини. Нехай циліндричне тіло падає з деякою постійною швидкістю v_{np} , а потік рідини направлений навпроти руху цього тіла. Розподіл швидкостей у центральному та радіальному каналах при ламінарному режимі руху показаний на рис. 3.7.

Розподіл швидкості рідини в радіальному зазорі можна отримати із загального рівняння гідродинаміки:

$$\frac{1}{x} \cdot \frac{d}{dx} \left(x \frac{dv_2}{dx} \right) = - \frac{\Delta P}{\mu \cdot l} \quad (3.19)$$

З урахуванням граничних умов $v_2(r) = -v_{np}$; $v_2(R) = 0$ із рис. 3.7 рівняння (3.19) має наступний вигляд:

$$v_2 = -\frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot x^2 + \left(\frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot \frac{R^2 - r^2}{\ln \frac{R}{r}} - \frac{v_{np}}{\ln \frac{R}{r}} \right) \cdot \ln r + \frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \frac{r^2 \cdot \ln R - R^2 \cdot \ln r}{\ln \frac{R}{r}} + \frac{v_{np}}{\ln \frac{R}{r}} \cdot \ln r, \quad (3.20)$$

де ΔP – перепад тиску по довжині циліндра, Па;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини, Па·с;

v_{np} – швидкість падіння плунжера в рідині, м/с;

x – змінна координата, м.

Розподіл швидкості рідини в центральному каналі циліндра можна отримати на основі теорії ламінарної течії в круглих трубах [12]:

$$v_1 = \frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot (r_0^2 - x^2). \quad (3.21)$$

Для визначення витікань рідини через центральний канал циліндра, а також в радіальному зазорі запишемо наступне рівняння в інтегральній формі:

$$q = q_1 + q_2 = 2 \cdot \pi \int_0^{r_0} x \cdot v_1 dx + 2 \cdot \pi \int_r^R x \cdot v_2 dx. \quad (3.22)$$

Підставивши вирази (3.20) і (3.21) в (3.22), а також інтегруючи останній, отримаємо:

$$q = \frac{\Delta P \cdot \pi}{8 \cdot \mu \cdot l} \cdot \left(r_0^4 + R^4 - r^4 + \frac{R^4 + r^4 - 2 \cdot R^2 \cdot r^2}{\ln \frac{R}{r}} \right) - \pi \cdot v_{np} \left(\frac{r^2 - R^2}{2 \cdot \ln \frac{R}{r}} + R^2 \right). \quad (3.23)$$

Значення ΔP визначається із рівняння рівноваги плунжера:

$$G = T_0 + T_1 + \Delta P \cdot (r^2 + r_o^2), \quad (3.24)$$

де G – вага циліндра в рідині, Н;

T_0, T_1 – сили тертя, прикладені до внутрішньої і бокової поверхонь плунжера, Н.

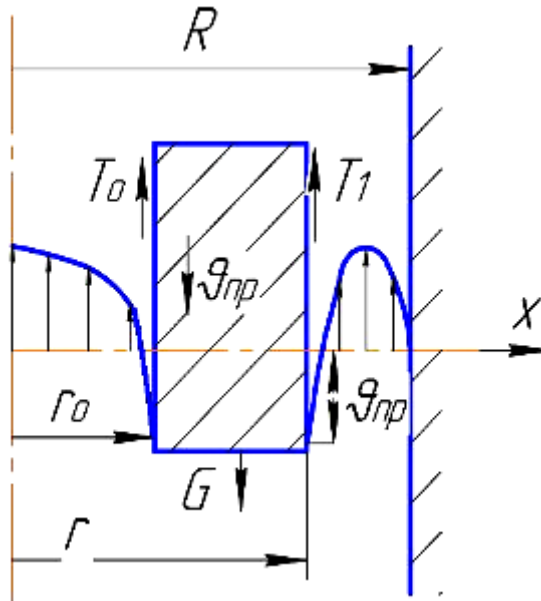


Рисунок 3.8 – Епюра розподілу швидкостей в центральному і радіальному каналах, відносно рухомого циліндра при ламінарному русі однорідної рідини

$$T_0 = 2 \cdot \pi \cdot r_o \cdot l \cdot \mu \cdot \left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=r_o}; \quad (3.25)$$

$$T_1 = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l \cdot \mu \cdot \left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=r}. \quad (3.26)$$

Після підстановки рівнянь (3.20) і (3.21) в рівняння (3.25) та (3.26) відповідно, а також диференціюючи останні отримаємо:

$$T_0 = -\Delta P \cdot \pi \cdot r_o^2; \quad (3.27)$$

$$T_1 = -2 \cdot \pi \cdot l \cdot \mu \cdot \left[\frac{v_{np}}{\ln \frac{r}{R}} - \frac{\Delta P (R^2 - r^2)}{4 \cdot l \cdot \mu \cdot \ln \frac{R}{r}} \right] - \Delta P \cdot \pi \cdot r^2. \quad (2.28)$$

Вираз для обчислення витоків рідини через центральний та радіальний канали циліндра з урахуванням рівнянь (3.24), (3.27) та (3.28) прийме наступний вигляд:

$$q = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{G}{2 \cdot l \cdot \mu} \cdot \ln \frac{R}{r} + \pi \cdot v_{np} \right] \cdot \left[r_o^4 + R^4 - r^4 + \frac{R^4 + r^4 - 2 \cdot R^2 \cdot r^2}{\ln \frac{R}{r}} \right] - \pi \cdot v_{np} \cdot \left[\frac{R^2 - r^2}{2 \cdot \ln \frac{r}{R}} + R^2 \right]. \quad (3.29)$$

Для визначення швидкості падіння циліндра запишемо також рівняння нерозривності потоку:

$$q = \pi \cdot R^2 \cdot v - \pi \cdot r^2 \cdot v_{np}, \quad (3.30)$$

де v – середня швидкість руху рідини в колоні НКТ, м/с.

Вираз для визначення швидкості падіння циліндра отримуємо із спільного рішення рівнянь (3.29) та (3.30):

$$v_{np} = \frac{R^2 \cdot v - \frac{G \cdot \ln \frac{R}{r} \cdot \left[\frac{(R^2 - r^2)^2}{\ln \frac{r}{R}} + R^4 - r^4 + \frac{r_o^4}{4} \right]}{4 \cdot \pi \cdot l \cdot \mu \cdot \left(r^2 - R^2 - 4 \cdot r_o^2 \cdot \ln \frac{R}{r} \right)} \cdot \left[\frac{(R^2 - r^2)^2}{\ln \frac{r}{R}} + R^4 - r^4 + \frac{r_o^4}{4} \right] + \frac{R^2 - r^2}{2 \cdot \ln \frac{r}{R}} + r^2 + r_o^2 + R^2. \quad (3.31)$$

Кількість циклів за добу:

$$n = \frac{86400}{T}. \quad (3.32)$$

Із наступного співвідношення знаходять питому витрату газу, м³/т R_o :

$$R_o = \frac{V_o}{\pi \cdot R^2 \cdot h_p \cdot \rho_p}. \quad (3.33)$$

Витрата газу за добу, м³:

$$V = \frac{86400 \cdot V_o}{T}. \quad (3.34)$$

Для того, щоб установка могла працювати без підведеного ззовні газу, необхідно, щоб кількість газу, яка надходить з пласта, була більшою за кількість газу, яка необхідна для піднімання плунжера за час його піднімання.

3.4 Розроблення конструкції плунжера для установки плунжерного піднімача

Результати стендових досліджень переконливо показали, що установка плунжерного підйомника працює стабільно лише за умови наявності достатнього зазору між зовнішньою стінкою плунжера та внутрішньою стінкою ліфтової колони. З іншого боку, зменшення зазору до певного мінімального значення під час піднімання плунжера може частково вирішити проблему зворотного витікання рідини.

Для вирішення цієї проблеми існують конструкції плунжерів [22, 39], які, як уже зазначалося, автоматично зменшують свій зовнішній діаметр при русі вниз, а при русі вгору автоматично розширюються. Однак в одній із конструкцій

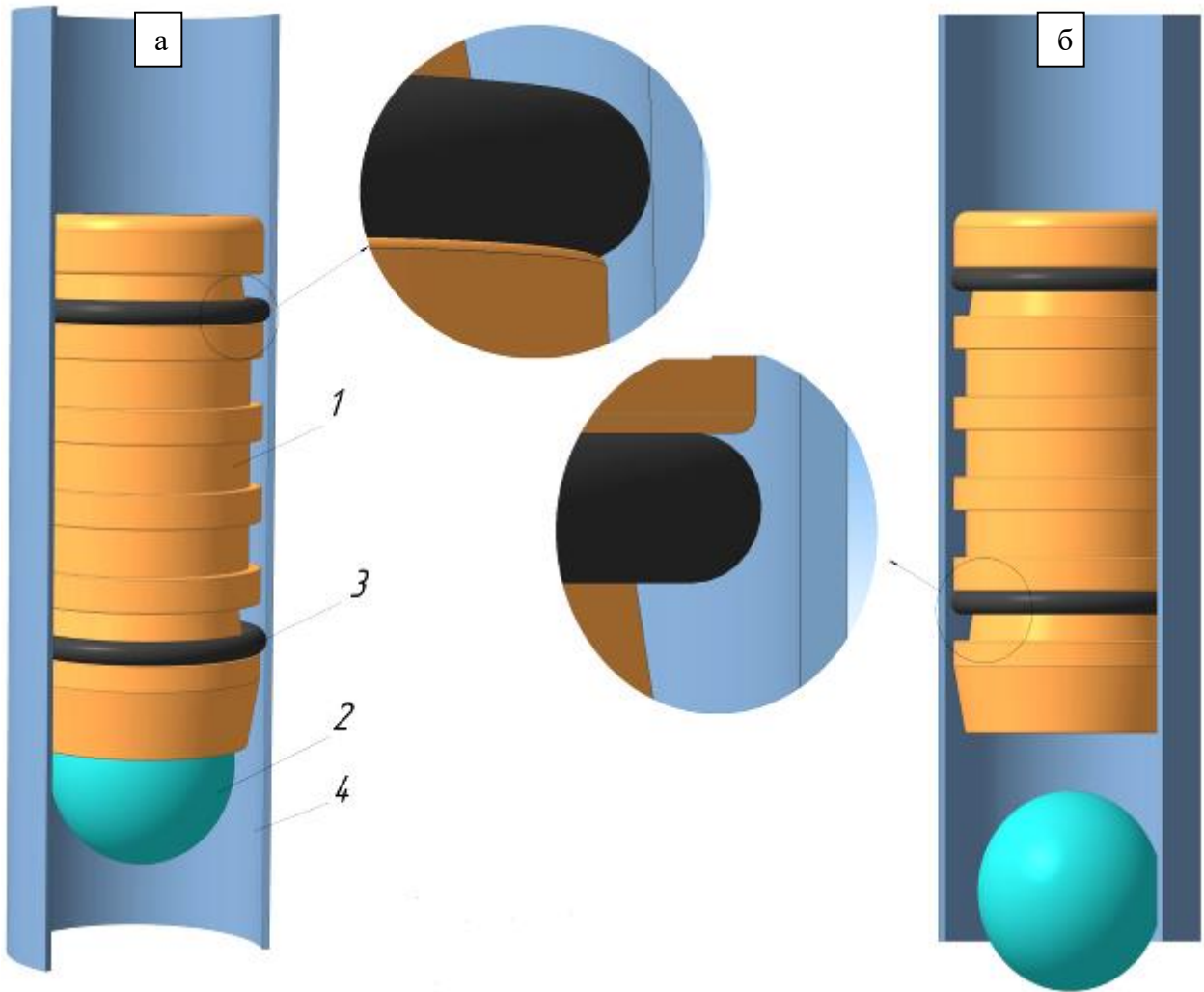
[22] відсутній клапанний вузол, а інша [29], маючи косі стискувальні поверхні, схильна до застрягання на з'єднаннях труб через їх зсув по осі плунжера.

Розглянутий плунжер (рис. 3.9) для плунжерного підйомника складається з порожнистого циліндра з рядом поперечних канавок на зовнішній поверхні та клапана у вигляді кульки в нижній частині. Ця конструкція відрізняється тим, що додатково введено два ущільнюючі кільця, встановлені в верхній та нижній канавках. Канавки виконані у вигляді зрізаного конуса з вершиною, спрямованою вгору по шляху піднімання плунжера в свердловині.

Введення ущільнюючих кілець забезпечує кращу герметизацію зазору між колоною НКТ та плунжером. Виконання канавок з конічною поверхнею дозволяє при русі плунжера вниз автоматично зменшувати його діаметр, а при підніманні — розширювати, завдяки повздовжньому переміщенню ущільнюючих кілець по конічній поверхні канавки.

Це підвищує ефективність винесення рідини з газової свердловини, запобігаючи їй зворотному витіканню, що, у свою чергу, дозволяє збільшити продуктивність установки.

Принцип роботи плунжера наступний: після того, як плунжер досягає гирла свердловини, кулька відділяється від втулки, і вони падають на нижній амортизатор окремо, при цьому кулька випереджає втулку. Це важливо, оскільки виключає можливість самовільного закриття клапана плунжера. При падінні втулка ущільнюючими кільцями приймає діаметр, рівний діаметру втулки, а при підніманні плунжера ущільнюючі кільця приймають діаметр, який дещо більший за діаметр втулки.



1 – пустотілий циліндр з рядом поперечних канавок; 2 – кулька; 3 – ущільнюючі кільця;
4 – колона НКТ

Рисунок 3.9 – Рух плунжера вгору (а) та вниз (б)

Кулька перша приходить на нижній амортизатор, а потім на неї опускається втулка, перекриваючи свій прохідний отвір. При цьому плунжер стає якби суцільним поршнем, здатним підняти газовану рідину, що накопичилась у піднімальних трубах за попередній цикл роботи плунжера. При перекритому прохідному отворі, тиск на вибої зростає і плунжер піднімається вгору до гирла свердловини.

Далі цикл повторюється.

Висновки до третього розділу

Було проведено аналіз роботи експериментальної установки плунжерного підйомника, що використовується для дослідження процесу винесення рідини з вибою модельної газової свердловини. Вивчені основні фактори, які впливають на стабільність роботи установки, такі як тривалість циклів, об'єм рідини, що виноситься за цикл, характер змін коливань тиску в затрубному просторі та на вибої. Також було проведено аналіз причин, які можуть порушувати стабільний режим роботи установки.

Проведено дослідження аналітичних залежностей для розрахунку швидкості падіння корпусу плунжера у висхідних газових і рідинних потоках. Ці залежності враховують масу корпусу плунжера та його геометричні характеристики, а також параметри газових і рідинних потоків.

Для покращення ефективності роботи установки запропоновано використання самоущільнюючого плунжера. Під час руху вниз цей плунжер автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору — автоматично розширюється, збільшуючи при цьому свій діаметр, що покращує герметизацію і ефективність процесу.

Проведено розрахунок параметрів роботи установки плунжерного підйомника, який враховує масу плунжера, втрати тиску на тертя під час його руху, швидкість падіння корпусу плунжера в газових і рідинних потоках, а також тиск, необхідний для зрушення плунжера та стовпа рідини над ним під час піднімання.

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ПОКРАЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ СВЕРДЛОВИН БЕЗПАЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА

4.1 Розрахунки інтенсифікації роботи низьконапірних газовидобувних свердловин

Один з методів, який дозволяє продовжити період фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин, полягає у використанні плунжерного підйомника. Цей метод забезпечує використання власної енергії або подачу частини газу з поверхні для підтримки стабільного процесу.

Для переведення свердловини на експлуатацію з використанням плунжерного підйомника необхідно виконати наступні етапи:

а) провести шаблонування колони ліфтових труб; б) встановити у нижній частині ліфтової колони стаціонарний або знімний обмежувач (нижній амортизатор) ходу плунжера, а вище хрестовини або трійника фонтанної ялинки – верхній обмежувач ходу плунжера; в) розрахувати технологічні параметри роботи установки та вибрати масу плунжера і його геометричні характеристики за запропонованою методикою (див. розділ 2); г) перевірити при усталеному режимі роботи установки характер зміни коливань тиску в затрубному просторі та на вибої, які повинні змінюватися в однакових діапазонах.

Для визначення тривалості циклу роботи плунжера слід врахувати висоту стовпа рідини на вибої, що залежить від часу опускання плунжера.

Щоб уникнути таких проблем, як "зависання" і механічне застрягання плунжера, необхідно забезпечити оптимальний зазор між плунжером і колоною піднімальних труб. Для умов експерименту цей зазор має становити 1 – 1,4 мм, що відповідає загальноприйнятим нормам світової практики, де зазор коливається від 0,8 мм до 2 мм.

4.2 Проектування винесення рідини із обводнених свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача

Свердловини №1 та 671, що експлуатують Безпалівське родовище, мають низькі робочі тиски та високі водогазові фактори. Стовп води, що накопичується в стовбурі свердловини, збільшує протитиск на пласт, що, в свою чергу, спричиняє значне зниження дебіту газу, припинення припливу газу з низькопроникних прошарків і навіть може призвести до повної зупинки свердловини.

Для забезпечення стабільної роботи низьконапірних газових та газоконденсатних свердловин в умовах обводнення необхідно створити умови для повного і безперервного винесення рідини, яка надходить із пласта на вибій свердловини, при мінімальних втратах тиску в насосно-компресорних трубах. Для цього повинна виконуватись умова: $q_{г} \geq q_{м.н}$ [24].

Для визначення мінімально необхідного дебіту газу, при якому забезпечується стабільна робота обводнених газових і газоконденсатних свердловин, запропоновано низку аналітичних залежностей, які дозволяють розрахувати оптимальні умови експлуатації та забезпечити ефективне винесення рідини з вибою.

$$q_{м.н} = 2,076 \cdot 10^6 \frac{d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \sqrt{P_{виб}}, \quad (4.1)$$

$$q_{м.н} = 8480 \cdot d_{вн}^{2.5} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (4.2)$$

$$q_{м.н} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (4.3)$$

де $P_{виб}$ – тиск на вибої свердловини, МПа;

$T_{виб}$ – вибійна температура, К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу при тиску вибійному тиску і вибійній температурі;

ρ_p – густина пластової рідини, кг/м³;

$\bar{\rho}_z$ – відносна густина газу;

q_p – дебіт пластової рідини, м³/д.

З метою вибору ефективних методів інтенсифікації винесення рідини, із вибою газових і газоконденсатних свердловин на поверхню, застосовують параметри Фруда і його модифікації.

Параметр Фруда для газового і рідинного потоків:

$$Fr_z = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}}; \quad Fr_p = \frac{W_p^2}{g \cdot d_{вн}}. \quad (4.4)$$

Параметр Фруда для газорідинного потоку:

$$Fr_{см} = \frac{(W_z + W_p)^2}{g \cdot d_{вн}}. \quad (4.5)$$

Модифіковані параметри Фруда для газового і рідинного потоків:

$$Fr_z^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_z}{\rho_p - \rho_z}; \quad Fr_p^* = \frac{W_p^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_z}. \quad (4.6)$$

Зведений параметр Фруда для газового потоку:

$$Fr_z^{**} = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot T_{см} \cdot P_{ср}}{\bar{\rho}_p \cdot T_{ср} \cdot P_{атм} \cdot Z_{ср}}; \quad (4.7)$$

Швидкості руху газу і рідини на вибої свердловини:

$$W_z = 5,1 \cdot 10^{-6} \frac{q_z \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{P_{\text{виб}} \cdot d_{\text{вн}}^2}; W_p = 1,47 \cdot 10^{-5} \frac{q_p}{d_{\text{вн}}^2}; \quad (4.8)$$

$$\rho_z = 3485,34 \cdot \bar{\rho}_z \frac{P_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}. \quad (4.9)$$

де q_z – дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/д;

q_p – дебіт рідини, м³/д;

W_z і W_p – відповідно швидкості руху газу і рідини зведені до умов башмака ліфтових труб ($P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$), м/с.

Перед тим, як встановити оптимальний спосіб винесення рідини з вибоїв свердловин, необхідно визначити чи дійсно вона накопичується на вибої і не виноситься газовим потоком на поверхню.

На основі промислових даних було встановлено, що стабільна робота газових і газоконденсатних свердловин, забезпечується при досягненні значень параметра Фруда для суміші на вході в башмак ліфтових труб $Fr_{\text{см}} \geq 15 - 30$ [24].

Отже, проведемо аналіз отриманих даних. Для свердловин 1 та 671 доцільно використовувати методи безперервного винесення рідини з використанням спінуючих ПАР або плунжерного піднімача. Свердловина 671 розташована в області, де застосовуються методи безперервного винесення рідини з високими швидкостями газового потоку або використання установки плунжерного піднімача періодичної дії. Для свердловини №1 для винесення рідини можна застосовувати установку плунжерного піднімача періодичної дії, яка ґрунтується на накопиченні енергії газу в затрубному просторі і винесенні плунжера разом із рідиною на поверхню.

Для проведення розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача за методикою, запропонованою в (розділі 3), вибираємо свердловину №1, оскільки у неї найбільший водогазовий фактор 17,65 л/тис.м³.

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані та результати розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача на свердловині №1

№ п/п	Найменування величин	Одиниця виміру	Значення	
			4 (за запропонованою методикою)	5 (за методикою Крилова)
1	2	3	4	5
Вихідні дані для розрахунку				
1	Глибина свердловини	м	4110	4110
2	Глибина спуску НКТ	м	3973	3973
3	Умовний діаметр НКТ	м	0,073	0,073
4	Глибина встановлення нижнього амортизатора	м	3939	3939
5	Пластовий тиск	МПа	4,32	4,32
6	Вибійний тиск	МПа	0,8	0,8
7	Статичний буферний тиск	МПа	2,4	2,4
8	Заданий тиск на усті	МПа	0,24	0,24
9	Водний фактор	л/тис.м ³	21	21
10	Густина пластової води	кг/м ³	1006	1006
11	Густина газу за стандартних умов	кг/м ³	0,67	0,67
12	Середня температура газу в стовбурі свердловини	К	300	300
13	Дебіт газу	тис.м ³ /д	8,5	8,5
14	Маса корпусу плунжера	кг	0,8	0,8
15	Маса кульки	кг	0,6	0,6
16	Ширина зазору між плунжером і НКТ	м	1,5·10 ⁻³	1,5·10 ⁻³
17	Довжина плунжера	м	0,4	0,4
18	Коефіцієнт динамічної в'язкості води	Па·с	1·10 ⁻³	1·10 ⁻³
Результати розрахунку				
19	Розрахунковий статичний рівень в колоні НКТ	м	2012	2012
20	Об'єм трубного простору зайнятий газом	м ³	3,54	3,54
21	Висота рідини в трубному просторі над нижнім амортизатором	м	28	28
22	Об'єм рідини в трубному просторі	м ³	0,087	0,087
23	Зрушуючий тиск, який необхідно створити на рівні нижнього амортизатора	МПа	0,714	-
24	Тиск на вибої, який необхідний для подальшого піднімання плунжера	МПа	0,4	0,5
25	Витоки газу через зазор	м ³ /с	0,016	0,019
26	Необхідна кількість газу на піднімання плунжера за один цикл	м ³	43,7	23,1
27	Швидкість піднімання плунжера	м/с	0,34	3,2
28	Швидкість падіння плунжера у висхідному потоці газу	м/с	2,3	11
29	Швидкість падіння плунжера у висхідному потоці рідини	м/с	0,44	1,6
30	Тривалість повного циклу	хв	85,2	12,1
31	Кількість циклів за добу	разів	16,9	119
32	Висота стовпа рідини в НКТ, яка накопичується за повний цикл роботи установки	м	1,8	-
33	Об'єм рідини, що виноситься за один цикл	м ³	5,9·10 ⁻³	0,095
34	Витрата газу зведена до ст.у., яку потрібно випускати через затрубний простір	тис.м ³ /д	1,85	-
35	Питома витрата газу	м ³ /т	12450	315

4.3 Технологічні і технічні розрахунки параметрів подачі ПАР у свердловину 671

Для оцінки фактичного стану роботи свердловини 671 і обґрунтування можливості напрямків її експлуатації в умовах скупчення рідини на вибої і в ПЗП використовуємо емпіричну формулу, яку застосовують для свердловин з невеликим дебітом рідини

$$q_{\text{ми}} = \frac{2,076 \cdot 10^6 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot \sqrt{P_{\text{виб}}}}{Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}} \quad (4.10)$$

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

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, МПа.

$Z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт стисливості при $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$.

$T_{\text{виб}}$ – температура на вибої, К.

Визначимо дебіт рідини

$$Q_6 = q_6 \cdot \Phi_6 \cdot 10^{-3}, \quad (4.11)$$

де: Φ_6 – водний фактор, л/тис.м³.

$$Q_6 = 15 \cdot 5,8 \cdot 10^{-3} = 0,097 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

2. Знайдемо коефіцієнт стисливості газу.

$$T_{\text{кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho}_2 = 94,717 + 170,8 \cdot 0,586 = 194,805 \quad \text{К} \quad (4.12)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{виб}}}{T_{\text{кр}}} = \frac{297}{194,805} = 1,525 \quad (4.13)$$

$$P_{\text{кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{\rho}_1 = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,586 = 4,657 \quad \text{МПа} \quad (4.14)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_{\text{виб}}}{P_{\text{кр}}} = \frac{6,5}{4,657} = 1,396 \quad (4.15)$$

$$Z_{\text{виб}} = (0,4 \cdot \lg(T_{\text{пр}}) + 0,73)^{P_{\text{пр}}} + 0,1 \cdot P_{\text{пр}} = (0,4 \cdot \lg(1,525) + 0,73)^{1,396} + 0,1 \cdot 1,396 = 0,87684 \quad (4.16)$$

Тепер підставивши усі необхідні значення у формулу (4.10) отримаємо значення мінімально необхідного дебіту для виносу рідини з вибою свердловини і зробимо висновок чи виноситься рідина

$$q_{\text{ми}} = \frac{2,075 \cdot 10^6 \cdot 0,062^2 \cdot \sqrt{6,5}}{0,87684 \cdot 297} = 59,4 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$$

В результаті розрахунків вийшло, що $q_{\min} > q_{\Gamma}$, отже має місце накопичення рідини на вибої свердловини 23 і значить необхідно застосовувати методи по інтенсифікації виносу рідини.

Для введення на вибій обводнених газових свердловин Безпалівського ГКР вибираємо ПАР типу сульфанол SWP

Для вспінення масова концентрація у водній суміші становить:

Для сульфанола SWP – 2%,

Розчин готовлять на водній основі.

1. Обчислюємо об'ємну витрату робочого розчину для свердловини Л-27. розрахунки по решті свердловин наведені в додатку.

$$q_{pp} = \frac{(Q_{\text{в}} * \rho_{\text{в}}) * C_2}{\rho_{pp} * (C_1 - C_2)} \quad (4.17)$$

де: C_1 – масова концентрація ПАР в робочому розчині, %.

Приймаємо $C_1 = 20\%$.

C_2 – масова концентрація ПАР у виносимій із свердловини рідині, %.

Приймаємо $C_2 = 0,5\%$.

$\rho_{\text{в}}$ – густина пластової води, $\text{кг}/\text{м}^3$. Згідно промислових даних $\rho_{\text{в}} = 1007 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$Q_{\text{в}}$ – дебіт води, $\text{м}^3/\text{добу}$. По розрахункам $Q_{\text{в}} = 0,097 \text{ м}^3/\text{добу}$.

ρ_{pp} – густина робочого розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$. Знаходимо за наступною формулою:

$$\rho_{pp} = \frac{\rho_{\text{роз}} * V_{\text{роз}} + \rho_{\text{ПАР}} * V_{\text{ПАР}}}{V_{\text{роз}} + V_{\text{ПАР}}} \quad (4.18)$$

де: $\rho_{\text{роз}}$ – густина рідини розчинника, $\text{кг}/\text{м}^3$. Приймаємо $\rho_{\text{роз}} = 1050$.

$V_{\text{роз}}$ – об'єм розчинника, в якому приготують робочий розчин ПАР, м^3 .

Для попередніх розрахунків приймаємо $V_{\text{роз}} = 5 \text{ м}^3$.

$\rho_{\text{пар}}$ – густина ПАР, $\text{кг}/\text{м}^3$. Приймаємо $\rho_{\text{пар}} = 1190 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$V_{\text{пар}}$ – об'єм розчину ПАР.

$V_{\text{пар}} = V_{\text{роз}} * 0,2 = 5 * 0,2 = 1 \text{ м}^3$.

$$\rho_{pp} = \frac{1050 * 5 + 1190 * 1}{5 + 1} = 1073.33 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Тепер підставивши відповідні значення величин у формулу (4.17) знайдемо об'ємну витрату робочого розчину

$$q_{pp} = \frac{(0.087 * 1007) * 0.5}{1073.33 * (20 - 0.5)} = 0.00172 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

2. Визначимо масу ПАР, яку необхідно подавати на свердловину № 671 за одну добу

$$m_{\text{ПАР}} = \frac{q_{pp} * \rho_{pp} * C_1 * 10^{-3}}{100} \quad (4.19)$$

$$m_{\text{ПАР}} = \frac{0.00172 * 1073.33 * 20 * 10^{-3}}{100} = 0,0003 \text{ т/добу}.$$

3. Уточнюємо об'єм ПАР для приготування робочого розчину на одну добу.

$$V_{\text{ПАР}} = \frac{m_{\text{ПАР}} * 10^3}{\rho_{\text{ПАР}}} \quad (4.20)$$

$$V_{\text{ПАР}} = \frac{0,00037 * 10^3}{1190} = 0,00035 \text{ м}^3/\text{добу}$$

4. Знаючи об'єм ПАР знаходимо об'єм розчинника для приготування робочого розчину на одну добу

$$V_p = \frac{V_{\text{ПАР}}}{0.2} \quad (4.21)$$

$$V_p = \frac{0,00031}{0.2} = 0,00145 \text{ м}^3/\text{добу}$$

5. Уточнюємо кількість ПАР для приготування робочого концентрованого розчину.

$$m_{\text{ПАР1}} = \frac{C_1 * V_p * \rho_{\text{роз}} * 10^{-3}}{100 - C_1} \quad (4.22)$$

$$m_{\text{ПАР}} = \frac{20 * 0,00155 * 1050 * 10^{-3}}{100 - 20} = 0,000395 \text{ т/добу}$$

Для впровадження технології централізованої подачі спінювача в свердловини на УКПГ встановлюються ємності для приготування робочого розчину савенолу. Розчин подається до свердловин за допомогою насосів-дозаторів через інгібіторопроводи, які прокладаються паралельно шлейфам.

Як показує досвід експлуатації газоконденсатних родовищ, впровадження технології винесення рідини із вибою свердловин за допомогою спінуючих ПАР дозволяє збільшити дебіт свердловини на 15-20%.

Для визначення дебіту свердловини після застосування запропонованої технології інтенсифікації виносу рідини, прийmemo, що він збільшився на 20%.

4.4 Розрахунок економічної ефективності запропонованого способу інтенсифікації виносу рідини із свердловини

Для свердловини №671 отримаємо очікуваний дебіт:

$$q(t)' = q(t) + q(t) \cdot \frac{\varphi}{100} = 21 + 21 \cdot \frac{20}{100} = 25,4 \text{ тис.м}^3/\text{добу.}$$

де $q(t)$ - дебіт свердловини до проведення запропонованих робіт.

Визначимо додатковий річний видобуток газу із горизонту М-5:

$$Q_{\text{дод}} = (25,4 - 18) \cdot 365 = 1,61 \text{ млн.м}^3 / \text{рік}$$

Визначення приведених витрат на підготовку додаткового видобутку газу:

Витрати на підготовку додаткового видобутку газу:

Приведені витрати на підйом, збір, перекачування і підготовку додаткового видобутку газу становлять 1170 грн. за 1000 м³.

$$B = \Delta Q_{\text{г}} \cdot B_n$$

$$B = \Delta Q_{\text{г}} \cdot B_n = 1610 \cdot 1170 = 1883700 \text{ грн}$$

Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення:

Річний економічний ефект внаслідок проведення робіт визначається за формулою:

$$E = (\Delta Q_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma}) - (B + B_{\text{заг}})$$

де C_{Γ} – відпускна ціна газу (6550 тис.грн./тис.м³)

$B_{\text{заг}}$ – витрати на установку обладнання «Лотос». (приймаємо за даними ГПУ у розмірі 1280 тис.грн.)

$$E = (1610 \cdot 6550) - (1883700 + 1280000) = 7381 \text{ тис. грн.}$$

З проведених розрахунків випливає, що проведення даного виду робіт на свердловинах Безпалівського ГКР є доцільним, тому що внаслідок їх проведення отримано суттєвий економічний ефект в розмірі 7,3 млн.грн.

Висновки до четвертого розділу

Для свердловин №1 і 671 рекомендується використовувати методи безперервного виносу рідини, застосовуючи спінуючі ПАР або плунжерний піднімач. Свердловина 671 знаходиться в зоні, де ефективно застосовують методи безперервного виносу рідини із високими швидкостями газового потоку або установку плунжерного піднімача періодичної дії.

Для свердловини №1 можна використовувати установку плунжерного піднімача періодичної дії, яка базується на накопиченні енергії газу в затрубному просторі та піднятті плунжера разом з рідиною на поверхню.

Для розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача за методикою, наведеною в розділі 3, обираємо свердловину №1, оскільки вона має найвищий водогазовий фактор — 17,6 л/тис.м³.

Безперервний винос рідини за допомогою плунжерного піднімача здійснюється при високих пластових тисках, де ліфт налаштовується на відповідний режим роботи.

Для забезпечення безперервної подачі ПАР до вибою свердловини та на її гирло встановлюються автоматичні системи подачі розчину ПАР. Після зниження тиску у свердловині №671 для виносу водоконденсатної суміші використовуємо дозуючий автомат типу «Лотос».

Завдяки безперервній подачі ПАР через установку «Лотос», свердловина №671 додатково дасть близько 1,6 млн м³ газу на рік, що дозволить отримати економічний ефект у розмірі 7,3 млн грн.

РОЗДІЛ 5

ПРОЕКТУВАННЯ ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ДЛЯ РОДОВИЩА НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

5.1 Аналіз втрат тиску у викидних лініях свердловин і оцінка можливості утворення в них гідратів

Щоб визначити, чи утворюються гідрати в шлейфах свердловин Безпалівського газоконденсатного родовища (ГКР), необхідно знати розподіл тиску та температури газу по всій довжині шлейфу — від гирла свердловини до входу в установку комплексної підготовки газу (УКПГ). Для розрахунку тиску в певній точці шлейфу використовується така формула::

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \cdot \frac{X}{L}} \quad (5.1)$$

P_x - тиск на відстані X від шлейфу, МПа,

P_1 - тиск на початку шлейфу (на гирлі свердловини), МПа,

P_2 - тиск на кінці шлейфу (на вході в УКПГ),

X – віддаль від початку шлейфу до точки, в якій розраховують тиск, м,

L – довжина шлейфу, м.

Розрахунок проведемо для свердловини №671 оскільки її шлейф найдовший і в ньому маємо найбільші втрати тиску.

$$P(500) = \sqrt{6,05^2 - (6,05^2 - 6^2) \cdot \frac{500}{2241}} = 6,039 \text{ МПа};$$

$$P(1000) = \sqrt{6,05^2 - (6,05^2 - 6^2) \cdot \frac{1000}{2241}} = 6,028 \text{ МПа};$$

$$P(1500) = \sqrt{6,05^2 - (6,05^2 - 6^2) \cdot \frac{1500}{2241}} = 6,017 \text{ МПа};$$

$$P(2000) = \sqrt{6,05^2 - (6,05^2 - 6^2) \cdot \frac{2000}{2241}} = 6,005 \text{ МПа};$$

Розподіл температури газу по довжині газопроводу з врахуванням дросель-ефекту і теплообміну визначають за рівнянням:

$$T_x = T_{cp} + (T_n - T_{cp})^{-ax} - \frac{D_i(p_n^2 - p_k^2)}{2P_{cp}aL}(1 - e^{-ax}) \quad (5.2)$$

де T_x – температура газу на відстані x від початку газопроводу, К,

D_i – коефіцієнт Джоуля – Томпсона, К/МПа, який визначають за формулою:

$$D_i = \frac{T_{кр} \int (D_i)}{\rho_{cp.кр} \cdot C_p} \quad (5.3)$$

При $1,6 \leq T_{np} \leq 2,1$ і $0,8 \leq p_{np} \leq 3,5$ параметр $\int (D_i)$ знаходять за кореляційною залежністю Гурмана та Нагаревої:

$$\int (D_i) = 2,343 \cdot T_{np}^{-2,04} - 0,071(p_{np} - 0,8) \quad (5.4)$$

$$a = 62,6 \frac{1,16kD_3}{Q_2 \bar{\rho} \cdot C_p \cdot 10^6} \quad (5.5)$$

де k – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²К), C_p – питома ізобарна теплоємність газу, кДж/(кг·К), D_3 – зовнішній діаметр труб, мм.

Для наближених розрахунків приймаємо $k = (0,5-2)$ Вт/(м²·К).

Питома ізобарну теплоємність газу приймаємо 0,485

Коефіцієнт теплопередачі в навколишнє середовище приймаємо 1,25 Вт/(м²·К).

Для визначення місця початку конденсації парів води із газу в газопроводі використовуємо формулу:

$$X_{m.p.} = \frac{1}{a} \ln \left[\frac{D_i(P_{II} - P_K) + (T_{II} - T_0)aL}{D_i(P_{II} - P_K) + (T_{TP} - T_0)aL} \right] \quad (5.6)$$

де T_{TP} , T_0 – точка роси газу і температура навколишнього середовища (повітря, ґрунту) відповідно, К, X_{TP} – відстань від початку газопроводу до точки, в якій температура в газопроводі T_x дорівнює температурі початку конденсації парів води T_{TP} (точці роси), м.

Пропускна здатність газопроводу визначаємо за формулою:

$$Q = 0.32E \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) D_{вн}^5}{\lambda \cdot \bar{\rho} \cdot z_{ср} T_{ср} L}} \quad (5.7)$$

де Q – пропускна здатність газопроводу, м³/добу, P_n, P_k – тиск на початку і в кінці газопроводу, МПа, $D_{вн}$ – внутрішній діаметр труб, м, λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб, ρ – відносна густина газу, $z_{ср}$ – середній коефіцієнт надстисливості газу по довжині газопроводу, $T_{ср}$ – середня температура по довжині газопроводу, K, L – довжина газопроводу, м.

E – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності:

$$E = 1 - 0,15\eta_{\kappa}^{1/4} / W_{ср}^{1/2} \quad (5.8)$$

при $0 \leq \eta \leq 180 \text{ см}^3 / \text{см}^3$ і $2 \leq W_{ср} \leq 11 \text{ м/с}$,

$$E = 1 - 0,1\eta_{\kappa}^{1/4} / W_{ср}^{1/2} \quad (5.9)$$

при $180 \leq \eta \leq 1500 \text{ см}^3 / \text{см}^3$ і $1 \leq W_{ср} \leq 6 \text{ м/с}$,

$$\eta_{\kappa} = Q_{\kappa} \cdot 10^{-6} / Q_{\Gamma} \quad (5.10)$$

де η_{κ} – конденсатогазове відношення, см³/см³, Q_{κ} і Q_{Γ} – витрати стабільного конденсату і сухого газу, м³/добу, $W_{ср}$ – середня швидкість газового потоку в газопроводі, м/с.

Коефіцієнт надстисливості газу визначаємо за формулами:

$$z = (0.41 \lg T_{np} + 0.73)^{P_{np}} + 0.1 P_{np} \quad (5.11)$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{ср.кр.}}; T_{np} = \frac{T}{T_{кр}}$$

$$P_{кр} = 4.4892 - 0.4048 \cdot \bar{\rho}_2 = 4.4892 - 0.4048 \cdot 0,856 = 4,657 \text{ МПа}$$

$$T_{кр} = 94.717 + 170.8 \cdot \bar{\rho}_2 = 94.717 + 170.8 \cdot 0,586 = 194,805 \text{ К}$$

Коефіцієнт λ залежить від режиму руху газу в трубопроводі і може бути визначений за формулами:

а) для зони змішаного режиму

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{R_e} + \varepsilon \right)^{0.2} \quad (5.12)$$

$$R_e = 1777 Q_{\tau} \bar{\rho} / D_{\text{вн}} \cdot \mu_{\tau} \quad (5.13)$$

$$\varepsilon = 2l_k / D_{\text{вн}} \quad (5.14)$$

де l_k – еквівалентна шорсткість труб, для сталевих труб приймається рівною 30 мкм, μ_{τ} – коефіцієнт динамічної в'язкості газу, МПа·с, Q_{τ} (тис. м³/добу), $D_{\text{вн}}$, (см).

б) для квадратичного режиму

$$\lambda = 0,067(2l_k / D_{\text{вн}})^{0,2} \quad (5.15)$$

в) для турбулентного режиму, коли $158/R_e \gg 2l_k/D_{\text{вн}}$,

$$\lambda = 0,1844 / R_e^{0,2} \quad (5.16)$$

Вихідні дані для проведення розрахунків:

Дебіт свердловин №1, №671	$q = 55,2$ тис. м ³ /добу,
Тиск на вході в УКПГ	$P_{\text{в}} = 6,0$ МПа,
Тиск на початку шлейфу	$P_{\text{п}} = 6,5$ МПа,
Тиск в кінці шлейфу	$P_{\text{в}} = 6,0$ МПа,
Температура газу в шлейфі	$t = 11$ °С,
Температура газу на вході в УКПГ	$t_{\text{в}} = 10$ °С,

Діаметри шлейфів і їх довжини приведені в таблиці 4.1.

В шлейфах свердловини Безпалівського ГКР регулярно спостерігаються втрати тиску 0,5-1 МПа. Це свідчить про утворення гідратів у шлейфах свердловин.

Проведемо перевірочний розрахунок на утворення гідратів.

Температуру гідратоутворення розраховують за формулою Пономарьова:

$$t_p = 18,47 \lg P - B \quad (5.17)$$

де t_p – температура гідратоутворення,

P – тиск, МПа,

де B – коефіцієнт, що визначається в залежності від відношення суми парціальних густин компонентів газу до суми їх об'ємних концентрацій за виключенням компонентів, що не є гідратоутворюючими.

Склад газу Безпалівського ГКР приведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Компонентний склад газу свердловини 671

№ п/п	Компонентний склад газу, %	Об'ємна концентрація компоненту газу, долі одиниць	Відносна густина компоненту газу на повітрі	Назва компоненту газу
1	93,7	0,937	0,555	Метан
2	0,42	0,0042	1,049	Етан
3	0,8	0,0080	1,562	Пропан
4	0,3	0,003	2,077	Бутан
5	0,3	0,003	2,49	Пентан
6	0,5	0,005	0,967	N ₂
7	0,1	0,001	1,529	CO ₂

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^n \chi_i * \rho_i}{\sum_{i=1}^n \chi_i} \quad (5.19)$$

$$\varepsilon = \frac{0.937 * 0.555 + 0.042 * 1.049 + 0.0046 * 1.562 + 0.003 * 2.0777 + 0.005 * 0.967 + 1000 * 1.5}{0.937 + 0.042 + 0.0046 + 0.003 + 0.005 + 0.001}$$

$$\varepsilon = \frac{0.5838732}{0.9926} = 0.506$$

Такому значенню ε згідно з графіком $B = f(\varepsilon)$ відповідає значення 15,47

Проведемо розрахунок температури гідратоутворення для шлейфу свердловини №671.

$$T_{рп} = 18,47 (1 + \lg P_{п}) - B = 18,47 (1 + \lg 6.05) - 15.47 = 290.44 \text{ К}$$

$$T_{р(500)} = 18,47 (1 + \lg P(500)) - B = 18,47 (1 + \lg 6.039) - 15.47 = 290.42 \text{ К}$$

$$T_{р(1000)} = 18,47 (1 + \lg P(1000)) - B = 18,47 (1 + \lg 6.028) - 15.47 = 290.40 \text{ К}$$

$$T_{р(1500)} = 18,47 (1 + \lg P(1500)) - B = 18,47 (1 + \lg 6.017) - 15.47 = 290.39 \text{ К}$$

$$T_{р(2000)} = 18,47 (1 + \lg P(2000)) - B = 18,47 (1 + \lg 6.005) - 15.47 = 290.38 \text{ К}$$

$$T_{рк} = 18,47 (1 + \lg P_{к}) - B = 18,47 (1 + \lg 6.039) - 15.47 = 290.37 \text{ К}$$

Знайдемо розподіл температури в шлейфі свердловини №671

$$\int (D_i) = 2,343 \cdot T_{np}^{-2,04} - 0,071(p_{np} - 0,8) = \\ = 2.343 \cdot 1.458^{-2.04} - 0.071(1.321 - 0.8) = 1.048$$

$$D_i = \frac{T_{kp} \int (D_i)}{\rho_{cp.kp} \cdot C_p} = \frac{194.805 \cdot 1.048}{4.567 \cdot 0.442} = 0.624$$

$$\varphi = \frac{k\pi D_i 86,4}{1.205 \cdot g \cdot C_p \cdot 1000} = \frac{1.25 \cdot 3.14 \cdot 0.624 \cdot 86.4}{1.205 \cdot 0.731 \cdot 0.442 \cdot 1000} = 0.544$$

$$T_{(500)} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}} =$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.22 \cdot 0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.22 \cdot 0.544}}{0.544}} = 7.42^\circ C$$

$$T_{(1000)} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}} =$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.45 \cdot 0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.45 \cdot 0.544}}{0.544}} = 5.96^\circ C$$

$$T_{(1500)} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}} =$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.669 \cdot 0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.669 \cdot 0.544}}{0.544}} = 4.73^\circ C$$

$$T_{(2000)} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}} =$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.892 \cdot 0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.892 \cdot 0.544}}{0.544}} = 3.62^\circ C$$

$$T_{(2241)} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}} =$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.544}}{0.544}} = 3.13^\circ C$$

$$T_{\text{початку}} = T_{zp} + (T_n - T_{zp}) \cdot e^{-x\varphi} - \frac{D_i(p_n - p_k)}{L \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{\varphi}}$$

$$= -5 + (9 + 5) \cdot e^{-0.002 \cdot 0.544} - \frac{0.624 \cdot (6.05 - 6)}{500 \frac{1 - e^{-0.002 \cdot 0.544}}{0.544}} = 8,98^\circ\text{C}$$

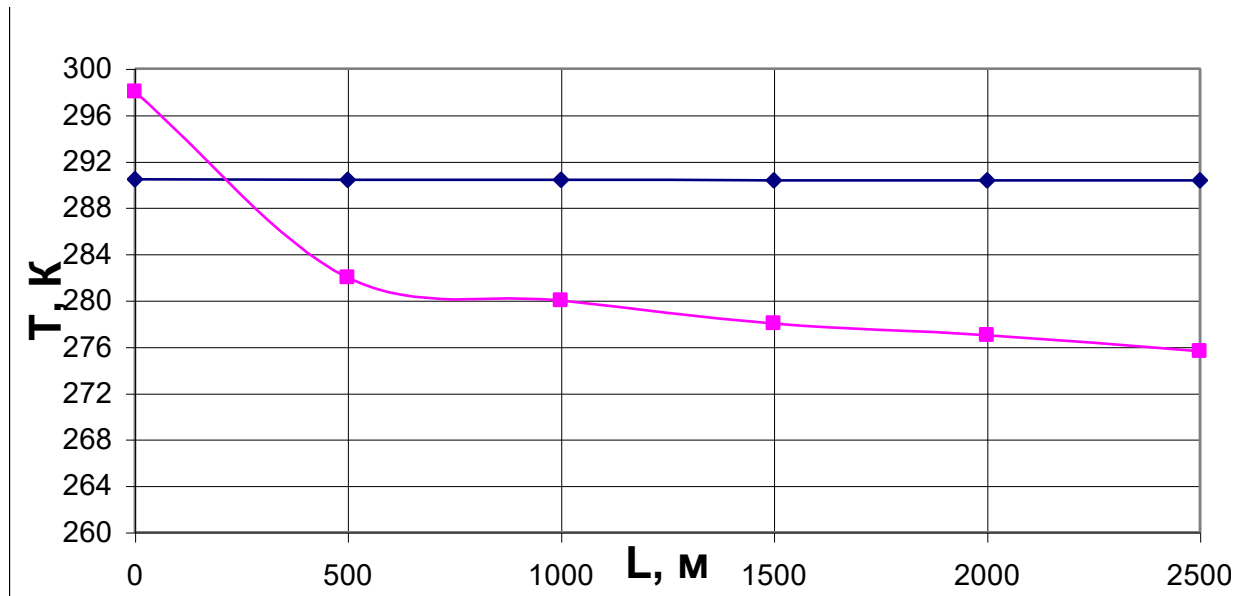


Рис.5.1. Залежність розподілу температури по довжині шлейфу і рівноважна крива гідратоутворення.

5.2 Проектування заходів з попередження накопичення рідини і боротьби з гідратуутвореннями у викидних лініях свердловин

Основною проблемою при експлуатації свердловин Безпалівського газоконденсатного родовища є утворення гідратів у шлейфах свердловин. Тому для боротьби з цією проблемою ми обираємо метанол, оскільки він є одним з найбільш ефективних засобів.

Таблиця 5.1.– Фізико-хімічні властивості метанолу.

Показники	Значення
Молекулярна маса	32,04
Густина при температурі 20°C, кг/м ³	793,1
В'язкість при температурі 20°C, мПа·с	0,6
Температура кипіння, °C	64,5
Температура замерзання, °C	-97,7
Температура розкладання, °C	—
Значення константи К в рівнянні 2.3	1295

Для подачі інгібітора (метанолу) на свердловину та на платформу УКПГ використовується технологічна насосна станція, оснащена трьома дозуючими насосами марки НД – 1.0-10/100К14В. Ці насоси мають такі характеристики:

- 10 мм — діаметр плунжера насоса;
- 100 атм — максимальний робочий тиск;
- подача одного насоса становить 10 л/год.

Витрату метанолу можна регулювати через довжину ходу плунжера насоса. Перед входом інгібіторопроводу на гирло свердловини встановлюється зворотний клапан, а також він розміщується на вузлі відключаючих пристроїв.

Для подачі метанолу на гирло свердловини при закладанні шлейфа паралельно прокладається інгібіторопровід із умовним діаметром 32 мм.

Для визначення необхідної кількості інгібітора для запобігання гідратуутворенню на свердловині 671, скористаємося відповідною формулою.

$$q_{in} = \left[\frac{(W_1 - W_2)C_2}{C_1 - C_2} + 0.001C_2\alpha \right] \cdot q_G$$

, де q_{inhib} – добова витрата інгібітора .,

W_1 – вміст вологи в газі в початковій точці руху газу.,

W_2 – вміст вологи в газі в кінцевій точці руху газу,

C_1 – концентрація (чистого) розчину (регенерованого) інгібітора для ДЕГу , $C_1 = 95$:- 97 % , для метанолу $C_1 = 100$ % , це той розчин який закачуємо в газопровід.,

C_2 – необхідна мінімальна концентрація інгібітора гідратуутворення в розчині (водному) при якому не утворюються гідрати , при меншій концентрації гідрати утворюються . Знаходиться по формулі:

$$C_2 = \frac{M\Delta t}{M\Delta t + K} 100\%$$

M - молекулярна маса інгібітора ,

K – константа (знаходимо по таблиці 5.1.)

, α – це відношення маси метанолу в газовій фазі до маси метанолу в рідині.

Δt , характеризує наскільки потрібно понизити температури гідратуутворення в точці виведення води з потоку , щоб не було гідратів. Аналізуючи графік на рисунку 5.1 ми бачимо що $\Delta t=13^0$.

при найнижчій температурі в шлейфі

$$W1=0.03 \text{ кг/тис.м}^3$$

$$W2=0.003 \text{ кг/тис.м}^3$$

$$C_2 = \{32,04 \cdot 13 / (32,04 \cdot 13 + 1295)\} \cdot 100 \% = 21,4 \%$$

$$q_{in} = \left[\frac{(0,03 - 0,003)21,4}{100 - 21,4} + 0,001 \cdot 21,4 \cdot 0,014 \right] \cdot 40 = 18,05 \text{ кг}$$

Отже з метою запобігання гідратуутворення в шлейфі 2 свердловин нам потрібно всього метанолу:

$$\Sigma q_{\text{інгіб.}} = q_{\text{інгіб.}} \cdot 2$$

$$\Sigma q_{\text{інгіб.}} = 18,05 \cdot 2 = 36,1 \text{ кг/добу}$$

Подача інгібітора проти гідратуутворення на гирло свердловин сприятиме покращенню стабільності їх роботи, збільшенню коефіцієнта експлуатації та зменшенню втрат природного газу. Це досягається завдяки тому, що немає потреби зупиняти свердловину та використовувати методи розгідрачування, такі як зниження тиску до атмосферного або продувка свердловини в атмосферу.

5.3 Обґрунтування заходів для підвищення ефективності підготовки вуглеводневої продукції

Газ, що надходить із свердловин на УКПГ, містить значну кількість вологи. Як показала практика, низькотемпературна сепарація не завжди забезпечує повне осушення газу відповідно до вимог державних стандартів щодо точки роси. Тому для підвищення ефективності та якості підготовки газу на УКПГ пропоную додатково осушувати газ за допомогою абсорбційної установки, використовуючи гліколі. Осушування газопромислової продукції слід здійснювати в абсорбері з використанням диетиленгліколю. У технологічній схемі УКПГ абсорбер доцільно розмістити після сепаратора другої ступені С-2.

Вихідні дані для розрахунків:

- Відносна густина газу - $\bar{\rho} = 0,586$,
- Дебіт газу $Q = 40$ тис. м³,

- Тиск на вході в абсорбер $P = 6$ МПа,
- Вологовміст на вході $W = 0,03$ г/м³,
- Вологовміст на виході $W = 0,003$ г/м³,

Знайдемо кількість води, що буде вловлюватись за формулою:

$$W = Q(W_1 - W_2) \quad (5.24)$$

$$W = Q(W_1 - W_2) = 240 \cdot 10^3 (0.03 - 0.003) = 388.4 \text{ кг/год.}$$

для досягнення точки роси мінус 15° С на осушку необхідно подати розчин діетиленгліколю з концентрацією $X_1 = 0,985$. задамося концентрацією гліколя на виході з абсорбера $X_2 = 0,92$. тоді витрата ДЕГу складе:

$$Q = \frac{WX_2}{X_1 - X_2} \quad (5.25)$$

$$Q = \frac{WX_2}{X_1 - X_2} = \frac{16.18 \cdot 0.92}{0.985 - 0.92} = 621.3 \text{ кг/год}$$

Для визначення числа тарілок в абсорбері необхідно побудувати оперативну лінію. Координати цієї лінії наступні:

$Y_1 = 0.000672$ Н ₂ О/моль газу	$X_1 = 0.2456$ Н ₂ О/моль газу
$Y_2 = 0.000052$ Н ₂ О/моль газу	$X_2 = 0.0898$ Н ₂ О/моль газу

Для побудови рівноважної кривої визначаємо точки роси газу, рівноважні з розчином ДЕГу різної концентрації. Розрахунок приведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. – Точка роси для різних концентрацій ДЕГу.

Концентрація ДЕГу	Точка роси, ° С	Вологовміст, г/м ³	X	Y
0.95	-1	0.12	0.310	0.000149
0.96	-25	0.11	0.246	0.000156
0.97	-5	0.09	0.182	0.000112
0,98	-10	0,063	0,120	0,000078
0,99	-18	0,033	0,059	0,000041

По одержаних даних на рис. 5.1. побудовані оперативна і рівноважна лінії, і графічним способом визначено теоретичне число тарілок – 2,8 шт.

Для визначення числа робочих тарілок приймаємо ККД тарілок $\eta = 0,2$.

Тоді число робочих тарілок

$$N_{\text{роб}} = 2,8/0,2 = 14 \text{ шт.}$$

Визначаємо максимально допустиму швидкість газу в абсорбері. Прийmemo висоту гiдравлiчного затвору 50 мм i вiдстань мiж тарiлками 400 мм. Тодi по таблицi III.3 [] $K_v=0.104$ i густина водяного розчину глiколя - $\rho_p = 1100 \text{ кг} / \text{м}^3$. Густина газу при робочих умовах буде:

$$\rho_{II} = \frac{\rho_0 P_{\Gamma} T_0}{T \cdot z \cdot P_0}$$

$$\rho_0 = \bar{\rho} \cdot \rho_{нов} = 0,586 \cdot 1,205 = 0,706$$

$$\rho_{II} = \frac{\rho_0 P_{\Gamma} T_0}{T \cdot z \cdot P_0} = \frac{0,706 \cdot 40 \cdot 273}{253 \cdot 0,888 \cdot 1,033} = 33,23 \text{ кг} / \text{м}^3$$

(5.26)

де 4,0 МПа – робочий тиск в абсорберi, 0,888 – коефiцiєнт надстисливостi газу визначений по формулi 8.27:

$$Z = (0.4 \cdot \lg(T_{np}) + 0,73)^{P_{np}} + 0,1 \cdot P_{np}$$

$$T_{np} = \frac{T}{T_{кр}} = \frac{253}{194,805} = 1,299$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{кр}} = \frac{4}{4,567} = 0,876$$

(5.27)

$$Z = (0.4 \cdot \lg(T_{np}) + 0,73)^{P_{np}} = (0.4 \cdot \lg(1,299) + 0,73)^{0,876} + 0,1 \cdot 0,876 = 0,888$$

$$V_{\max} = 0.305 \cdot K_V \sqrt{\frac{\rho_P - \rho_{II}}{\rho_{II}}}$$

$$V_{\max} = 0.305 \cdot K_V \sqrt{\frac{\rho_P - \rho_{II}}{\rho_{II}}} = 0,305 \cdot 0,104 \sqrt{\frac{1100 - 33,23}{33,23}} = 0,180 \text{ м} / \text{с}$$

(5.28)

розрахункова швидкiсть становитиме

$$V_{розр} = V_{\max} \cdot 0.8 = 0.180 \cdot 0.8 = 0.144 \text{ м} / \text{с}$$

Робочий об'єм газу складає:

$$P_{роб} = \frac{11,574 \cdot 0,706}{33,23} = 0,246 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Площа поперечного перерiзу абсорбера дорiвнює $0,246/0,123=1,999 \text{ м}^2$

Враховуючи, що 10% поперечного перерізу колони займають труби, діаметр абсорбера буде дорівнювати:

$$D = \sqrt{\frac{V}{v_{розр} \cdot 0,785}}$$

$$D = \sqrt{\frac{V}{v_{розр} \cdot 0,785}} = \sqrt{\frac{1,999 \cdot 1,1}{0,785}} = 1,67 \text{ м.}$$

(5.29) Розрахунок регенерації інгібітора гідратуутворення.

$$\varphi = 1 - \frac{X_2(1 - X_1)}{X_1(1 - X_2)}$$

$$\varphi = 1 - \frac{X_2(1 - X_1)}{X_1(1 - X_2)} = 1 - \frac{0,96(1 - 0,985)}{0,985(1 - 0,96)} = 0,635$$

(5.30)

По діаграмі Кремсера визначаємо фактор десорбції

$$S = 0,635$$

Визначаємо кількість насиченого ДЕГу:

$$L = v \cdot d \left(\frac{\alpha_1}{M_G} + \frac{1 - \alpha_1}{M_B} \right)$$

(5.31)

$$L = v \cdot d \left(\frac{\alpha_1}{M_G} + \frac{1 - \alpha_1}{M_B} \right) = 796,8 \cdot \left(\frac{0,96}{106} + \frac{1 - 0,96}{18} \right) = 9,02 \text{ кмоль / год}$$

Визначаємо середню температуру в відпарній колоні:

$$t_{сер} = t_1 - \frac{\Delta H(1 - \alpha_1) \cdot \varphi}{2c}$$

$$t_{сер} = t_1 - \frac{\Delta H(1 - \alpha_1) \cdot \varphi}{2c} = 160 - \frac{540(1 - 0,96) \cdot \varphi}{2 \cdot 0,68} \approx 150^\circ\text{C}$$

(5.32)

де 0,68 – питома теплоємність розчину.

Знаходимо константу рівноваги вологи при $P = 0,105 \text{ МПа}$ і $t = 150^\circ\text{C}$,
 $K = 2,8$.

Знаходимо кількість відпарного газу:

$$W_{BG} = \frac{L \cdot S}{K}$$

$$W_{BG} = \frac{9,02 \cdot 0,635}{2,8} = 2,04 \text{ кмоль / год}$$

(5.33)

або $2,04 \cdot 22,4 = 45,7 \text{ м}^3/\text{год}$.

5.4 Розрахунок вертикального гравітаційного сепаратора

Пропускна здатність сепаратора визначаємо за формулою:

$$Q_z = 1.96 \cdot 10^5 \cdot W_z \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \frac{P_c}{T_c \cdot Z_c}$$

(5.34)

де,

Q_z -пропускна здатність сепаратора для газу при стандартних умовах, тис $\text{м}^3/\text{добу}$,

$D_{\text{вн}}$ - внутрішній діаметр сепаратора ,м,

P_c - тиск у сепараторі. МПа.

T_c –температура в сепараторі.К,

Z_c - коефіцієнт стисливості газу при умовах сепарації,

W_{Γ} -швидкість руху газу в сепараторі, $W_z = 0.8 \cdot W_{\Gamma}$,м/с.

$W_{\text{ч}}$ - швидкість осідання сферичної крапельки рідини (твердої частинки) в газовому потоці, м/с.

Через відсутність надійних методів визначення дисперсності крапель рідини у потоці газу для практичних розрахунків пропускної здатності сепараторів для газу у формулі пропускної здатності замість швидкості газу використовують оптимальну швидкість.

$$W_{\text{opt}} = W_0 \cdot \sqrt{\frac{P_1}{P_2}} \quad (5.35)$$

де W_0 – швидкість газового потоку в сепараторі при тиску $P_1=6$ МПа, яку приймають рівною $0,1$ м/с.

P_2 – тиск у сепараторі , при якому знаходять оптимальну швидкість, МПа.

В нашому випадку $P_2 = 6$ МПа, отже $W_{опт}=0,1$ м/с.

Коефіцієнт надстисливості газу z в умовах сепарації беручи значення середньокритичних параметрів:

$$\begin{aligned} Z &= (0.4 \cdot \lg(T_{np}) + 0,73)^{P_{np}} + 0,1 \cdot P_{np} \\ T_{np} &= \frac{T}{T_{кр}} = \frac{283}{194,805} = 1,453 \\ P_{np} &= \frac{P}{P_{кр}} = \frac{6.0}{4,567} = 1.314 \\ Z &= (0.4 \cdot \lg(1.453) + 0,73)^{1.314} + 0,1 \cdot 1.314 = 0.871 \end{aligned} \tag{5.36}$$

На Безпалівського ГКР на УКПГ встановлені вертикальні гравітаційні сепаратори з внутрішнім діаметром 1 м.

Визначаємо пропускну здатність сепаратора по формулі (5.34):

$$Q_{\bar{a}} = 0.96 \cdot 10^5 \cdot 0,1 \cdot 1^2 \cdot \frac{4}{283 \cdot 0,871} = 85,6 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$$

Отже, максимальна витрата газу через УКПГ Безпалівського ГКР складає до 55 тис.м³/добу. Отже існуючий сепаратор відповідає заданим режимам роботи.

Висновки до п'ятого розділу

Проведено аналіз можливості утворення гідратів у шлейфах свердловин, а також запропоновано використання метанолу як інгібітора для запобігання цьому процесу. Розрахунки показують, що для боротьби з гідратами на свердловинах №1 та 671 необхідно подавати 36,1 кг/добу метанолу.

Введення інгібітора гідратуутворення на гирло свердловин покращить стабільність їх роботи, збільшить коефіцієнт експлуатації і зменшить втрати природного газу. Це стане можливим завдяки відсутності необхідності зупиняти свердловину та застосовувати методи розгідрачування шлейфу, такі як зниження тиску до атмосферного або продувка свердловини в атмосферу.

Додатково проведено розрахунок вертикального гравітаційного сепаратора з підвищеною пропускною здатністю. Для покращення ефективності та якості підготовки газу на УКПГ запропоновано застосовувати абсорбційну установку для осушення газу за допомогою гліколів. Осушення газопромислової продукції передбачається здійснювати в абсорбері з використанням диетиленгліколю.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання магістерської роботи одержано такі основні результати:

1. Проведений аналіз та систематизація причин погіршення експлуатаційних можливостей родовищ на завершальній стадії експлуатації. Проаналізовано причини скупчення рідини в насосно-компресорних трубах та узагальнення методів інтенсифікації її винесення.

2. Проведено аналіз теоретичних та експериментальних досліджень, а також розрахунки параметрів роботи установки плунжерного піднімача, з урахуванням втрат тиску на тертя під час руху плунжера, а також швидкості падіння його корпусу в газовому і рідинному потоках.

3. Проведений аналіз Безпалівського родовища, на предмет упровадження технології покращення видобувних можливостей свердловин. Обґрунтовано необхідність застосування методів інтенсифікації винесення рідини.

4. Для безперервного винесення рідини з вибою свердловини №1 на Безпалівському родовищі запропоновано використання плунжерного піднімача. Свердловина має найбільший водогазовий фактор 17,6 л/тис.м³. Безперервне вилучення рідини відбувається при високих пластових тисках, при цьому плунжерний піднімач налаштовується на визначений режим експлуатації.

5. Для безперервної подачі ПАР на вибої свердловин Безпалівського родовища пропонується використовувати установки типу "Лотос" для автоматичного введення розчину ПАР в свердловину №671. Завдяки постійній подачі ПАР на вибій, за допомогою установки "Лотос", додатково буде видобуто близько 1,6 млн м³ газу на рік з економічним ефектом у розмірі близько 7,3 млн грн.

6. Подача інгібітору гідратуутворення на гирло свердловин покращить стабільність їх роботи, збільшить коефіцієнт експлуатації та зменшить втрати природного газу. Розрахунки показують, що для боротьби з гідратами на свердловинах №1 та 671 необхідно використовувати 36,1 кг/добу метанолу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Дячук Н.С. Контроль за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин / Н.С. Дячук, А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4(33). – С. 104-109.
2. Кондрат Р.М. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Р.М. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С. 20-23.
3. Пат. 1183664 Україна. МПК E21B 43/00 F04B 47/00 F04B 47/12. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / О.Р. Кондрат, А.В. Угриновський; заявник і патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – №a200612158; заявл. 20.11.2006; опуб. 27.04.2009, бюл.№8.
4. Пат. 86412 Україна. МПК E21B 43/00. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / Р.М. Кондрат, Я.Д. Климишин, О.Р. Кондрат, Л.М. Василюк; заявник і патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – №a200612190; заявл. 20.11.2006; опуб. 26.08.2008, бюл. №16.
5. Plunger Lift Primer. http://www.proseallift.com/plunger_lift_primer.htm
6. Ring Plunger. Solid Plunger. http://www.pcslift.com/plungerlift/ring_plunger.html.
7. Taitel Y., Barnea D., Brill J.P. Stratified Three Phase Flow in Pipes. / Int. J. Multiphase flow. – Vol. 21, 1995. – № 1 – P. 53-60.
8. Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження процесу руху газорідинних сумішей в рельєфному трубопроводі / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 118-128.
9. Братах М.І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 02.01.08 / Братах Михайло Іванович. – Івано-Франківськ, 2008. – 150 с.

10. Herring R.A., Davis M.R. Flow structure and distribution effects in gas – liquid mixture flow. *Int. J. Multiphase Flow*, 1978. – №4, P. 461-486.
11. V. Goldberg, FMc Kee Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines – *Oil&Gas Journal*, 19 Aug. 1985.
12. Гідравліка: навчальний посібник / М.П. Андрієшин, Л.В. Возняк, Р.Ф. Гімер [та ін.]; за ред. Р.Ф. Гімера. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 253с. – ISBN 966-7327-14-0.
13. Довідник з нафтогазової справи /За редакцією докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К.: Львів, 1996. - с.620
14. Освоєння та дослідження свердловин. Навчальне видання /Р.С. Яремійчук, В.С. Возний – Львів: Оріана-нова, 1994 – 440 с.
15. Методичні вказівки до практичних занять для студентів спеціальності 7.090217 – Обладнання нафтових і газових промислів. Частина 2, 3 Костриба І. В. Масник О. Т. Федорович Я. Т. Івано – Франківськ. 1996 р.
16. Угриновський А.В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установки плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, І.В. Криський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4(41). – С. 13-20.
17. Угриновський А.В. Конструктивні особливості плунжерів для плунжерного піднімача та досвід їх застосування / А.В. Угриновський // Анотації міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика – 2011”. – м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011. – С. 46.
18. Угриновський А.В. Особливості експлуатації нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин із застосуванням плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Н.С. Дячук // Нафтогазова енергетика. – 2009. – №2(11). – С. 19-24.
19. Угриновський А.В. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів / А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №3(28). – С. 11-16.

20. Пат. 15186А Україна, МКВ Е21В 43/08. Пристрій для обробки рідини магнітним полем / Підприємство „Полтаванафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Тарабарінов П.В., Манюк С.В., Рудий М.І. та інші. – №96010235; заявл. 19.01.96; опубл. 30.06.97, Бюл. № 3.

21. Пат. 20548А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб хімічної обробки пластів / Підприємство „Долинанафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Петриняк В.А., Рудий М.І., Касянчук В.Г. та інші. – № 96114237; заявл. 18.11.96; опубл. 15.07.97, Бюл. № 3.

22. Пат. 28760А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб обробки привибійної зони свердловини / Підприємство „Охтирканафтогаз” ВАТ „Укрнафта”: Лилак М.М., Рудий М.І., Копичко В.С. та інші. – №97094654; заявл. 18.09.97; опубл. 16.10.2000, Бюл. № 5-П.

23. Єгер Д.О. Підвищення вуглеводневилучення із покладу упорядковано дією на привибійну зону пласта: дис...докт.техн.наук: 05.15.06. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 356с.

24. Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. - Івано-Франківськ, 1991. - 390 с.

25. Єгер Д.О. Підвищення вуглеводневилучення із покладу упорядковано дією на привибійну зону пласта: дис...докт.техн.наук: 05.15.06. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 356с.

26. Тарко Я.Б. Технології та технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на привибійну зону пластів: дис... докт. техн. наук. 05.15.06/ Тарко Ярослав Богднович. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. – 406 с.

27. Garland T.M. Selective Plugging of Water Injection Wells // Journal of Petroleum Technology. –1966. –Vol. 18, No. 12. –P. 1550-1560.

28. Hashemi R, Ershaghi J., Ammerer N. Proper Filtration Minimizes Formation Damage //Oil and Gas I-1984,13/VIII. –Vol. 82, №33. –P. 122,124,126.

29. Koch R.R., Diller J.E. An economical large volume treatment for altering water injectivity profiles // Producers Monthly. -1966, vol. 30, №8. – P. 18-20.
30. Lawhon CP., Gill H.F. A wireline completion technique for sand control // J. Petrol. Technol. –1967, VI, v. 19. – P. 741 -747.
31. Mattax C.C., Kyte J.R. Inhibition Oil Recovery from Fractured Water-Driven Reservoir // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1962, Vol. 2, No. 2. – P. 177-184.
32. McLeod H.O. Cravel Packing for High Rate Completion. Paper SPE11008. – 1982, sep. 26-28.
33. Nail A. Filtration Techniques for Completion and Workover Fluids, a Conoco Report. –1982, Feb. 36 p.
34. Re-Entry Technique for Profile Correction // „J. of Petroleum Technol." –1977, V, v. 29, №5.
35. Smith L.R., Fash C.R., Wagner O.R. Development and field testing of large volume remedial treatments for gross water channeling // J. Petrol. Technol. – 1969. – 21 Aug.-P. 1015-1025.