

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

На правах рукопису

УГРИНОВСЬКИЙ АНДРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ

УДК 622.279.6

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОБОТИ  
НИЗЬКОНАПІРНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН  
ЗА НАЯВНОСТІ РІДИНИ В ПРОДУКЦІЇ

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

Дисертація

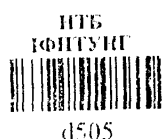
на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Кондрат Роман Михайлович

доктор технічних наук, професор

*Всі аркуші дисертації здані мені за звичайними  
Взявши екземпляр списав в розу Дло. 052. 06 [Signature] / КВЛ [Signature] / 19.12.2013р*



Івано-Франківськ – 2013

d 505

## ЗМІСТ

Стор.

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ВИБОЇВ ТА ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН.....	11
1.1 Причини і характер обводнення газових і газоконденсатних свердловин.....	11
1.2 Характеристика методів інтенсифікації винесення рідини із низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин .....	15
1.3 Особливості застосування установки плунжерного піднімача для експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин.....	19
1.4 Причини скупчення рідини у викидних лініях свердловин.....	33
1.5 Характеристика методів очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини.....	34
Висновки до першого розділу.....	51
РОЗДІЛ 2	
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ВИБОЮ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДОПОМОГОЮ УСТАНОВКИ ПЛУНЖЕРНОГО ПІДНІМАЧА І УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ЇЇ РОБОТИ.....	54
2.1 Опис експериментальної установки плунжерного піднімача і методика досліджень.....	54
2.2 Результати експериментальних досліджень винесення рідини із свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача.....	61
2.2.1 Падіння плунжера у висхідному потоці рідини та газу.....	61

2.2.2 Результати дослідження параметрів роботи установки плунжерного піднімача.....68

2.3 Уточнення методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача для винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин.....80

2.4 Розроблення конструкції плунжера для установки плунжерного піднімача.....96

Висновки до другого розділу.....99

### РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ І ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РУХУ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ В РЕЛЬЄФНОМУ ПРОМИСЛОВОМУ ГАЗОПРОВОДІ.....100

3.1 Опис експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі і методика досліджень.....100

3.2 Результати експериментальних досліджень процесу руху газорідинної суміші у рельєфному промисловому газопроводі.....103

3.3 Математична модель скупчення рідини в пониженій ділянці промислового газопроводу.....115

3.4 Розроблення в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислового газопроводу від скупчень рідини.....127

Висновки до третього розділу.....133

### РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ І ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОБОТИ НИЗЬКОНАПІРНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА НАЯВНОСТІ РІДИНИ В ПРОДУКЦІЇ.....135

4.1 Удосконалення технологій інтенсифікації роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин за наявності рідини в продукції.....135

4.1.1 Технологія винесення рідини з низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача.....	135
4.1.2 Технологія очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня.....	136
4.2 Проектування винесення рідини із обводнених свердловин Хідновицького газового родовища за допомогою установки плунжерного піднімача.....	138
4.3 Дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня.....	148
Висновок до четвертого розділу.....	159
ВИСНОВКИ.....	160
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	162
ДОДАТКИ.....	176

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВНК – водонафтовий контакт;  
ГРП – газорідинний потік;  
ГВК – газоводяний контакт;  
ГР – газове родовище;  
ГРС – газорозподільна станція;  
ДКС – дотискувальна компресорна станція;  
КМЦ – карбоксиметилцелюлоза;  
НКТ – насосно-компресорні труби;  
ПАР – поверхнево-активна речовина;  
СГП – складовий газліфтний плунжер;  
УКПГ – установка комплексної підготовки газу;  
УППГ – установка попередньої підготовки газу;  
ФА – фонтанна арматура.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Більшість родовищ природних газів в Україні увійшли в період спадного видобутку вуглеводнів і завершальну стадію розробки. Окремі родовища знаходяться на межі рентабельності видобування вуглеводнів, а ті, що відкриті в останні роки, характеризуються здебільшого незначними запасами і не можуть істотно вплинути на видобуток газу. Тому в найближче десятиріччя основний видобуток газу буде забезпечуватись із виснажених родовищ, які ще володіють значними залишковими запасами вуглеводнів, що і визначає актуальність теми дисертації.

До ускладнень, характерних для пізньої стадії розробки родовищ, відноситься скупчення рідини (води і вуглеводневого конденсату) на вибої свердловин і в понижених ділянках промислових трубопроводів внаслідок недостатніх швидкостей руху газу для їх винесення, що призводить до значних втрат тиску в системі “свердловина – викидна лінія”. Внаслідок цього суттєво зменшуються видобувні можливості свердловин, аж до припинення їх природного фонтанування. Це, в свою чергу, призводить до зниження поточних відборів вуглеводнів і кінцевих коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення із пластів.

Питанням попередження і ліквідації рідинних скупчень у стовбурі і викидних лініях свердловин присвячено ряд досліджень. Серед відомих методів, які забезпечують звільнення стовбура свердловини від рідини шляхом піднімання її до устя (фізико-хімічні, гідрогазодинамічні, механізовані), заслуговують уваги механізовані з використанням установки плунжерного піднімача. Застосування плунжерного піднімача дозволяє продовжити період природного фонтанування газових свердловин за наявності рідини в продукції. Однак технологія експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин з допомогою плунжерного піднімача потребує вдосконалення як в аспекті конструкцій плунжерів та їх ущільнень, так і теоретичного розрахунку параметрів його роботи.

На сьогоднішній день експлуатація промислових трубопроводів в умовах скупчення рідини у понижених ділянках передбачає використання різноманітних конструкцій очисних пристроїв. Перспективними у цьому відношенні є гелеві поршні, які з часом руйнуються і не вимагають монтажу додаткових вузлів для їх запуску і вловлювання. Проте технологія застосування гелевих поршнів характеризується специфічними особливостями: адгезія гелю до металу, час розчинення гелю у трубопроводі ще до приходу на установку комплексної підготовки газу (УКПГ). Тому для забезпечення ефективного використання очисних поршнів на основі гелів необхідно дослідити умови утворення рідинних скупчень у трубопроводах, вибрати склад гелевого поршня та вдосконалити технологію його застосування.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу на період 2007-2009 років за темою Д-1-07-Ф “Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів” (№0107U001558), на період 2010-2011 років за темою Д-6-10-П “Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами” (№0107U000116) і на період 2012-2013 років за темою Д-16-12-П “Нові технології збільшення видобутку газу і конденсату з родовищ природних газів на завершальній стадії розробки” (№0112U003012).

**Мета і задачі дослідження.** *Метою дослідження є підвищення видобувних можливостей обводнених газових і газоконденсатних свердловин шляхом удосконалення технології застосування плунжерного піднімача для винесення рідини із свердловин і гелевих поршнів з метою очищення викидних ліній від скупчень рідини.*

**Основні задачі досліджень:**

1. Аналіз та систематизація причин скупчення рідини в насосно-компресорних трубах і понижених ділянках шлейфів свердловин та узагальнен-

ня методів інтенсифікації її винесення.

2. Експериментальні дослідження застосування плунжерного піднімача для винесення рідини із газових свердловин і розроблення нових конструкцій плунжера.

3. Удосконалення методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача.

4. Експериментальні та теоретичні дослідження процесу скупчення і винесення рідини з понижених ділянок промислового газопроводу.

5. Розроблення складу і технології застосування в'язкопружного гелевого поршня для очищення від рідини і механічних частинок викидних ліній свердловин.

6. Дослідно-промислові випробування розробленого складу в'язкопружного поршня для очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини.

*Об'єктом дослідження* є процеси скупчення та винесення рідини із вибоїв і понижених ділянок викидних ліній свердловин.

*Предметом дослідження* є технології винесення рідини із вибою обводнених газових і газоконденсатних свердловин плунжерним піднімачем і з понижених ділянок викидних ліній за допомогою в'язкопружного поршня.

**Методи дослідження.** Поставлені завдання вирішувались шляхом проведення експериментальних та теоретичних досліджень з обробленням одержаних результатів методами математичної статистики.

Вірогідність отриманих результатів роботи підтверджено експериментальними дослідженнями на моделях свердловини та викидної лінії.

### **Наукова новизна одержаних результатів**

1. Вперше встановлено закономірності зміни параметрів роботи плунжерного піднімача від швидкості падіння пустотілого циліндричного корпусу плунжера у газовому і рідинному потоках, початкового тиску зрушення плунжера зі стовпом рідини над ним з нижнього амортизатора і втрат тиску при їх підніманні в насосно-компресорних трубах.



2. За результатами експериментальних досліджень вперше оцінено граничну швидкість руху газу, необхідну для повного винесення рідини з пониженої ділянки промислового газопроводу за різного ступеня заповнення його рідиною і кута нахилу до горизонталі.

3. За результатами лабораторних експериментів розроблено нову рецептуру в'язкопружного поршня на основі водного розчину карбоксиметилцелюлози і ПАР з можливістю регулювання часу деструкції полімерної системи. Встановлено, що після оброблення поршня метанолом зміцнюється його структура і зменшується адгезія до металу.

### **Практичне значення одержаних результатів**

За результатами виконаних досліджень розроблено і рекомендовано до впровадження технологію експлуатації низьконапірних, обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою плунжерного піднімача із патентозахищеним плунжером і технології очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою гелевого поршня патентозахищеного складу.

Використання наукових розробок дозволяє зменшити втрати тиску в системі «свердловина – викидна лінія» за рахунок запобігання утворенню скупчень рідини. В результаті забезпечується стабільна без ускладнень робота свердловин з підвищеними дебітами газу і конденсату.

Проведено успішні дослідно-промислові випробування технології очищення шлейфів свердловин Хідновицького газового родовища Львівського відділення ГПУ „Полтавагазвидобування” від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня запропонованого складу. Після застосування технології очищення викидних ліній від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня дебіти свердловин 116-Хд і 118-Хд збільшилися на 20 і 8,42 % відповідно.

Результати наукових досліджень також використовуються у навчальному процесі кафедрою розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

ІФНТУНГ при вивченні дисципліни «Проектування експлуатації газових і газоконденсатних свердловин».

**Особистий внесок здобувача.** Автор провів ретельний огляд літературних джерел з питань інтенсифікації винесення рідини із низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин [2, 25-28], а також аналіз методів очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини [70]. Виконано експериментальні дослідження за темою дисертації та оброблено отримані результати [56, 104, 115]. Розроблено конструкцію плунжера [103] для плунжерного піднімача, склад в'язкопружного поршня [114] та проведено дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня [117].

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались на:

- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2011» (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р.);

- міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.);

- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2013» (м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р.).

Дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на наукових семінарах кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2010-2013 рр.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 12 наукових праць, з яких 7 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 3 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано 2 патенти України на корисну модель.

## РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ  
ВИБОЇВ ТА ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН

## 1.1 Причини і характер обводнення газових і газоконденсатних свердловин

Більшість покладів природних газів пов'язана з пластовими водонапірними системами і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. За промисловими даними кінцевий коефіцієнт газовилучення покладів в умовах водонапірного режиму є порівняно невисоким (70-85%), що пов'язано з мікрозащемленням газу водою в неоднорідному пористому середовищі, макророзащемленням газу в окремих ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла, та обводненням свердловин [1].

На ранній стадії обводнення свердловин вся рідина, яка поступає із вибою свердловини, виноситься на поверхню за рахунок порівняно високих дебітів і швидкостей газорідинного потоку (ГРП) біля башмака ліфтових труб. У міру зниження пластового тиску і дебіту газу умови природного винесення рідини із свердловин ускладнюються, причому навіть у тих випадках, коли вона поступає у незначній кількості. В результаті скупчення рідини на вибоях і збільшення втрат тиску при русі ГРП в насосно-компресорних трубах відбувається зниження продуктивності, а інколи і само глушіння свердловин [2].

Із експлуатаційних свердловин виносяться газом такі три типи підземних вод [3]: конденсаційні, вільні, зв'язані.

Конденсаційні води, які знаходяться у вигляді пари в складі газу і переходять у водну фазу при зміні тиску і температури. Їх основою є природна вологоємність пластового газу. Конденсаційна пара за даними досліджень переходить у прісну воду із мінералізацією до 1-2 г/см<sup>3</sup>. На думку В.І. Петренко, впродовж тривалого періоду розробки газоконденсатних покладів отримують маломінералізовані конденсаційні води у вигляді суміші

двох типів вод – первинних і вторинних конденсаційних. Останні іменують дистиляційними. Крім того, виділяють епіконденсаційні води, що утворюються в газоконденсатних покладах у результаті конденсації парової фази води під час ретроградної конденсації важких вуглеводнів в процесі зниження пластового тиску [4].

Вільні або гравітаційні води, краєві, підшовні, ціликові (знаходяться у тупикових зонах і прошарках низькопроникних колекторів), об'єднані загальною назвою “пластові”. Склад підшовних вод формується в процесі геохімічної взаємодії водорозчинних солей з компонентами продуктивного покладу. Крайові води поширені в приконтурних частинах покладу і представляють собою перехідний гідрохімічний тип від підшовних до пластових фонових вод. Пластові води законтурних зон залягають поза ореолом впливу покладу і представляють собою фонові незмінні води типово регіонального складу [5]. Склад пластової води характеризується наступними показниками: мінералізація до 110 г/л, густина до 1050-1090 кг/м<sup>3</sup>, натрій-хлорний коефіцієнт в середньому 0,95-1,0, коефіцієнт метаморфізації від 0,9 до 3-4.

Зв'язані води (залишкові води продуктивних колекторів, а також порові води неколекторів), що збереглися за рахунок молекулярних і капілярних сил зчеплення із породою під час формування покладу.

Механізм обводнення експлуатаційних свердловин проходить наступним чином. На початковій стадії відбувається конусоподібне підтягування підшовної води до вибою свердловин по тріщинах. Вода поступово накопичується на вибої і в міру виснаження енергетичних можливостей газових пластів рівень її у стовбурі свердловини підвищується. Після цього настає стадія горизонтального переміщення води по тріщинах із попаданням її в інші свердловини, деякі із яких могли б не пройти початкову (конусоподібну) стадію обводнення [6].

Роботі обводнених газових свердловин притаманний ряд особливостей, неврахування яких може призвести до неоправданого витрачання коштів або до

зниження коефіцієнта кінцевого газовилучення. Питаннями експлуатації газових і газоконденсатних свердловин, які працюють за наявності рідини на вибої, присвячені роботи Акульшина О.О., Аміяна В.А., Бахішева В.Ю., Баснієва К.С., Бедриковецького Г.П., Білецького М.М., Бойка В.С., Бузінова С.М., Гриценка А.І., Дорошенка В.М., Зарубіна Ю.О., Ігнатченка Ю.К., Кондрата Р.М., Кондрата О.Р., Марчука Ю.В., Мірзаджанзаде А.Х., Петришака В.С., Псюка М.О., Савенкова Г.Д., Степанова Г.С., Шагайденка В.І., Шнерха С.С., Шулятікова В.І., Ягодівського С.І., James Brill, James Lea, Henry Nickens, Mammoli A.A. та ін.

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.

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.

Фактори, які зумовлюють характер і причини обводнення свердловин можна розділити на:

- природні (викликані властивостями пластових флюїдів, будовою покладу і типом колектора);
- штучні (зумовлені неякісним розмежуванням пластів під час цементування обсадних колон, режимом експлуатації свердловини, необґрунтованим проведенням методів дії на привибійну зону пласта, тріщинами у цементному камені та багато іншими причинами).

Проявлення цих факторів є взаємопов'язаним.

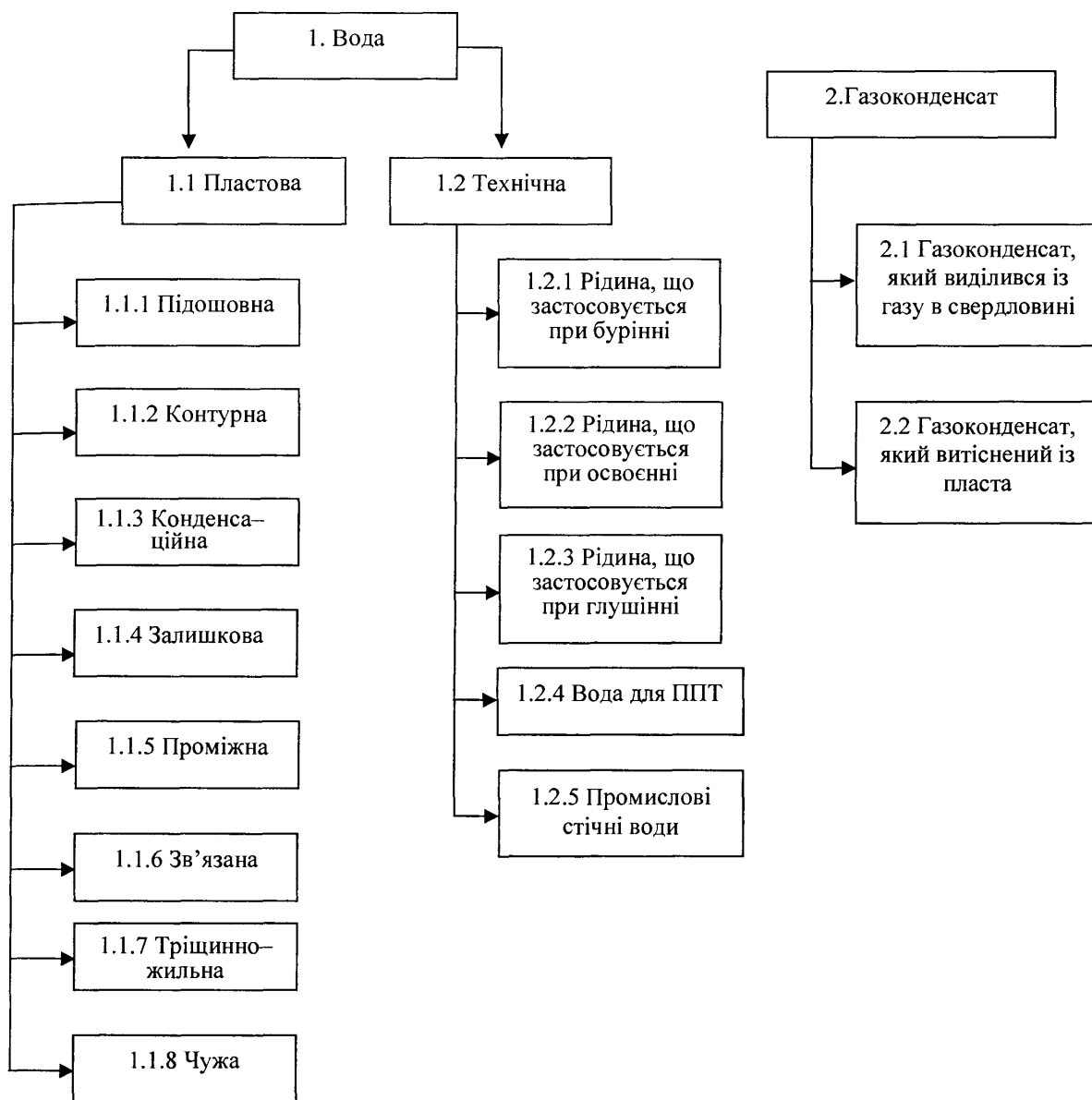


Рисунок 1.1 – Рідина, яка накопичується на вибої свердловини

На обводнення свердловин має вплив і густота їх сітки, оскільки чим густіша сітка свердловин, тим менша обводненість видобувної продукції. Це пояснюється тим, що ущільнення сітки свердловин збільшує коефіцієнт охоплення покладу витісненням, що призводить до зменшення темпу обводнення свердловин. Однак, характер впливу густоти сітки свердловин залежить від фізико-літологічних характеристик продуктивних пластів [8].

Обводнення свердловин може бути викликане тріщинно-жильними водами, які поступають через тектонічні порушення із інших вище чи нижче залягаючих горизонтів. Відомі випадки обводнення свердловин техногенними

водами, які застосовуються при бурінні, освоєнні чи глушінні свердловини. В багатьох випадках важливу роль в обводненні свердловин виконують конденсаційні води, які випадають в стовбурі свердловини при створенні відповідних термобаричних умов.

## 1.2 Характеристика методів інтенсифікації винесення рідини із низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин

Всі сучасні методи боротьби з обводненням газових і газоконденсатних свердловин можна розділити на три групи.

Методи першої групи основані на попередженні надходження рідини на вибій свердловин [9-13]. До цих методів відносяться:

- селективне розкриття газоносних пластів;
- проведення водоізоляційних робіт для від'єднання обводнених пропластків;
- встановлення екранів в пластах з підшовною водою і ліквідація негерметичності експлуатаційної колони;
- направлена інтенсифікація газонасичених пропластків;
- експлуатація свердловин із заниженими дебітами газу, при яких рідина в свердловину не поступає.

До другої групи належать методи, основані на звільненні стовбура свердловини від рідини без піднімання її на поверхню [9-11, 13]:

- тимчасова зупинка свердловини для поглинання пластом рідини, що накопичується на вибої;
- за рахунок збільшення швидкості фільтрації рідини, яка накопичується на вибої свердловини у водопоглинаючий пласт за допомогою додавання ПАР;
- відпомповування води за допомогою насосних агрегатів у нижче розміщені водопоглинаючі пласти.

Застосування методів першої групи, які основані на попередженні надходження рідини до вибою свердловини не набули широкого застосування,

через те, що вони знижують видобувні можливості свердловини через ряд причин. При проведенні ізоляції обводнених пропластків і інших робіт з обмеження припливу пластових вод зменшується ефективна товщина продуктивного пласта і знижується дебіт свердловин.

Використання методів другої групи можливе в тому випадку, коли в розрізі родовища є поглинаючі пропластки в які можна було б утилізувати воду.

Методи третьої групи [14-21] поділяються на газогідродинамічні, фізико-хімічні і механізовані.

Гідрогазодинамічні методи базуються на підтриманні необхідних швидкостей руху газу на вході в насосно-компресорні труби за рахунок зменшення їх діаметра, зниження тиску на усті свердловини та зменшення втрат тиску в ліфтових трубах.

Фізико-хімічні методи основані на періодичній або безперервній подачі спінуючих ПАР, або температурному впливі на ГРП.

До механізованих методів експлуатації обводнених свердловин відносять:

- плунжерний піднімач;
- періодичний і безперервний газліфт;
- глибинні свердловинні насоси;
- пристрої, що працюють за принципом свабу.

За інформацією міжштатної координаційної комісії (Interstate Oil and Gas Compact Commission) у США середня продуктивність малodeбітних газових свердловин (223707 шт) становить близько 15,4 тис.фут<sup>3</sup>/д (0,462 тис.м<sup>3</sup>/д). Для малodeбітних газових свердловин, які працюють на межі рентабельності, від оптимізації і скорочення об'єму рідини, яка накопичується в свердловині, може залежати продовження або зупинення її експлуатації.

Джеймс Лі, Генрі Нікенс, Майкл Уелс (США) вибір методів винесення рідини із газових свердловин приводять залежно від величини пластового тиску [22].

Пластовий тиск > 1500 psi ( 10,34 МПа):



- використання гнучкої колони НКТ (колтубінгова установка);
- зниження величини устьового тиску;
- використання колони НКТ меншого діаметру.

Пластовий тиск від 1500 psi до 500 psi ( від 10,34 МПа до 3,45 МПа):

- використання плунжерного піднімача;
- використання колони НКТ меншого діаметру;
- зниження величини устьового тиску;
- регулярне свабування;
- продування свердловини (економічно неприйнятне);
- уведення ПАР у твердому (подача стержнів через ліфтову колону) або рідкому вигляді (запомповування через ліфтову або обсадну колону);

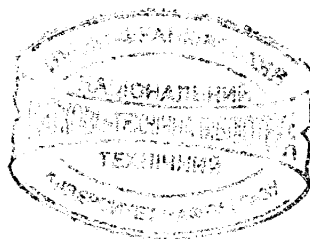
- збільшення пластового тиску шляхом закачування води.

Пластовий тиск від 500 psi до 150 psi ( від 3,45 МПа до 1,03 МПа):

- використання плунжерного піднімача;
- використання колони НКТ меншого діаметру;
- зниження величини устьового тиску;
- подача ПАР;
- сифонні труби (переважно невеликого діаметру);
- штангові насоси з регулятором відпомповування;
- періодичний газліфт;
- струминні свердловинні насоси або гідропоршневі насоси;
- регулярне свабування;
- збільшення пластового тиску шляхом запомповування води.

Пластовий тиск < 150 psi (1,03 МПа):

- штангові свердловинні насоси;
- плунжерний піднімач;
- сифонні труби;
- періодичний газліфт;
- струминні свердловинні насоси або гідропоршневі насоси;
- регулярне свабування;



*dl 505*

- подача ПАР;
- збільшення пластового тиску шляхом запомповування води.

Оскільки перші дві групи методів мають обмежену область застосування, методи третьої групи отримали більше використання на практиці.

Одним із напрямів інтенсифікації процесу винесення рідини із газових свердловин є застосування методу фізичної дії на ГРП з допомогою ліфтових і вибійних диспергаторів [23]. Однак диспергатори можуть самостійно використовуватись у межах значень параметра Фруда для суміші  $Fr_{cm} \geq 15 - 30$  і модифікованого параметра Фруда для газового потоку  $Fr^*_{cm} > 0,4 - 0,64$ , тобто при дебітах газу, близьких до мінімально необхідного [24].

Більшість із механізованих методів експлуатації можуть бути доцільними у випадку значного виснаження родовища і великих припливів рідини. Крім того використання деяких із них вимагає забезпечення складного обладнання і часто має місце несумісність цих систем з інтенсивним викривленням стовбура свердловини, а також допускається лише мінімальний відсоток винесення твердої фази.

В цих умовах продовжити період фонтанування низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин можна за допомогою установки плунжерного піднімача. Установка плунжерного піднімача відносно проста і складається із невеликої кількості додаткового обладнання ліфтової колони та фонтанної арматури. Особливо ефективно використання установки плунжерного піднімача в період, коли свердловини припинили природне фонтанування, а для переведення їх на газліфтну експлуатацію ще не споруджені компресорні станції.

Відомі методи винесення рідини з вибою свердловин характеризуються недостатньою ефективністю, низькою надійністю технічних пристроїв, що використовуються, мають певні обмеження для застосування як з техніко-технологічної, так і з економічної точок зору. Тому необхідні вдосконалення існуючих і розробка нових методів інтенсифікації винесення рідини із низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

### 1.3 Особливості застосування установки плунжерного піднімача для експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин

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

Для переведення свердловини на експлуатацію плунжерним піднімачем у нижній частині ліфтової колони встановлюють стаціонарний або знімний обмежувач (нижній амортизатор) ходу плунжера, а вище хрестовини або трійника фонтанної ялинки – верхній обмежувач ходу плунжера. В інтервалі між обмежувачами діаметри отворів прохідних каналів (стовбурового проходу): труб, вузла підвіски ліфтової колони у фонтанній арматурі, засувок, хрестовини та інших елементів фонтанної ялинки повинні бути одного розміру в межах, обмежених стандартними допусками розмірів на виготовлення труб.

Плунжер є головним елементом в процесі піднімання рідини плунжерним ліфтом.

На початковій стадії використання цього способу вважали, що введення поршня (пізніше використовували плунжер), який відокремлює газ від стовпа нафти, що піднімається ним, призвело б до зниження витрати газу порівняно з підніманням нафти шляхом її розгазування. Крім того, робота поршня з малим навантаженням на нього від стовпа нафти, що піднімається, дала б менший протитиск на пласт, ніж при газліфтній експлуатації без поршня.

Таким чином, ранні конструкції газліфтного поршня нагадували «корок», що переміщувався то вгору, то вниз між гирлом і башмаком піднімальних труб.

У вітчизняній і зарубіжній літературі не вказано чіткої різниці між поршнем і плунжером, і ці терміни часто вживаються на рівних правах. Враховуючи, що відмінність між ними має вагоме значення і певною мірою впливає на технологію роботи установки плунжерного піднімача, надалі поршнем називатимемо циліндр без прохідного осьового отвору, а плунжером –

циліндр з прохідним осьовим отвором, який перекривається клапаном при русі плунжера вгору і залишається відкритим при русі його вниз.

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

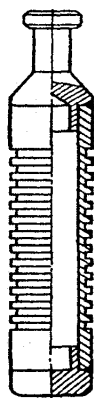


Рисунок 1.2 – Поршень конструкції КраснодарНДПНафта

Поршень складається з циліндричного корпусу з поперечними канавками, за рахунок яких створюється турбулентне ущільнення головки та наконечника.

Інша конструкція газліфтного поршня (автори Б.И. Кравченко, Г.П. Корнев, Л.Б. Хусід, і Н.Р. Рабінович) складається з корпусу, головки, наконечника та канавок [30]. З метою підвищення герметизуючої здатності його нижня стінка кожної канавки виконана конічної форми з кутом при вершині 90-150°.

Основна проблема, яка виникала при використанні поршнів описаних конструкцій, це те, що вони не могли досягти нижнього амортизатора без зупинки свердловини. Тому вони могли бути рекомендовані тільки для установок періодичної дії.

При роботі установок періодичного газліфта поршні застосовувались ще досить не тривалий період часу, хоча через відсутність клапанного вузла вони володіли значно більшою надійністю в роботі, ніж плунжери.

Згодом В.І. Шулятіков і Ю.В. Кобзев для установок періодичного видалення рідини із вибоїв свердловин запропонували оригінальну

конструкцію плунжера довжиною 180 мм і загальною масою 1060 г (рис. 1.3). Плунжер цієї конструкції є пустотілим циліндром з кількома поперечними канавками на зовнішній поверхні і клапаном у вигляді кульки в нижній частині.

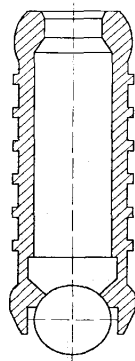


Рисунок 1.3 – Плунжер конструкції В.І. Шулятикова і Ю.В. Кобзєва

Наявність клапана в корпусі плунжера забезпечує опускання його під власною вагою до вибою і піднімання під тиском газу до устя. Після досягнення плунжером устя свердловини клапан відкривається, і плунжер падає вниз, пропускаючи крізь себе рідину і газ, які поступають у свердловину. Клапан плунжера механічно закривається у момент удару плунжера до нижнього амортизатора. При цьому плунжер стає ніби суцільним поршнем, здатним підняти розгазовану рідину, що накопичилась у піднімальних трубах за попередній цикл роботи плунжера.

Удосконалення конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача здійснюється від початку його створення (США Флетчер, 1924 р.), аж до сьогодення.

У США в 1999 році використання плунжерів, що складаються з двох механічно не скріплених секцій, було визнано перспективним. Фірма Pacemaker Plunger Co. (MGM Well Service, Inc.) розглядає конструкцію плунжера з кулькою як революційну, а напрямок для подальшого удосконалення цього пристрою – як перспективний [31].

Плунжер, зображений на рис. 1.3, називають також двосекційним або плунжером типу «Літаючий клапан». На сьогодні відомо ще декілька удосконалених конструкцій такого типу [32-34].

В.І. Шулятиковим і Ю.В. Кобзєвим також запропоновано плунжер для свердловин, обладнаних багатоступінчастою колоною насосно-компресорних труб. Плунжер має декілька за кількістю ступеней, концентрично розміщених втулок із зовнішнім лабіринтним ущільненням та опорним буртом у верхній частині, причому гладкий осьовий канал кожної наступної втулки перевищує максимальний зовнішній діаметр попередньої [35].

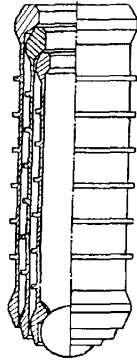


Рисунок 1.4 – Плунжер для багатоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Плунжер типу «Літаючий клапан» знайшов своє застосування на родовищі Медвеже. Оскільки плунжер був використаний для експлуатації газових свердловин з ліфтовими колонами із труб умовним діаметром 168 мм, то для зменшення маси циліндричної частини на його бічній поверхні були виконані наскрізні пази (рис. 1.5).

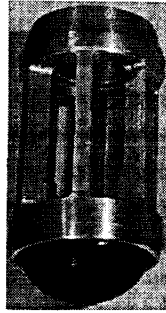
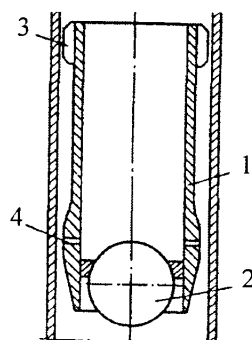


Рисунок 1.5 – Плунжер типу «Літаючий клапан» з наскрізними пазами на бічній поверхні

Для виготовлення корпусу і клапана плунжера використовувались такі конструктивні матеріали: алюмінієвий сплав Д16Т, алюмінієвий сплав Д16Т із зносостійким оксидним покриттям, резинові суміші із маслонафтобензостійкої резини або поліуретанового каучука СКУ-50, літєвого поліуретану, сталі 40Х.

За період застосування плунжерного піднімача відбирання рідини із дослідної свердловини становило близько 3200 тис. м<sup>3</sup>. При цьому за аналогічний період роботи свердловини без плунжера було відібрано близько 1750 тис. м<sup>3</sup> рідини, і 6-8 разів довелося проводити технологічні продування свердловини на факельну лінію (впродовж ~ 16-20 годин) [31].

Для вирішення проблеми боротьби з витіканнями рідини через зазор між стінкою плунжера і колоною насосно-компресорних труб у роботі [36] запропоновано застосовувати пінопакерний плунжерний піднімач (рис. 1.6).



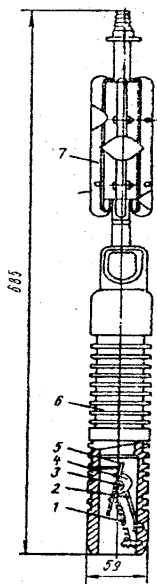
1 – втулка; 2 – кулька; 3 – радіальні отвори; 4 – направляючі ребра

Рисунок 1.6 – Пінопакерний плунжерний піднімач

У роботі [37] наведена схожа конструкція пінопакерного плунжера, в якій клапанний вузол виготовлено у вигляді диска.

У процесі піднімання плунжера рідина з розчищеною ПАР із внутрішньої частини плунжера поступає через радіальні канали в кільцевий зазор між втулкою і колоною насосно-компресорних труб. Висхідним потоком газу в зазорі вона перетворюється в піну, яка виноситься в простір над плунжером і одночасно створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор для руху рідини. В результаті цього відбувається зменшення витоків рідини, усувається нисхідний рух рідини в зазорі, який спричиняє її витікання.

В Україні плунжерний піднімач застосовувався на Долинському родовищі у 1961-1963 рр. Конструкція плунжера була досить оригінальною (рис. 1.7), оскільки над верхньою частиною корпусу був розташований шкребок змінного поперечного перерізу, який очищував насосно-компресорні труби від відкладень парафіну [38].



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

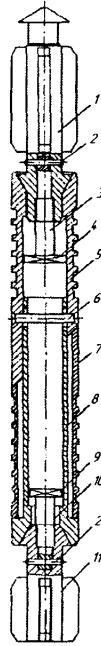
Рисунок 1.7 – Конструкція плунжера із шкребком

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 м<sup>3</sup>/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. 1.8).



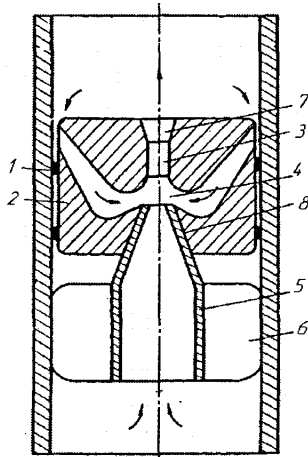
1 – верхній клапан; 2, 6 – заклепки; 3 – направляюча верхнього клапана; 4 – обмежувач руху верхнього клапана; 5 – верхня частина плунжера; 8 – фіксатор; 9 – обмежувач руху верхнього клапана; 10 – направляюча нижнього клапана; 11 – нижній клапан

Рисунок 1.8 – Загальний вигляд складового газліфтного плунжера

Запропонована конструкція плунжера дає змогу підвищити продуктивність періодичних газліфтних свердловин і зменшити питому витрату робочого агента (газу) шляхом зниження витікання рідини крізь зазор між плунжером і ліфтовими трубами [39].

У роботі [40] А.М.Г. Абдулзаде, Р.М. Кондрат і М.П. Яцків запатентували унікальну конструкцію плунжера, який складається із корпусу з ущільнюючими елементами, камер інжекції та змішування, затвора із центруючими ребрами (рис. 1.9).

В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубку, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони НКТ. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протитиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із зазору запобігає можливим її зворотнім витіканням.



1 – корпус; 2 – ущільнювальні елементи; 3 – камера інжекції; 4 – камера змішування;  
5 – затвор; 6 – центруючі ребра; 7 – осьовий канал; 8 – сідло

Рисунок 1.9 – Плунжер конструкції А.М.Г. Абдулзаде, Р.М. Кондрата і  
М.П. Яцківа

В цьому ж напрямі є схожі конструкції плунжерів, наведені в роботах [41, 42].

Особливий інтерес представляють плунжери, виготовлені з використанням біметалів. Так, запропоновані в роботах [43, 44] плунжери внаслідок різниці температур між вибоєм і устям свердловини збільшуються автоматично в діаметрі при нагріванні і навпаки при зменшенні температури приймають діаметр, рівний діаметру корпусу плунжера.

Автори робіт [45, 46] для зменшення витоків відпомповуваної рідини, що досягається зменшенням зазору між плунжером і насосно-компресорними трубами, пропонують конструкції плунжерів із змінними ущільнюючими елементами. Зношення поверхні таких типів плунжерів обмежується змінними

ущільнюючими елементами. Інша конструкція плунжера [47] вирішувала ту саму проблему, але уже за рахунок винесення не усього стовпа рідини над плунжером, а лише її частини, яка надійно утримується у корпусі плунжера.

В роботі [22] для кращого контактування плунжера зі стінками труб запропоновано плунжер з підпружиненими лопатями, що розсуваються (рис. 1.10). Крім того, в корпусі плунжера встановлені розділювальні затвори, які запобігають різким ударам плунжера до стиків труб.



Рисунок 1.10 – Плунжер, що розширюється

Для малобітних свердловин, у продукції яких є пісок, солі та тверді механічні частинки, в роботі [48] пропонується застосовувати плунжер, покритий гнучкою нейловою щетиною (рис. 1.11). Щіткове покриття ефективно відчищає відкладення піску, солей та дрібних глинисто-піщаних фракцій, які накопичились всередині піднімальних труб. Діаметр щетини дещо більший за діаметр корпусу плунжера, тому він створює ефективне ущільнення за рахунок кращого прилягання до стінок труб.



Рисунок 1.11 – 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. 1.12) і Solid Plunger – „цілісний плунжер” (рис. 1.13).



Рисунок 1.12 – 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 1.13 – Solid Plunger

Solid Plunger також ефективно видаляє відкладення парафіну і має міцний цільний корпус, який дозволяє плунжеру швидше опускатись до вибою свердловини порівняно з плунжером попередньої конструкції.

Термін роботи плунжера слід визначати допустимою величиною його спрацювання. Дослідження свідчать, що за відсутності піску, зношення сталюого плунжера по діаметру на кожні 1000 км., в середньому становить 0,05 мм. Приймаючи допустиме зношення плунжера по діаметру 1 мм і середні умови роботи плунжера в свердловині глибиною 1500 м при 30 циклах за добу, термін роботи плунжера може бути прийнятий близько 7-ми місяців.

Зараз відомо багато конструкцій плунжерів, які використовуються для різних умов експлуатації свердловин. Проте в багатьох випадках тривалість роботи плунжера в свердловинах не перевищує одного місяця.

Основна тенденція при конструюванні плунжерів – це застосування ущільнення, яке під час руху плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору автоматично розширюється і контактує із стінками труб.

У плунжерах відомих конструкцій запропоновані такі ущільнення:

- турбулентного типу;
- ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення;
- ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись при збільшенні температури;
- ущільнення зазору за допомогою піни;

- ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини;
- ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів;
- комбіновані.

Серед відомого ряду конструкцій плунжерів є і такі, в яких не використовується жоден тип ущільнення [31, 47].

Плунжери з турбулентним ущільненням [28-30, 32-34, 35, 38, 49]. До турбулентного типу відносяться лабіринтові ущільнення, що складаються з ряду канавок і виступів на корпусі плунжера. У деяких типів цих плунжерів для герметизації використовують нейлонові щітки та тефлонові покриття. Вважається, що ущільнення створюється за рахунок посиленої турбулізації потоків рідини і газу в зазорі.

Плунжер з щітковим ущільненням створює ефективну герметизацію за рахунок щетини, що забезпечує гнучкий контакт з насосно-компресорними трубами, а турбулентне ущільнення створюється між спіралями щіток. Цей плунжер використовується переважно для газових свердловин, що виносять разом з газом невеликі об'єми води або конденсату, а також для свердловин, у продукції яких міститься невелика кількість піску. Зношення плунжера обмежується змінними щітками. Випадки заклинювання плунжера дуже рідкісні, що досягається наявним зазором між насосно-компресорними трубами і сталевим корпусом плунжера. Відсутні умови для накопичення піску і інших твердих частинок в зазорі плунжера.

Турбулентне ущільнення плунжера з тефлоновою герметизацією створюється в горизонтальних канавках, що є в тефлоні. Тефлон, що оточує вузьку центральну частину сталевому корпусу плунжера, виготовляється у формі циліндрів, які легко замінюються. Цей плунжер використовується переважно для свердловин з короткими циклами, тому він має клапан. Поршень забезпечує високу ефективність роботи установки в свердловинах, що продукують нафту з дрібним абразивним піском, який не впливає на роботу клапана.

Ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення [22, 39]. Досить надійне ущільнення створюється за рахунок застосування складового газліфтного плунжера (плунжер, виконаний із двох частин, які діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо повздовжньої осі плунжера) або плунжера з підпружиненими лопатями, які розсуваються при досягненні плунжером нижнього амортизатора і навпаки займають початкове положення при досягненні плунжером верхнього амортизатора.

Ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись під дією температури [43, 44]. Біметали – металеві вироби, що складаються з двох міцно з'єднаних між собою металів або сплавів. Конструкція плунжера являє собою термобіметал, який розміщений між корпусом плунжера і розсувними ущільнюючими елементами. Один кінець термобіметалу, як правило, нерухомо закріплений у корпусі плунжера, а інший (через різницю у коефіцієнтах теплового розширення) переміщується із зміною температури пластини.

Ущільнення зазору з допомогою піни [36, 37]. У процесі піднімання плунжера піна, що утворюється за допомогою розчину ПАР та висхідного потоку газу, створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор, який запобігає можливим зворотнім витіканням рідини.

Ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини [40-42]. В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубка, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони НКТ. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протитиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсмоктування рідини із зазору запобігає можливим її зворотнім витіканням.

Ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів [45, 46, 48, 50]. Цей тип ущільнення створюється за рахунок зменшення величини зазору між корпусом плунжера і колоною піднімальних труб шляхом

застосування різних ущільнюючих матеріалів (резинових сумішей та поліуретанового каучука).

Комбіновані ущільнення [34, 39]. До комбінованого типу ущільнення слід віднести такі, в яких використовується одночасне поєднання двох і більше типів ущільнення.

Проведений аналіз літературних матеріалів у вітчизняних і зарубіжних виданнях свідчить про значний обсяг досліджень в області застосування плунжерного піднімача для експлуатації низьконапірних нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Проте розроблені конструкції плунжерів не знайшли широкого застосування на практиці через недосконалість їх конструкцій. Все це вимагає проведення додаткових досліджень для вдосконалення і впровадження відомих і розроблення нових конструкцій плунжерів для установки плунжерного піднімача.

Методики розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача. Одним із важливих завдань застосування установки плунжерного піднімача є розрахунок параметрів його роботи.

Перша аналітична робота в цьому напрямку з'явилася ще у 1936 р. і належить Г.М. Газієву. Ця робота представляє собою спробу аналітичного рішення деяких окремих питань процесу винесення стовпа рідини і не дає повного розрахунку параметрів роботи установки.

Пізніше з'явилися роботи, виконані А.П. Криловим, [51, 52], М.А. Айрапетяном, Н.А. Шаньгіним [53], С.М. Beeson, D.G. Кнох, J. H. Stoddard [54], А. А. Лаптевим [55] та ін.

Слід зазначити, що роботи [53, 54] носять емпіричний характер і частково ґрунтовані на залежностях, отриманих, імовірно, під час роботи на діючих установках плунжерного піднімача. Тому вони важко піддаються аналізу.

В роботах [51, 52] А.П. Крилова не враховано тиск, який необхідний для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним в момент піднімання плунжера, втрати тиску на тертя при русі самого плунжера та його масу. Крім того



швидкість падіння плунжера у газовому і рідинному потоках приймається сталою величиною на основі промислових даних для умов конкретних свердловин, яка може бути справедливою тільки для плунжера певних геометричних розмірів та маси, а також динамічних параметрів висхідного потоку рідини та газу.

#### 1.4 Причини скупчення рідини у викидних лініях свердловин

Більшість родовищ природних газів України вступила в період спадного видобутку газу і завершальну стадію розробки. До числа ускладнень, характерних для пізньої стадії розробки родовищ, відноситься скупчення рідини в понижених ділянках промислових трубопроводів внаслідок недостатніх швидкостей руху газу, що призводить до значних втрат тиску в системі збору газу і, відповідно, до зменшення видобутку газу.

Джерелом рідини, що накопичується у викидних лініях, може бути крапельна рідина (вода і конденсат), що надходить із свердловин разом з газом, а також конденсаційна вода і сконденсовані вуглеводні, що утворюються при зниженні температури і тиску.

Найбільший об'єм рідини накопичується на висхідних ділянках шлейфів свердловин. Тут вона утворює гідравлічний затвор, який частково або повністю перекриває переріз труби, це збільшує гідравлічні опори і гідростатичний перепад тиску. Внаслідок цього загальний перепад тиску на висхідних ділянках промислового газопроводу може бути в десятки і сотні разів більшим, ніж перепад тиску при русі сухого газу [56].

До факторів, які призводять до накопичення рідини в понижених ділянках промислових газопроводів слід віднести:

- конденсаційна рідина, яка випадає із газорідинного потоку при створенні відповідних термодинамічних умов;
- низька швидкість руху газу внаслідок поступового зменшення дебіту свердловини;

– бувають випадки, коли рідина присутня у газопроводі ще перед уведенням його в роботу;

– наявність місцевих опорів по всій довжині газопроводу [57].

Механізм впливу рідинних скупчень на пропускну здатність газопроводів практично не залежить від кількості рідини, яка поступає в газопровід. Навіть при незначному вмісті рідини ( $2-3 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ) в газовому потоці, скупчення її можливе повною мірою відповідно до швидкості руху газу, але цей процес буде розтягнутий в часі. Описане припущення стосовно процесу накопичення рідини в понижених ділянках траси трубопроводу було підтверджене в роботах [55, 58].

Для забезпечення нормальної роботи промислових газопроводів при наявності в газі крапельної рідини необхідно проводити заходи, спрямовані на попередження скупчення рідини або передбачаючі періодичне її видалення.

Попереджувальні заходи здійснюються шляхом:

– вибору оптимального режиму роботи промислового газопроводу, який забезпечує необхідну швидкість руху газу;

– вибору траси прокладання газопроводу з найбільш рівним рельєфом;

– безперервне або періодичне подавання в газопровід ПАР.

## 1.5 Характеристика методів очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини

Питанням попередження і ліквідації рідинних скупчень у газопроводах присвячено ряд досліджень. Транспортований ними газ, повинен відповідати вимогам галузевого стандарту за точками роси, за вологою і важкими вуглеводнями, тобто не продукувати випадіння з нього води і газового конденсату. У 1960-1980 рр. для вилучення з трубопроводів накопиченої рідини набувають поширення методи продування ділянок трубопроводу в атмосферу та врізання в трубопровід різноманітних пристроїв відведення рідини (дрипи,

водозабірники, дренажні трубки), а для очищення газопроводів використовувались різноманітні поршні [59-64].

У пізніших публікаціях досліджуються питання вивчення руху двофазного потоку, створюються математичні моделі руху рідини та газу, розробляються способи пінного газорідинного очищення, а також удосконалюються пристрої для відведення рідини [65-67]. Зарубіжні науковці на цей час приділяють значну увагу очищенню внутрішньої порожнини газопроводів гелеподібними поршнями, ПАР [68-69].

На сьогоднішній день для очищення газопроводів розроблена і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв (за допомогою скребків, розділювачів, поршнів) [70]. Пристрої (поршні), які розроблені для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів, можна розділити на механічні і хімічні (на основі гелів).

Механічні пристрої можна розділити за способами очищення внутрішньої порожнини трубопроводів: за рахунок повздовжнього руху, повздовжньо-обертового руху, гідроімпульсного, кінетичної енергії струменя робочого середовища, кавітації. Як очисні елементи застосовуються еластичні вставки, металічні щітки та різці.

Однією із перших відомих конструкцій очисного пристрою є очисна куля, яка являє собою товстостінну гумову сферу і використовується для видалення із трубопроводу різних відкладень і корків, в тому числі частинок металу і окалин, що утворились в результаті безперервної корозії трубопроводу [71].

На сьогоднішній день більш ефективними є очисні кулі у вигляді порожнинної сферичної оболонки з горловиною для заповнення порожнини нестисливою рідиною, в якості якої найчастіше використовують вапняне молоко або відпрацьоване масло. Після заповнення горловина закривається корком. Виготовляють їх з гуми або з інших еластомірних матеріалів, наприклад, неоперену.

Розроблено ряд вдосконалених конструкцій порожнистого гумового пристрою [72, 73]. Згідно з патентом [72] у пристрої для очищення внутрішньої

порожнини трубопроводу, виконаному у вигляді кулеподібної оболонки з еластомірного матеріалу, який має вентиль для подачі всередину повітря або рідини і герметизації оболонки, внутрішній діаметр трубопроводу ( $D_t$ ) та зовнішній діаметр пристрою ( $D_n$ ) при атмосферному тиску приймають у такому співвідношенні:  $0,8 D_n < D_t < 1,75 D_n$ , а відносне видовження при розриві та опір розриву еластомірного матеріалу приймають у межах 350-1050% та 39-129 кН/м відповідно.

В іншому пристрої для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів [73] з багат шаровою еластичною оболонкою із зовнішнім захисним шаром, яка заповнюється пружним або текучим середовищем, між шарами внутрішньої гумової оболонки є несуча армуюча оболонка. Вона виконується з гумово-кордних шарів, покладених із взаємопересічним напрямком ниток корду, закросених під кутом  $45 \pm 15^\circ$ . Зовнішній захисний шар, виконаний із спеціальної гуми з поверхневим, на глибину 2-5 мм заповненням його шкребковими елементами у вигляді металеві крихти і дробу. Оболонка має сферичну форму і вентильно-запірну арматуру і виконана у вигляді кульового поршня. Загальна товщина стінки оболонки ( $h_{ст}$ ) і товщина зовнішнього захисного шару ( $h_{зс}$ ) мають такі співвідношення із зовнішнім радіусом кульового поршня  $R_n$ :  $0,1 R_n \leq h_{ст} \leq 0,4 R_n$ ,  $0,02 R_n \leq h_{зс} \leq 0,08 R_n$ .

На думку авторів, запропонований кульовий пристрій [73] володіє підвищеною міцністю і надійністю та багатократністю використання. Висока якість очищення та ефективність застосування підтверджена випробуванням натурних зразків пристроїв діаметром 298 і 397 мм.

Кулеподібні порожнисті гумові кулі порівняно з поршнями дають можливість очистити трубопроводи змінного діаметра, з крутозігнутими відводами радіусом менше ніж 1,5 діаметра, і з нерівномірнопрохідною арматурою в умовах складного рельєфу місцевості. Але суттєвим їх недоліком є невелика поверхня контакту з внутрішньою порожниною трубопроводу, що зменшує ступінь його очищення.

Ефективнішим щодо повнішого видалення рідини з трубопроводу є еластичні поршні, які являють собою циліндри, виготовлені з еластичного матеріалу, що рухаючись під тиском газу по газопроводу, не тільки виштовхують рідинні корки, але й витирають внутрішню поверхню труб від наведеної шорсткості. Для підвищення міцності еластичних поршнів їх підсилюють вставками з гуми чи пінополіуретану. Однак, використовувати їх для очищення газопроводу перед введенням в експлуатацію не рекомендується [71].

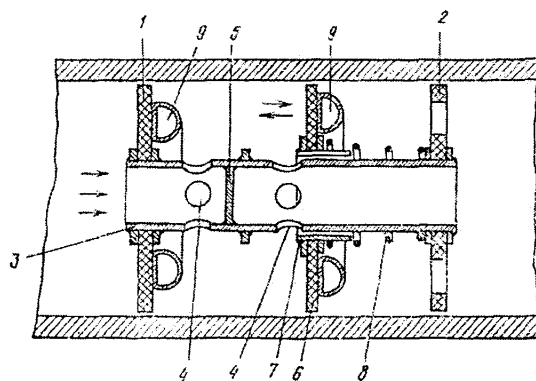
Для підвищення якості очищення трубопроводів розроблено поршень у вигляді порожнистого циліндра, на якому вільно розміщені кільцеві очисні елементи і розташовані між ними розпірні втулки.

Залежно від характеру забруднення стінок трубопроводу пристрій можна монтувати в декількох варіантах: з двома, трьома і більше очисними елементами, що мають гладку або рифлену поверхню [74].

З метою підвищення ефективності процесу очищення внутрішньої поверхні трубопроводів розроблено пристрій, який зображено на рис. 1.14. Мета досягається за рахунок гідроімпульсного руйнування забруднень на стінках трубопроводу.

Працює пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів таким чином.

Під дією потоку робочого середовища пристрій переміщується по трубопроводу. Під час руху пристрою забрудненою ділянкою створюється перепад тиску і частина робочого середовища стравлюється через отвори 4, при цьому манжета 6 здійснює коливальні рухи вздовж осі трубопроводу, збуджуючи коливання в робочому середовищі.

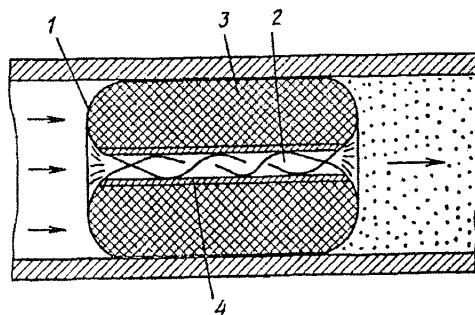


- 1, 2 – нерухомі манжети; 3 – корпус; 4 – перепускні отвори;  
 5 – заглушка; 6 – рухома манжета; 7 – рухомий елемент; 8 – пружина;  
 9 – еластичні газонаповнені оболонки

Рисунок 1.14 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів  
 гідроімпульсного руйнування забруднень

Оболонки 9 створюють умови для виникнення коливань, під дією яких забруднення руйнуються, переходять в рихлий стан і механічно видаляються манжетами 1, 2 і 6 [75].

У пристрої, зображеному на рис. 1.15, з метою підвищення ефективності і надійності його роботи очисним елементом вибрана еластична тороподібна оболонка 1, в порожнині якої розміщений тороподібний вкладиш 3, виготовлений з пружного матеріалу.



- 1 – еластична тороподібна оболонка; 2 – осьова частина вкладиша; 3 – вкладиш; 4 – жорстка  
 трубка

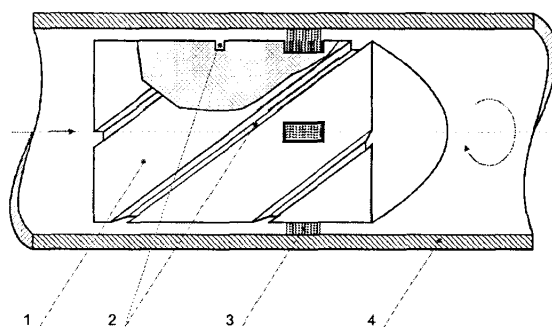
Рисунок 1.15 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів  
 повздовжньо-обертового руху

Осьова частина 2 тороподібного вкладиша 3 гвинтоподібно закручена, що приводить до прокручування його в тороподібній оболонці 1. Під дією тиску газу чи рідини пристрій переміщується вздовж трубопроводу і прокручується відносно своєї осі, що призводить до відтиснення від внутрішньої його поверхні стінок механічних відкладень і шламу [76].

Значно простішу конструкцію очисного пристрою, що прокручується відносно своєї осі, зображено на рис. 1.16.

Конструкція пристрою забезпечує ефективне очищення внутрішньої поверхні трубопроводів малого діаметру, будучи одночасно нескладною та зручною в експлуатації.

Виготовлення корпусу пристрою 1 з гуми дає змогу йому вільно проходити повороти та вигини трубопроводу.



1 – корпус; 2 – прямокутні гвинтові канали; 3 – щітки; 4 – трубопровід

Рисунок 1.16 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздовжньо-обертового руху з металічними щітками

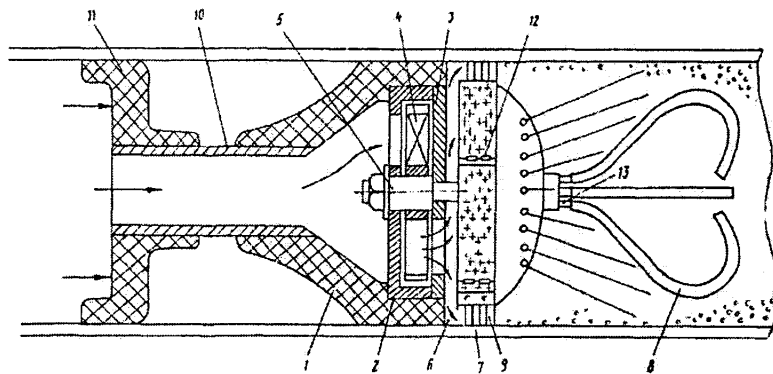
Пристрій встановлюють у шлейф свердловини 4, що підлягає очищенню, і під тиском подають в нього робоче середовище (рідина, газ). Під дією робочого середовища пристрій переміщується вздовж трубопроводу. Частина потоку робочого середовища з великою швидкістю проходить через гвинтові канали 2 і створює крутний момент, який обертає корпус 1 пристрою разом зі щітками 3. Очищення внутрішньої поверхні трубопроводу проходить за рахунок металічних щіток 3, які з великим крутним моментом обертаються відносно неї і руйнують відкладення, а потік робочого середовища, що з

великою швидкістю рухається по гвинтових каналах 2 вздовж внутрішньої поверхні трубопроводу 4, підхоплює зруйновані відкладення і несе їх попереду пристрою [77].

Авторами роботи [78] запропонована удосконалена конструкція пристрою повздовжньо-обертового руху з регулюючими очисними інструментами.

На рис. 1.17 зображено очисний пристрій, який обертається відносно своєї осі за допомогою турбінки, а в якості очисних елементів вибрані металічні щітки і різці у вигляді гачкоподібних смужок, що послідовно кріпляться на валі турбінки.

Завдяки центральному отвору і щільному приляганню хвостовика 11 і головки 1 до стінки трубопроводу потік робочого середовища переміщує пристрій по трубопроводу. При виникненні перешкоди під час руху пристрою у вигляді забруднень у трубопроводі потік робочого середовища через центральний отвір у втулці 10 направляється на турбінку 4. Турбінка 4 починає обертатись разом з очисними елементами. Різці 8 розрихлюють тверді відкладення, а щітки 7 остаточно очищують стінки трубопроводу.



- 1 – головка; 2 – корпус; 3 – кришка; 4 – турбінка; 5 – вал турбінки; 6 – диск; 7 – щітки;  
8 – різці; 9 – пружина; 10 – втулка; 11 – хвостовик; 12 – петлі; 13 – шарніри

Рисунок 1.17 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздовжньо-обертового руху з металічними щітками і різцями



Легкі і рихлі відкладення змиваються з поверхні трубопроводу струменями робочого середовища, що виходять із отворів в диску 6 і виносяться вперед по трубопроводу перед пристроєм.

Тим самим забезпечується постійне очищення самих очисних елементів від забруднення і постійне підтримання їх в робочому стані.

Щітки 7 додатково відмиваються від забруднення частиною робочого середовища, яка проходить через кільцевий простір між диском 6 і трубопроводом [79].

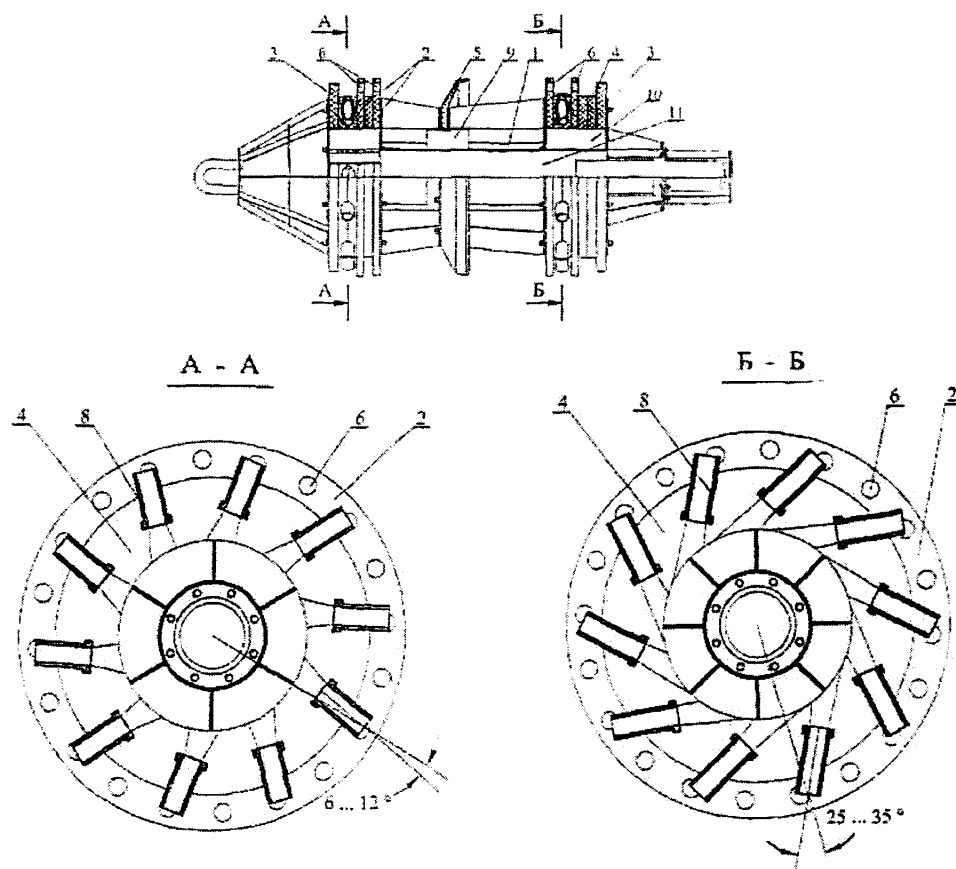
Головною особливістю пристрою для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу (рис. 1.18) є те, що крім розмивання шару відкладень, сопла сприяють обертанню пристрою навколо повздовжньої осі, що підвищує якість очищення трубопроводу та зменшує ймовірність його застрягання в трубопроводі.

Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу працює таким чином.

Пристрій встановлюють у трубопровід, що підлягає очищенню, і переміщують вздовж трубопроводу потоком робочого середовища. Очищення відкладень та забруднень здійснюється дисками 2 в головній і хвостовій частинах пристрою. Перед головним блоком очисних дисків 2 тверді відкладення розмиваються і подрібнюються струменями робочого середовища через головні сопла 7. Таке ж саме розмивання відбувається і між очисними дисками 2 у хвостовій частині пристрою. Крім розмивання шару відкладень, сопла 7 сприяють обертанню пристрою навколо повздовжньої осі, що підвищує якість очищення поверхні трубопроводу та зменшує ймовірність його застрягання в трубопроводі. Отвори 6, кільцевий канал 9 формують направлений потік робочого середовища, який вимиває частки відкладень та забруднень із зони очищення в порожнину трубопроводу перед пристроєм.

Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу запропонованої конструкції найбільш ефективно може бути використаний для очищення внутрішньої поверхні нафтопроводів або конденсатопроводів від

парафіновміщуючих відкладень, забруднень та продуктів корозії матеріалу трубопроводу [80].

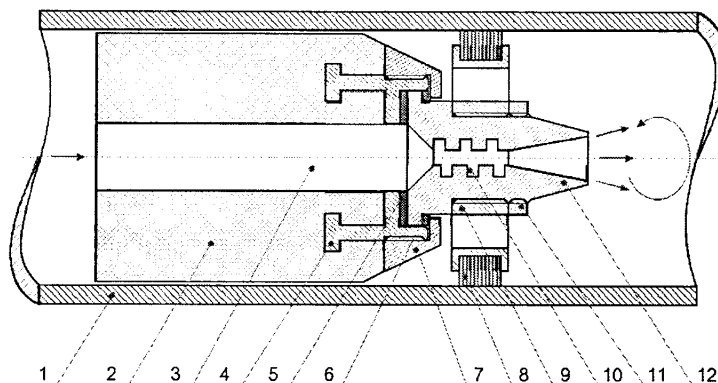


1 – корпус; 2 – очисні диски; 3 – центруючі диски; 4 – прокладкові диски; 5 – ущільнююча манжета; 6 – отвори; 7 – соплові отвори; 8 – патрубки; 9 – кільцевий канал; 10, 11 – канали

Рисунок 1.18 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздовжньо-обертового руху за рахунок кінетичної енергії струменів

На рис. 1.19 зображено газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин. Обладнання пристрою крутним надзвуковим соплом з металевою щіткою забезпечує високу ефективність очищення внутрішньої поверхні трубопроводу за рахунок кінетичної енергії струменя газу, що виходить із надзвукового сопла попереду пристрою, та металевої щітки, яка обертається з великим крутним моментом.

Пристрій встановлюють у шлейф свердловини 1, що підлягає очищенню, і під тиском подають в нього газ. Під дією потоку газу пристрій переміщується вздовж трубопроводу.



1 – трубопровід; 2 – корпус; 3 – центральний прохідний отвір; 4 – кріплення; 5, 6 – прокладки; 7 – гайка; 8 – щітка; 9 – диск; 10 – гвинтовий канал; 11 – контргайка; 12 – сопло

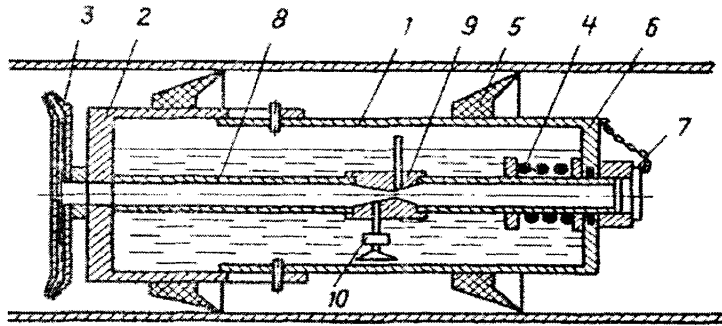
Рисунок 1.19 – Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздовжньо-обертового руху

Частина потоку, проходячи через центральний прохідний отвір 3 в корпусі 2, потрапляє в надзвукове сопло 12, де формується в струмінь газу з надзвуковою швидкістю. Одночасно за рахунок гвинтових каналів 10 на внутрішній поверхні надзвукового сопла 12 воно отримує крутний момент і обертається відносно центральної осі пристрою. Разом з надзвуковим соплом 12 обертається і диск 9 з металевою циліндричною щіткою 8 [81].

Для підвищення якості очищення трубопроводів від рідких скупчень і збільшення терміну служби пристрою за рахунок усунення перетоків рідини через нещільності манжет шляхом створення в порожнині трубопроводу перед рухомим пристроєм буферної зони, заповненої піною, розроблено пристрій, який зображено на рис. 1.20.

Пристрій працює наступним чином. При русі пристрою в трубопроводі і зустрічі з рідким скупченням насадок 2 загальмовується, а задній кінець труби 8 вибиває корок 7, відкриваючи доступ газу з трубопроводу до ежектора 9. Піна

утворюється за рахунок перемішування струменя газу і розчину ПАР, який всмоктується в ежектор 9 з порожнини корпусу 1 по патрубку 10.

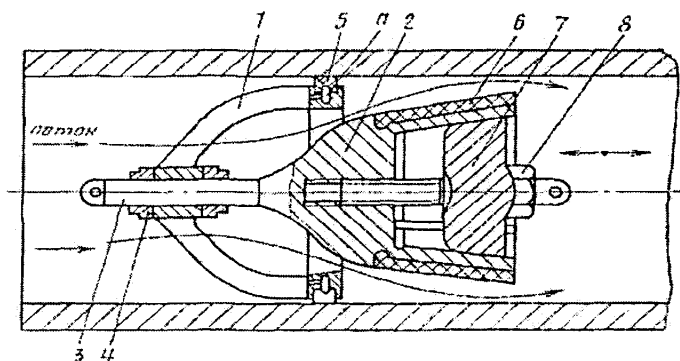


1 – корпус; 2 – насадок; 3 – диск; 4 – пружина; 5 – манжети; 6 – задня стінка корпусу;  
7 – корок; 8 – труба; 9 – ежектор; 10 – патрубок

Рисунок 1.20 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу від скупчень рідини повздовжнього руху з пінним ущільненням манжет

Піна, яка рухається перед пристроєм, перешкоджає перетокам рідини через нещільності манжет і зменшує динамічні навантаження на пристрій, збільшуючи при цьому термін його придатності [82].

На рис. 1.21 зображено пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів від різного роду забруднень під дією кавітації.



1 – збудник кавітації; 2 – обтікач; 3 – вісь; 4 – гайка; 5 – пружне ущільнення; 6 – гумове кільце; 7 – конус; 8 – регулююча гайка

Рисунку 1.21 – Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводів повздовжнього руху за рахунок кавітації

Пристрій працює таким чином. Рідина під тиском проходить через збудник кавітації 1, а потім через кільцеву щілину між збудником кавітації 1 і обтікачем 2. Внаслідок звуження кільцевої щілини до такої величини, при якій відбувається пароутворення в потоці рідини, яка проходить через щілину, створюється кавітаційне поле, яке діє на тверді забруднення внутрішньої поверхні трубопроводів. Довжина зони кавітації і, відповідно, інтенсивність процесу очищення регулюється положенням розпірного конуса 7 за допомогою регулюючої гайки 8. Внаслідок чого проходить розширення або звуження обтікача 2. А це, в свою чергу, регулює зазор між внутрішньою поверхнею трубопроводу і гумовим кільцем 6. Пружне ущільнення 5 забезпечує герметичне прилягання збудника кавітації 1 до внутрішньої поверхні трубопроводу. Додаткове розпирання пружного ущільнення 5 забезпечується тиском рідини, що підводиться через отвори до каналів. Переміщення пристрою всередині трубопроводу здійснюється тросиком, закріпленим на обтікачу 2. Збудник кавітації 1 та обтікач 2 встановлені на одній осі 3 і з'єднані між собою з можливістю переміщення, що досягається за допомогою гайок 4. Збудник кавітації 1 виконаний чашоподібним і має на зовнішній поверхні пружне ущільнення 5, зв'язане каналами з потоком рідини [83].

Дослідженнями, що проведені в УкрНДІгазі і в ВНДПАР, показано принципову можливість винесення із трубопроводу вуглеводневого конденсату, води і дрібнодисперсних механічних частинок за допомогою низькократних і високократних пін [84].

Метод ґрунтується на тому, що піни різної величини кратності здатні видаляти із трубопроводу різного роду забруднення за рахунок таких фізико-хімічних процесів:

– зниження поверхневої енергії на границі розділу фаз і утворення адсорбційних плівок на частинках забруднень;

– диспергуючої дії піни на частинки рідини, в результаті чого вони стають більш рухомими і легко видаляються із трубопроводу газодинамічним потоком;

- флотації піною твердих дрібнодисперсних частинок;
- всмоктування ліофільних і ліофобних рідин і механічних частинок у міжплівковий простір (канали Плато – Гібса) високократною піною за рахунок капілярних ефектів;
- механічного винесення забруднень в'язкопружною піною за рахунок ефекту поршнювання за допомогою газодинамічного потоку.

Очищення трубопроводу піною низької кратності ( $K=10-20$ ) зводиться до заповнення його деякою кількістю піни по трубі під дією перепаду тиску. Піна генерується в змішувачах ежекційного типу, швидкість її руху (до 10 м/с), густина (40-100 кг/м<sup>3</sup>), тому рідина, яка знаходиться в трубопроводі, виноситься за рахунок механічного поршнювання піни.

Проте цей спосіб може бути використаний для очищення невеликих ділянок газопроводів малого діаметру (до 150 мм), наприклад, промислових газопроводів.

Для реалізації розглядуваного способу на газопроводах більших діаметрів потрібно було б використати значні об'єми піни, руйнування якої під час її руху по газопроводу і в контакті з конденсатом призвело б до значного вторинного накопичення рідини.

Всі ці фактори вказують на неприйнятність цього методу для очищення магістральних газопроводів.

У зв'язку з цим розроблено спосіб пінного газорідинного очищення магістральних газопроводів за допомогою високократних пін ( $K=100-1000$ ), який було випробувано на ділянці магістрального газопроводу Шебелинка – Харків діаметром 400 мм і довжиною 2450 м [85].

Візуальні спостереження проб піни на виході магістрального газопроводу свідчать, що газоконденсат рівномірно розподіляється в структурних елементах піни. Це однозначно вказує на механізм пінного очищення: піна не виштовхує газоконденсат, а всмоктує конденсат завдяки своїй розвинутій капілярній структурі і виносить з трубопроводу.

Для реалізації цього способу запропоновано різні конструкції піногенераторів [86, 87] і пристрій для руйнування піни [88].

Відомі також інші способи очищення внутрішньої порожнини газопроводів від скупчень рідини, зокрема, шляхом створення імпульсного режиму руху робочого потоку газу перекриттям лінійного крану працюючого газопроводу [89, 90]. При перекритті крану зростає тиск на ділянці газопроводу до крану. Після досягнення необхідного перепаду тиску „до” і „після” крану останній швидко відкривають. В результаті різкого зростання швидкості руху газу рідина виноситься з ділянки газопроводу до крану. Іншим шляхом реалізації імпульсного режиму робочого потоку газу в газопроводі є тимчасова зупинка всіх чи частини газовидобувних свердловин з подальшим одночасним уведенням їх в експлуатацію. Проте реалізація цього способу на внутрішньопромислових газопроводах може призвести до порушення встановленого технологічного режиму роботи свердловин та установок промислової підготовки газу, що обмежує можливості ефективного застосування способу.

Іншим напрямком очищення трубопроводів від рідини є застосування гелеподібних поршнів. Вони можуть виконувати більшість функцій механічних поршнів, відрізняються також здатністю до деяких хімічних реакцій, можуть бути запомповані в порожнину трубопроводу через засувку з діаметром прохідного отвору менш ніж 51 мм, і, що також важливо, вони не виходять з ладу в процесі їх проходження, як механічні поршні.

Більшість гелів, які використовуються для очищення трубопроводів, – на водній основі, але можна також отримати в гелеподібній формі ряд хімреагентів, розчинників і навіть кислот. При проведенні робіт з очищення внутрішньої поверхні трубопроводів в основному застосовуються гелі чотирьох типів:

- гелі-розділювачі партії нафтопродуктів;
- гелеподібні поршні для винесення механічних частинок і води;
- вуглеводневі гелі;

– гелі-осушувачі.

*Застосування гелів при послідовному перекачуванні.* Гелеподібні розділювачі отримують шляхом додавання у прісну або морську воду гуарової смоли, яка характеризується поперечними зв'язками молекул з одночасним безперервним або періодичним переміщенням. Концентрація гелю підбирається залежно від умов його застосування. Гелі, які застосовуються в якості розділювачів, відрізняються псевдопластичністю, в'язкопружністю, здатністю до відновлення форми і зменшенню дотичної напруги зсуву.

Гелі-розділювачі забезпечують високу степінь герметичності, повністю попереджують перетікання рідин, яких необхідно розділити в процесі перекачування.

Один із запропонованих розділювачів представляє собою емульсію такого складу: нафту (або нафтопродукти), водний розчин поліакриламід, гама-окис заліза, поверхнево-активну речовину і розчин полівалентного металу [91]. В'язкопружний розділювач наведеного складу розчиняється в бензині, гасі, гексані і толуолі впродовж двох діб при температурах 292-295 К, не руйнується при пропусканні через трубопроводи різного поперечного перерізу, термостійкий при температурах 263-373 К, характеризується високою еластичністю і має магнітну пам'ять.

Розділювальний поршень із гелю може бути використаний самостійно або в комбінації з механічним розділювачем, що значно підвищує ефективність останнього. В результаті такої комбінації зменшується імовірність застрягання механічного розділювача. Гелеві поршні також високоефективні при видаленні механічних розділювачів, які застрягли в трубопроводі в результаті зношення ущільнюючих манжетів або інших причин.

Довжина гелевих розділювальних поршнів коливається в межах від 60 до 600 м, залежно від протяжності і діаметра трубопроводу [92].

*Гелеві поршні для винесення механічних частинок і води.* Для очищення трубопроводу від механічних частинок і води можуть бути використані з



різним ступенем ефективності гелі всіх типів. Склад гелевого поршня спеціально для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від забруднень запатентований компанією „Shell development” і розроблений спільно з компаніями „Shell expo” і „Dowell Schlumberger”.

Відомий також склад гелеподібного поршня для очищення внутрішньої порожнини каналів, який містить поліакриламід, пісок, нафтове масло, хромову суміш та воду [93]. Поршень випробовувався в трубопроводі довжиною 31 м і внутрішнім діаметром 25 мм. Трубопровід мав один поворот на 90°, вставки меншого і більшого діаметрів. Розглядуваний гель проштовхувався стиснутим повітрям із середньою швидкістю проходження 0,16-0,25 м/с, перепад тиску на поршні становив 4-50 кПа залежно від вмісту забруднень. Після проходження по трубопроводу поршень не мав розривів.

Застосування поршнів аналогічного типу для очищення газопроводів вимагає надійного контролю за їх проходженням по довжині трубопроводу і відділення в кінці трубопроводу, на вході в УКПГ. Якщо поршень не вивести із системи, то він може накопичуватись в розділювачах води і конденсату та в ємностях для зберігання рідини чи виноситись потоком газу із сепараторів і попадати на прийом компресорної станції і в магістральний газопровід. В цьому відношенні ефективнішими є поршні, які з часом самі руйнуються (розкладаються). Такі поршні розроблені, зокрема, в науково-виробничому кооперативі “ТЕХНОГАЗ–89” і впроваджені у ВО “Надимгазпром” [94]. Технологія очищення трубопроводів за допомогою саморуйнуючих поршнів передбачає виготовлення їх безпосередньо на промислі. Готується формівна суміш, яка подається в камеру запуску традиційної найпростішої конструкції і витримується в ній до утворення поршня. В подальшому поршень пропускається по трубопроводу. Через певний проміжок часу поршень розкладається. При застосуванні саморуйнуючих поршнів зайвою є необхідність в обладнанні трубопроводів камерами приймання очисних пристроїв і попереджується можливість закупорювання трубопроводів.

*Вуглеводневі гелі.* Гелі із рідким вуглеводневим середовищем або органогелі, з використанням в якості дисперсного середовища, наприклад, дизельного пального або гасу характеризуються високим ступенем герметичності при використанні їх в якості розділювачів. Вони можуть бути також ефективні для видалення води, механічних частинок, а також конденсату із газопроводу. В гелях такого типу масова концентрація інгібіторів корозії може бути доведена до 20 %, тому вони можуть виконувати дві функції одночасно.

Якщо по газопроводу транспортується „вологий” або „жирний” газ, навіть при частому очищенню його звичайними поршнями механічного типу не вдається повністю витіснити випавшу рідину. Ефективність очищення від рідини суттєво підвищується при комбінованому застосуванні механічного поршня і органогелю.

*Гелі-осушувачі.* Для підвищення ефективності „осушення” порожнини трубопроводу від рідини можуть бути використані гелі на основі спиртів і інших реагентів.

Створити гель із такого осушуючого розчинника, як метанол, можна шляхом використання різного роду полімерів – виробництва целюлози. Застосування гелю на основі метанолу може забезпечити зменшення кількості операцій із запускання механічних поршнів.

При використанні осушуючих гелів застосовується наступна схема. На початку рухається розділювальний поршень із гідрогелю. Призначення цього поршня – очищення порожнини від основної маси води, після нього залишається тільки водяна плівка, яка абсорбується осушуючими реагентами. Далше за ним проходить осушуючий поршень, який контактує з розділювальним поршнем. В результаті цього попереджується поглинання спиртом значної кількості води із гідрогелю. В кінці „ланцюга” використовуються механічні поршні, манжети яких ущільнюються осушуючим гелем. Механічні поршні, в свою чергу, проштовхуються газом. Така схема

зводить до мінімуму проникнення газу в осушуючий поршень і тертя манжет механічних поршнів до стінки трубопроводу [92].

Незважаючи на широкий вибір запропонованих механічних очисних пристроїв, використання їх ускладнюється за рахунок монтажу вузлів їх запуску і приймання, підтримання відповідного перепаду тиску на очисному пристрої для забезпечення визначеної швидкості його переміщення в порожнині газопроводу (6-30 км/год) і контролю проходження очисного пристрою по газопроводу. Крім того, більшість із наведених механічних очисних пристроїв не може ефективно використовуватись в трубопроводах змінного діаметра, проходити звуження в порожнині трубопроводу або місця, де встановлені давачі або інші прилади, зберігати достатньо високу герметичність на протяжних ділянках траси, проходити без «заїдання» або повного застрягання.

Значно ефективнішими у цьому відношенні є гелеві поршні. Оскільки гелеві поршні володіють вельми високою адгезійною здатністю, то в процесі проходження їх по трубопроводу деяка частина гелю залишається на внутрішній стінці труб. Це призводить до часткового руйнування гелевого поршня або вимагає запомповування значних об'ємів гелю.

### Висновки до першого розділу

Експлуатація свердловин на родовищах природних газів переважно ускладнюється обводненням, а в разі газоконденсатних родовищ, які розробляються на виснаження додатково випаданням з газу вуглеводневого конденсату.

З появою рідини в свердловинній продукції зменшуються дебіти газу і робота свердловин стає нестабільною аж до припинення природного фонтанування. У разі низьких дебітів газу вода і вуглеводневий конденсат скупчується у понижених ділянках газопроводу, що викликає збільшення гідравлічного опору окремих його ділянок, та в підсумку є причиною

зменшення видобутку газу із свердловин. Ця проблема інтенсифікації видобування газу особливо актуальна в умовах обводнення свердловин, а також на завершальній стадії розробки родовищ, коли знизилась пластова енергія.

Тому вимагає комплексного рішення проблема боротьби зі скупченнями рідини у стовбурі і викидних лініях свердловин з метою зменшення втрат тиску і підвищення відборів газу із свердловин.

Одним із способів, який дозволить продовжити період фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин за рахунок використання власної енергії або подачі частини газу з поверхні, є плунжерний піднімач. Запропоновано ряд конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача, проте кожен із них має свою область ефективного використання.

Запропоновано ряд методик розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача, проте більшість із них носять емпіричний характер, присвячені аналітичному рішенню окремих питань процесу винесення стовпа рідини. Крім того, у відомих методиках не враховуються такі параметри як – втрати тиску на тертя при русі самого плунжера, швидкість падіння корпусу плунжера у газовому і рідинному потоках, а також тиск, який необхідний для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним в момент піднімання.

Ефективними способами очищення внутрішньої порожнини газопроводів від скупчень рідини є застосування різноманітних очисних пристроїв і пін, однак вони мають обмежену область застосування на практиці через необхідність монтажу додаткового обладнання.

Розроблені методи очищення внутрішньої порожнини шлейфів і промислових газопроводів від скупчень рідини шляхом використання гелевих поршнів є високopersпективними. Проте потребують більш детального вивчення, як в аспекті умов деструкції гелевої системи (у зв'язку з цим зайвою є необхідність в обладнанні трубопроводів камерами уловлювання поршня), зменшення адгезії гелю до металу, так і в дослідженні можливих варіантів уведення гелевого поршня в трубопровід.

Таким чином все це обґрунтовує необхідність вдосконалення конструкції плунжерів для плунжерного піднімача та методик розрахунку експлуатації свердловин плунжерним піднімачем, а також складу гелеподібних поршнів для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від скупчень рідини.

## РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ ІЗ ВИБОУ  
ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА ДОПОМОГОЮ  
УСТАНОВКИ ПЛУНЖЕРНОГО ПІДНІМАЧА І УДОСКОНАЛЕННЯ  
МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ЇЇ РОБОТИ

2.1 Опис експериментальної установки плунжерного піднімача і методика досліджень

*Умови подібності.* При дослідженні процесу руху газорідинної суміші в трубах необхідно максимально наблизити умови проведення експерименту до практичних умов, оскільки при дотриманні подібності природи і моделі можливо вивчити практичні питання на основі даних, отриманих на моделі.

З практики гідрогазодинамічних розрахунків відомі геометричні і гідродинамічні критерії подібності моделі і природи. Явище називається подібним, якщо воно відрізняється тільки чисельними значеннями визначальних параметрів і при цьому так, що для них відповідні безрозмірні величини  $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_{n-k}$  співпадають. У зв'язку з розглядуваним визначенням подібних явищ безрозмірні величини  $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_{n-k}$  співпадають або знаходяться у допустимих межах відхилення.

Забезпечити геометричну подібність при побудові моделі набагато простіше, ніж гідродинамічну. Умови гідродинамічної подібності моделі і природи потребують рівності на моделі і в природі відношень всіх сил, під дією яких відбувається процес.

Для встановлення умов (критеріїв) гідродинамічної подібності необхідно розглянути диференціальні рівняння руху, які описують процес руху газорідинного потоку в трубах.

Детально основні безрозмірні критерії, які описують рух газорідинної суміші в трубах, розглянуті в працях [69, 95] і представлені системою наступних рівнянь:

$$P_1 = \frac{\rho \cdot d \cdot v}{\mu}; \quad P_2 = \frac{v}{\sqrt{g \cdot d}}; \quad P_3 = \frac{P}{\rho \cdot v^2}; \quad P_4 = \frac{t \cdot v}{l}. \quad (2.1)$$

Очевидним є те, що комплекси  $P_1, P_2, P_3, P_4$  відповідно є відомими критеріями Рейнольдса, Фруда, Ейлера і Струхаля та характеризують відношення сил в'язкості до сил інерції ( $Re$ ), відношення сил тяжіння до сил інерції ( $Fr$ ), відношення сил тиску до сил інерції ( $Eu$ ), інерційні гідродинамічні сили, які виникають при стаціонарному русі рідини чи газу ( $Sh$ ).

Отже, для того, щоб результати експериментальних досліджень з моделі можна було перенести на натуру, необхідно, щоб діапазони зміни вибраних критеріїв подібності моделі та природи були близькими або одного порядку.

Скориставшись умовами подібності двох процесів, отримуємо співвідношення відповідних критеріїв між натурною «н» і модельною «м» конструкціями:

$$\begin{aligned} Re_n &\approx Re_m, \frac{\rho_n \cdot d_n \cdot v_n}{\mu_n} \approx \frac{\rho_m \cdot d_m \cdot v_m}{\mu_m}; \\ Fr_n &\approx Fr_m, \frac{v_n}{\sqrt{g \cdot d_n}} \approx \frac{v_m}{\sqrt{g \cdot d_m}}; \\ Eu_n &\approx Eu_m, \frac{P_n}{\rho_n \cdot v_n^2} \approx \frac{P_m}{\rho_m \cdot v_m^2}; \\ Sh_n &\approx Sh_m, \frac{t_n \cdot v_n}{l_n} \approx \frac{t_m \cdot v_m}{l_m}. \end{aligned} \quad (2.2)$$

У реальних свердловинах порядок значень числа Рейнольдса змінюється від  $10^3$  до  $10^6$ . На лабораторній установці плунжерного піднімача середнє значення числа Рейнольдса становить  $10^4$ .

Значення числа Фруда на експериментальній установці становить  $1-10^2$ , в реальних об'єктах  $10^{-5}-10^2$ .

Число Ейлера для реальних об'єктів становить  $10^2$ - $10^4$ , на експериментальній установці цей параметр знаходиться в межах  $10^3$ .

Значення числа Струхалія для реальних свердловин при тривалості імпульсного впливу 2-3 с і швидкості газу в трубах близько 10 м/с складає 0,2-0,3. В умовах експериментальної установки плунжерного піднімача в цих умовах необхідно досягти швидкості руху газу всього 0,3-0,45 м/с.

Отже, змонтована експериментальна установка плунжерного піднімача в основному моделює реальні умови.

Для проведення лабораторних досліджень процесу винесення рідини із вибою газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача нами розроблено експериментальну установку, принципова схема якої зображена на рис. 2.1.

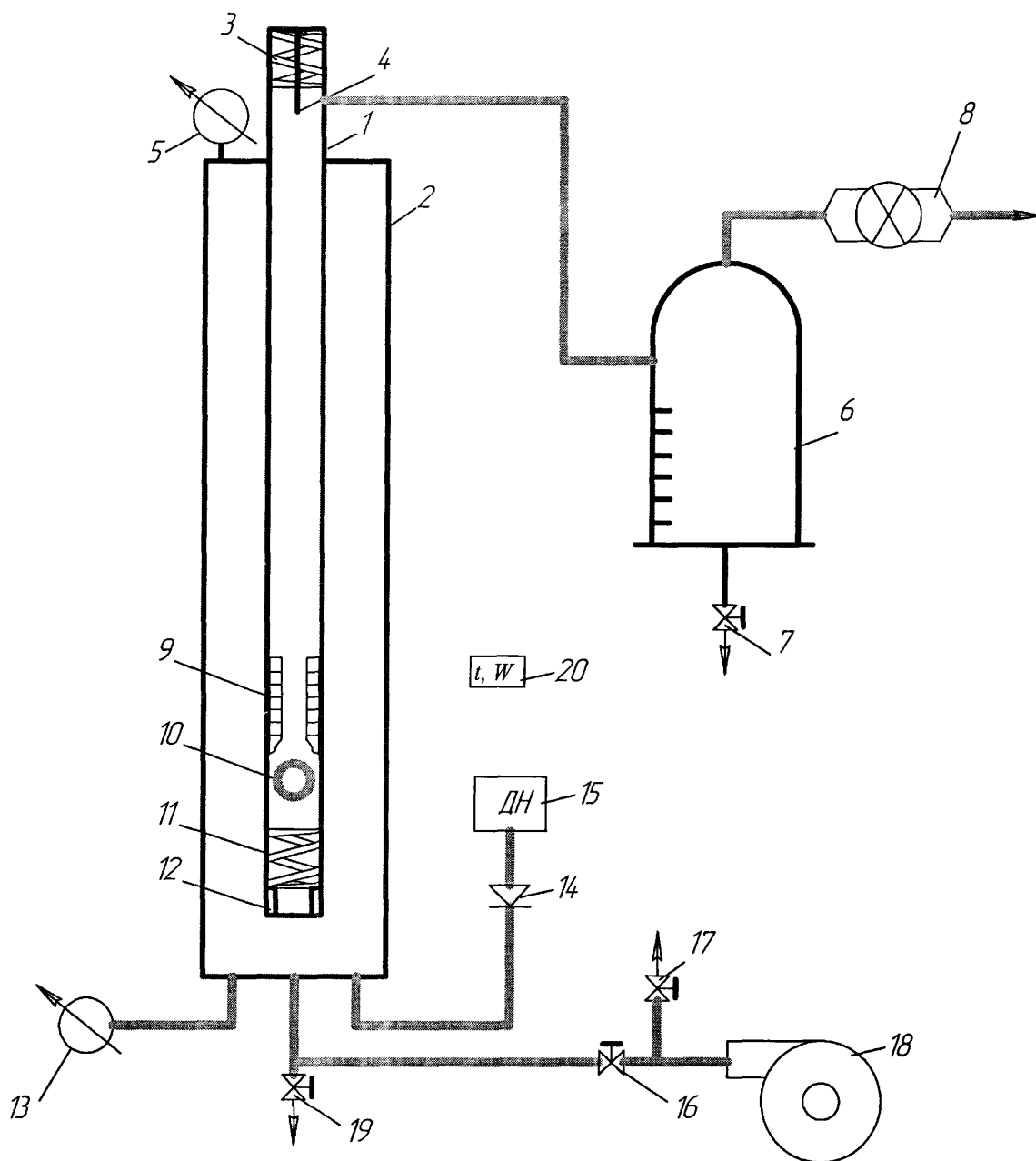
Важливими елементами установки є внутрішня 1 та зовнішня 2 колонки, які виготовлені зі скла, що дає змогу здійснювати контроль за процесами всередині.

Для нагнітання газу в установку використано компресор 18 відцентрового типу, для перепускання надлишку газу в атмосферу служить сферичний кран 17. За допомогою сферичного крану 16 здійснюється додаткове регулювання величини витрати газу, що подається в установку.

Подача і регулювання витрати води здійснюється за допомогою малопродуктивного дозувального насоса 15 – Peripamp Electronic через зворотний клапан 14.

Основним елементом установки є плунжер, який складається із корпусу плунжера 9 у вигляді пустотілого циліндра з рядом поперечних канавок на зовнішній поверхні та кульки 10. Для зменшення ударних навантажень, які виникають при роботі плунжера, використовуються верхній 3 та нижній 11 амортизатори. Шток 4 служить для відокремлення кульки від корпусу плунжера на дві механічно не скріплені секції.





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 – газорідний 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 Peripump Electronic; 18 – відцентровий компресор; 20 – цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15

Рисунок 2.1 – Принципова схема експериментальної установки плунжерного піднімача

Розділення газорідинної суміші відбувається в сепараторі 6, після чого вимірюється витрата газу аналоговим давачем витрати газу 8 типу AWM720P1, при необхідності можна виміряти об'єм води, що виноситься із моделі свердловини за допомогою поділок, які нанесені на корпусі сепаратора 6.

Вимірювання тиску в нижній частині внутрішньої колони та в затрубному просторі здійснюється за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP, а для визначення температури газу і його відносної вологості використовується цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15.

Згідно з принциповою схемою (рис. 2.1), змонтована експериментальна установка плунжерного піднімача, загальний вигляд якої зображено на рис. 2.2.

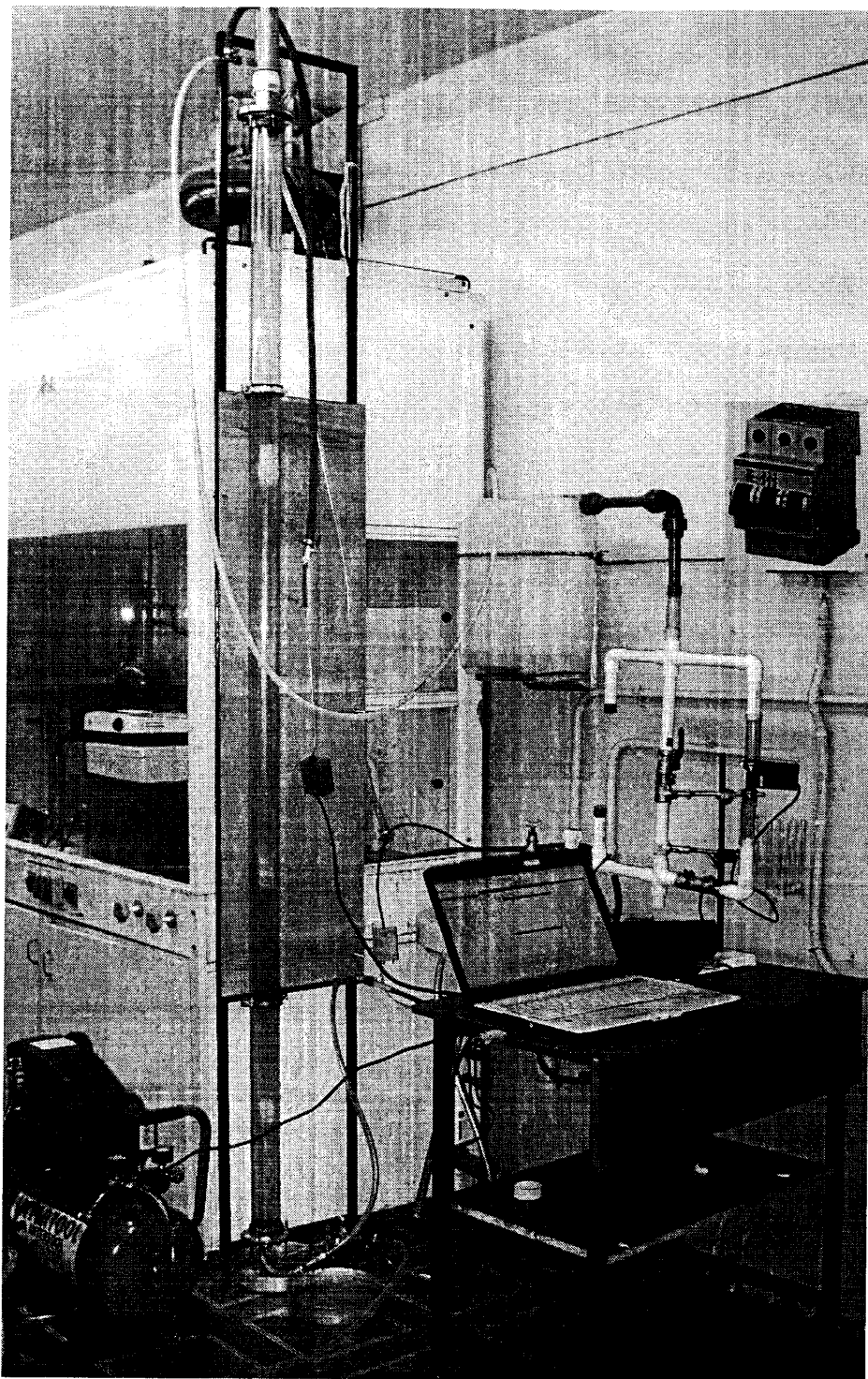


Рисунок 2.2 – Загальний вигляд експериментальної установки плунжерного піднімача

Перша частина дослідів полягала у вимірюванні швидкості падіння циліндрів (корпусів плунжера без кульки) у висхідному газовому і рідинному потоках, а також у визначенні впливу величини зазору між зовнішньою стінкою корпусу плунжера та внутрішньою стінкою скляної колонки на швидкість

падіння циліндрів у висхідному газовому і рідинному потоках. Для цього на внутрішню скляну колонку наклеювались непрозорі водостійкі смужки через кожні 40 см. Це дозволяло пересвідчитись в тому, що корпус плунжера проходив відстань між смужками через однакові проміжки часу, тобто рухався всередині колонки рівномірно. Для того, щоб оцінити час проходження корпусу плунжера між двома сусідніми смужками, цей процес знімався на цифрову фотокамеру. Після цього відео файл оброблявся за допомогою програми для захоплення і обробки відео *VirtualDub*. Таким чином вдалось забезпечити визначення часу з точністю до 0,06 сек.

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

В задачу подальшого етапу досліджень входило:

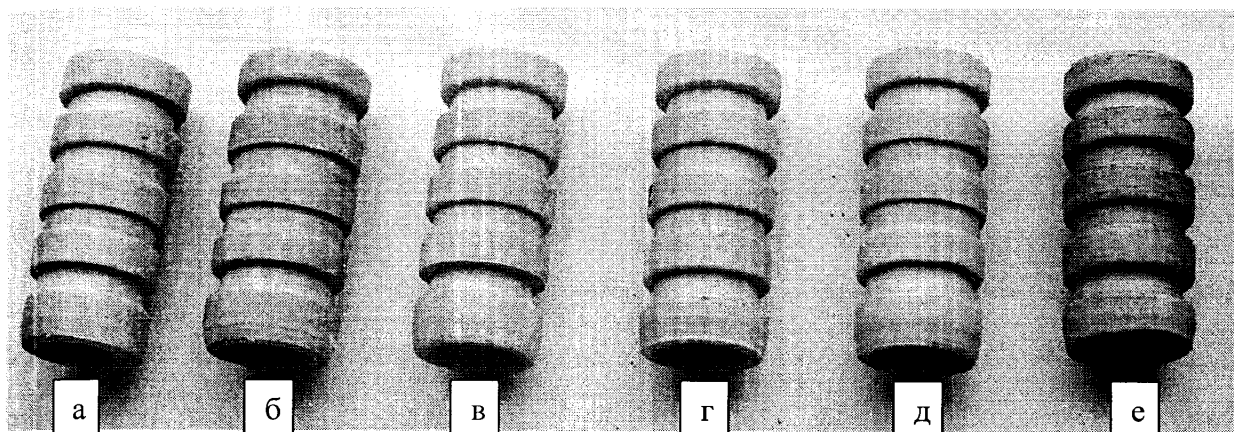
- визначення витрати і тиску газу, при яких плунжер починає підніматись від нижнього амортизатора;
- визначення параметрів, при яких відбувається стабільна робота установки плунжерного піднімача;
- визначення оптимального зазору між зовнішньою стінкою корпусу плунжера і внутрішньою стінкою скляної колонки.

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 вибій 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. 2.3). 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 2.3 – 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.

## 2.2 Результати експериментальних досліджень винесення рідини із свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача

### 2.2.1 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 [96] була побудована матриця планування результатів експерименту (таблиця 2.1). В подальшому визначали абсолютну швидкість руху циліндрів у висхідному потоці рідини. Кожен паралельний дослід проводили 5 разів, а результати заносили в таблицю 2.2.

Таблиця 2.1 – Матриця даних планування експерименту

Номер дослідів	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 2.2 – Експериментальні значення абсолютної швидкості руху циліндрів у висхідному потоці рідини

Номер досліджу	Експериментальні значення $v_{np}$ , м/с					
	1	2	3	4	5	$v_{np.сер}$
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  $|\Delta b_i|$ .

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

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

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

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

На наступному етапі аналізу рівняння регресії проводили перевірку його адекватності.

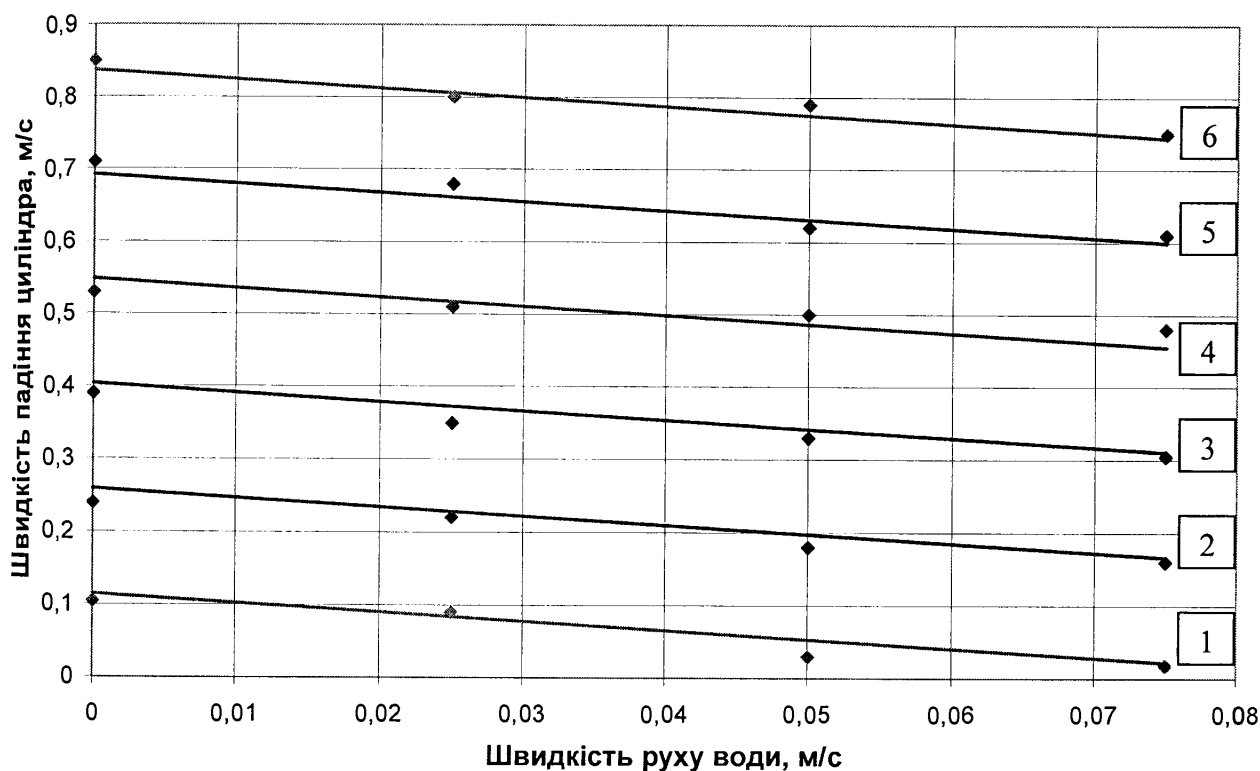
Визначали значення функції відгуку для кожного рядка:

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



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. 2.4.



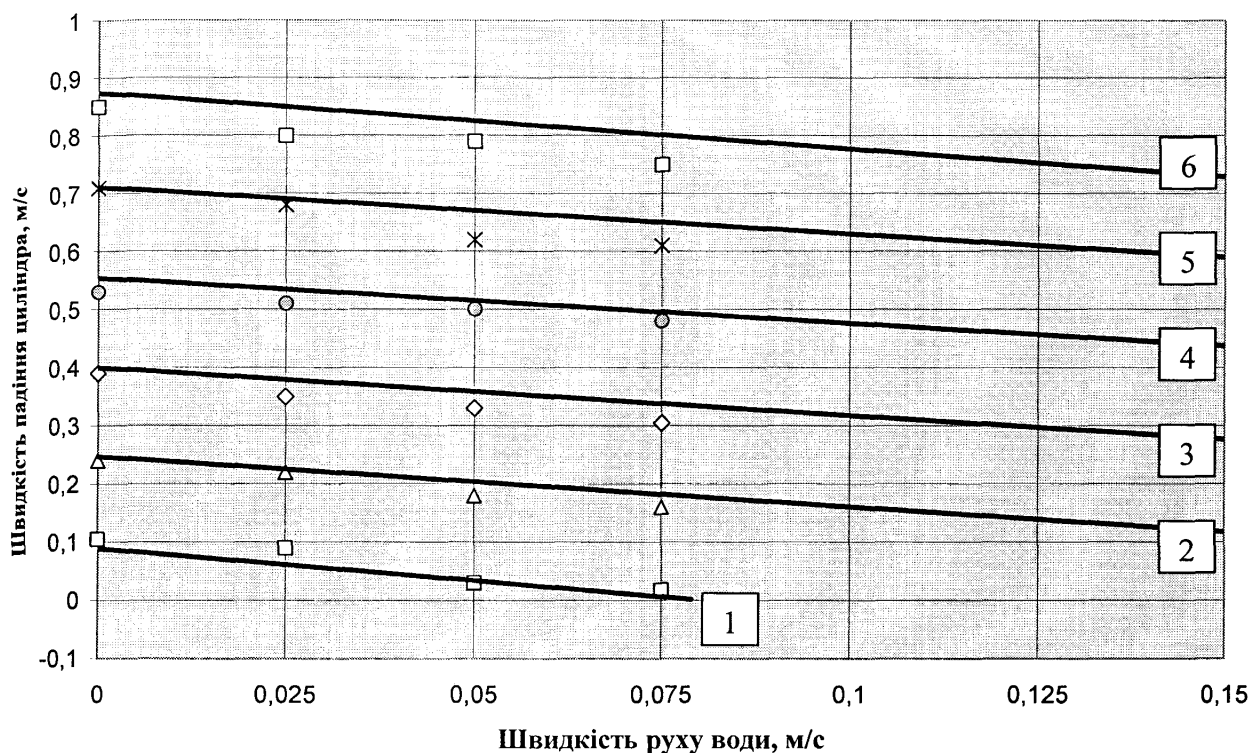
1 – 30,8; 2 – 30; 3 – 29,2; 4 – 28,4; 5 – 27,6; 6 – 26,8 мм

Рисунок 2.4 – Функції відгуку для усіх плунжерів діаметрами

0,0268-0,0308 м та експериментальні точки

На рис. 2.5 та 2.6 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 2.5 – 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. 2.5, 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. 2.5, 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.

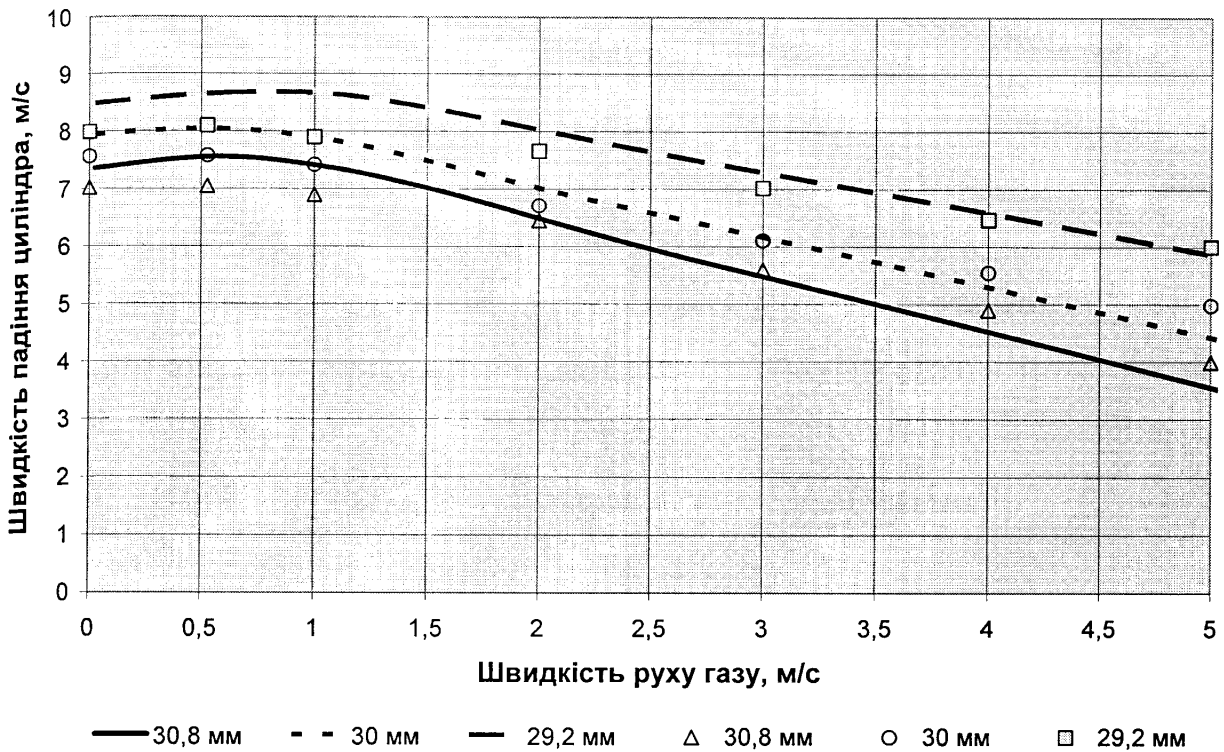


Рисунок 2.6 – Графічні залежності абсолютної швидкості руху циліндрів від швидкості руху висхідного потоку газу за різних значень зовнішніх діаметрів циліндрів: лінія – аналітична залежність; точки – результати експериментів

Із аналізу графічної залежності (рис. 2.6) видно, що із збільшенням швидкості руху газу, абсолютна швидкість падіння циліндра дещо збільшується, досягаючи свого максимального значення, а потім зменшується. Це пояснюється тим, що при невеликих швидкостях руху висхідного потоку газу сила тиску на верхню торцеву поверхню циліндра дещо переважає силу тиску на нижню торцеву поверхню, за рахунок виникнення підсмоктувального ефекту. При подальшому збільшенні швидкості руху висхідного потоку газу цей ефект нівелюється і переважаючими є сила лобового опору та сила тяжіння.

Для зразків циліндрів, зовнішній діаметр яких становить менше 29,2 мм, визначити швидкість падіння циліндра у висхідному газовому потоці з використанням експериментальної установки не було можливості через короткі інтервали часу падіння.

Співставляючи дві попередні графічні залежності (рис. 2.5 та 2.6), варто відмітити, що лінійний зв'язок між абсолютною швидкістю падіння циліндра і швидкістю потоку газу на відміну від падіння циліндра у висхідному потоці рідини не зберігається.

У результаті порівняння експериментальних і теоретичних значень, отриманих швидкостей руху циліндричного тіла у вертикальних трубах у висхідних потоках газу та рідини, обчислені максимальні відносні приведені похибки, які рівні 6,4% – для падіння циліндра у потоці рідини і 12,6% – для падіння циліндра у висхідному потоці газу.

### 2.2.2 Результати дослідження параметрів роботи установки плунжерного піднімача

Режим роботи установки, окреслений жирною лінією (рис. 2.7), характеризується зміною параметрів (тиски на вибої та в затрубному просторі, витрата газу), які необхідні в початковий момент часу для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним. Далше подачу газу в установку зменшували до такого мінімального значення, при якому не буде значних ударів плунжера об верхній амортизатор, а також забезпечуватиметься усталений режим роботи установки, тиск при цьому у затрубному просторі становив 0,85-0,9 від того значення, яке необхідне для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним.

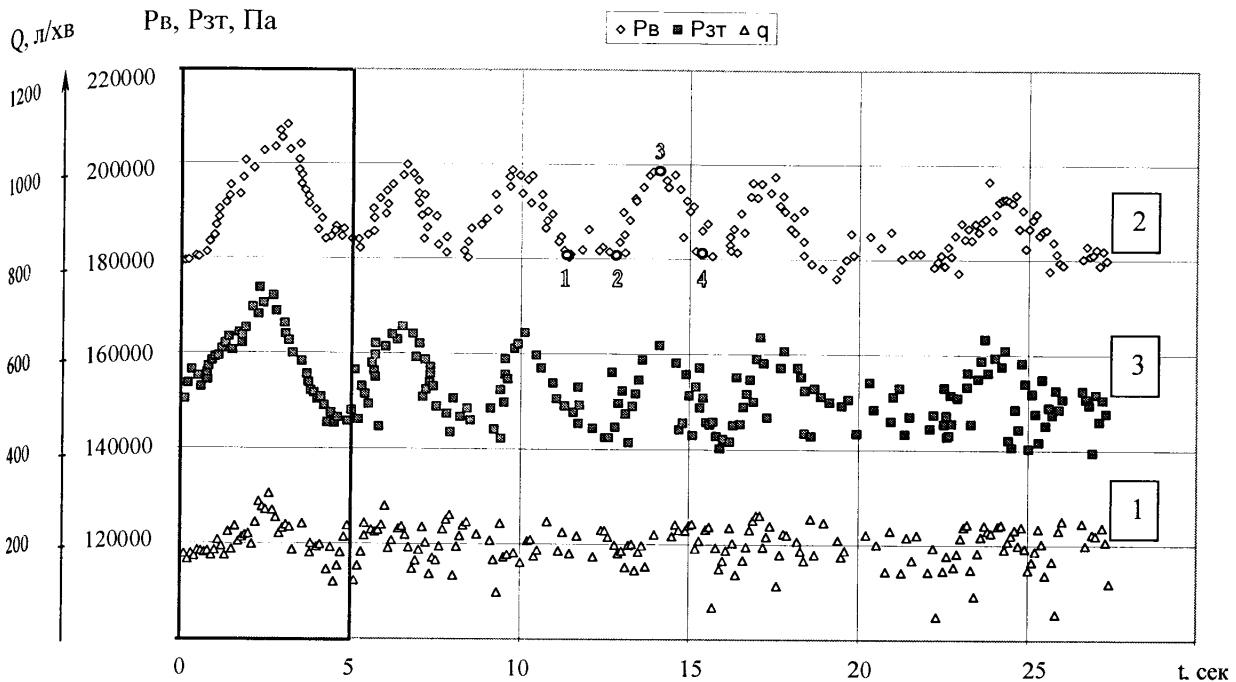


Рисунок 2.7 – Зміна в часі витрати газу (1), тиску на вибої (2) та в затрубному просторі (3) при безперервній роботі плунжера за постійної подачі рідини на вибій

Точка 1 відповідає початку піднімання рідини, на ділянці 1-2 відбувається піднімання рідини разом із плунжером від нижнього амортизатора до верхнього. В точці 2 вільна поверхня газованої рідини підходить до верхнього амортизатора і попадає в збірну лінію, яка підключена до газорідинного сепаратора. В точці 3 закінчується викидання рідини і починається продування самого газу, тиск при цьому інтенсивно знижується. Деяка точка на ділянці 3-4 відповідає моменту початку падіння плунжера. Таким чином, падіння плунжера відбувається при менших значеннях тиску, а відповідно і витраті газу. Так, абсолютне значення тиску на вибої в період піднімання рідини становить близько 0,18 МПа, а в затрубному просторі – близько 0,14 МПа, при цьому витрата газу становить в середньому 200 л/хв. Коли плунжер доходить до нижнього амортизатора, цикл повторюється.

Наведена графічна залежність (рис. 2.7) побудована за даними, які відповідають усталеному режиму роботи установки.

Аналогічні експерименти за тих самих умов, виконані для усіх підготовлених зразків плунжерів, які зображені на рис. 2.3. Результати цих експериментів зображені на рис. 2.8-2.13.

Як показали результати лабораторних експериментів, усталена робота установки плунжерного піднімача забезпечується при різних витратах газу і характеризується такими показниками: а) однаковим характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої; б) однаковою тривалістю і кількістю рідини, що виноситься за цикл.

Усталений режим роботи установки не завжди відповідає стабільній роботі самого плунжера так, як бувають випадки, що при усталеному режимі роботи плунжерного піднімача проходять значні удари плунжера об нижній та верхній амортизатори. Це призводить до виходу із ладу штока, нижнього і верхнього амортизаторів, обмежувачів ходу плунжера, клапанного вузла і корпусу плунжера. Тому при встановленні режиму роботи установки необхідно задати такі параметри, які забезпечать якомога менші удари плунжера об нижній і верхній амортизатори.

Удари плунжера об верхній амортизатори виникають у таких випадках: а) при великій швидкості піднімання плунжера; б) при малій висоті стовпа рідини, що виноситься плунжером.

Удари плунжера об нижній амортизатор виникають у таких випадках: а) при великій швидкості падіння плунжера; б) при малій висоті стовпа рідини на вибої, що накопичується за час повного циклу; в) при невеликій густині і в'язкості рідини над нижнім амортизатором.

При виникненні ударів плунжера об верхній амортизатор доцільно зменшити швидкість піднімання плунжера, встановити штуцер меншого діаметра, що забезпечить достатній гідравлічний опір рухові рідини і газу у збірну лінію.

При ударах плунжера об нижній амортизатор потрібно забезпечити меншу швидкість падіння плунжера, що досягається шляхом заміни корпусу

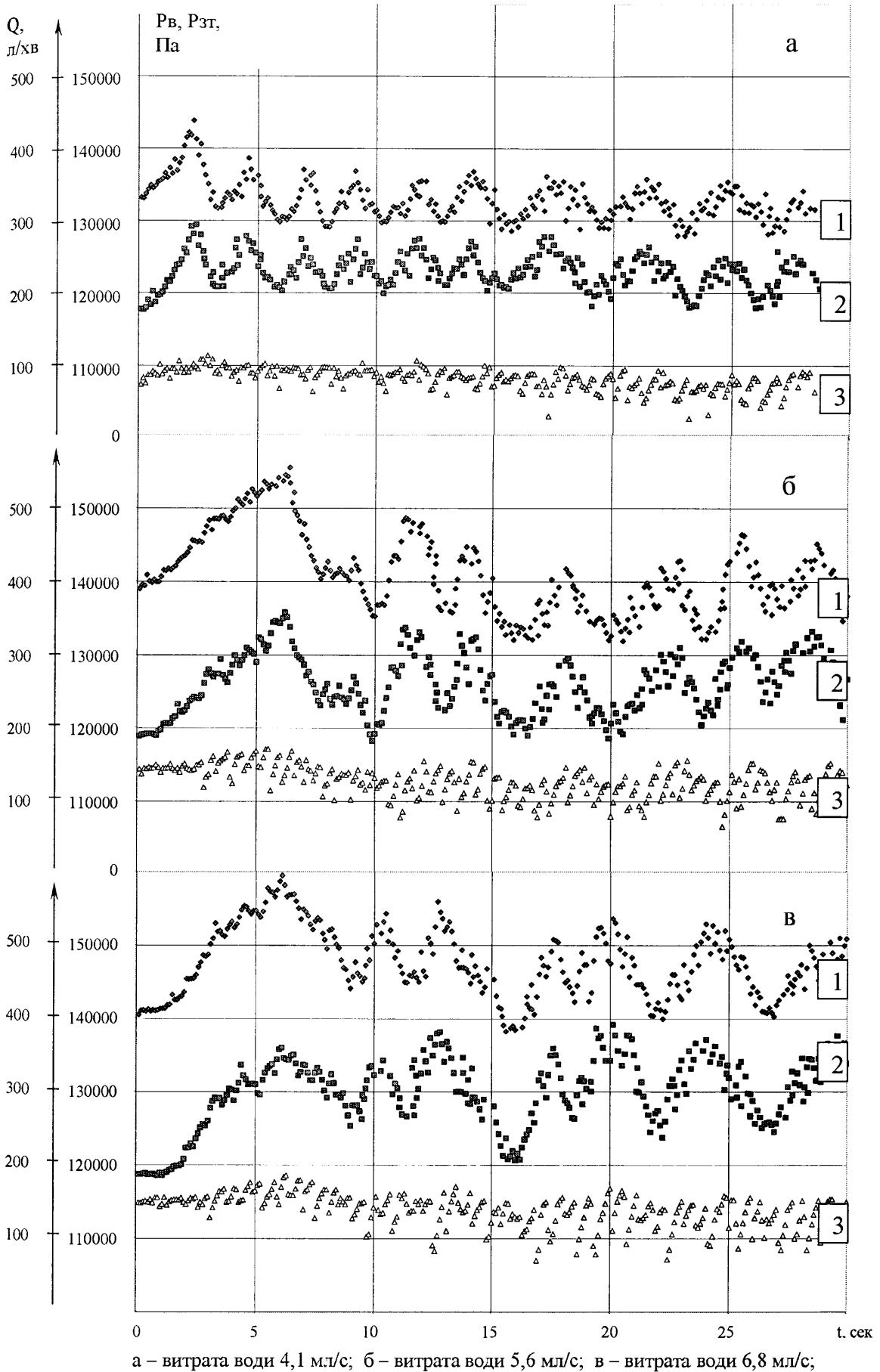
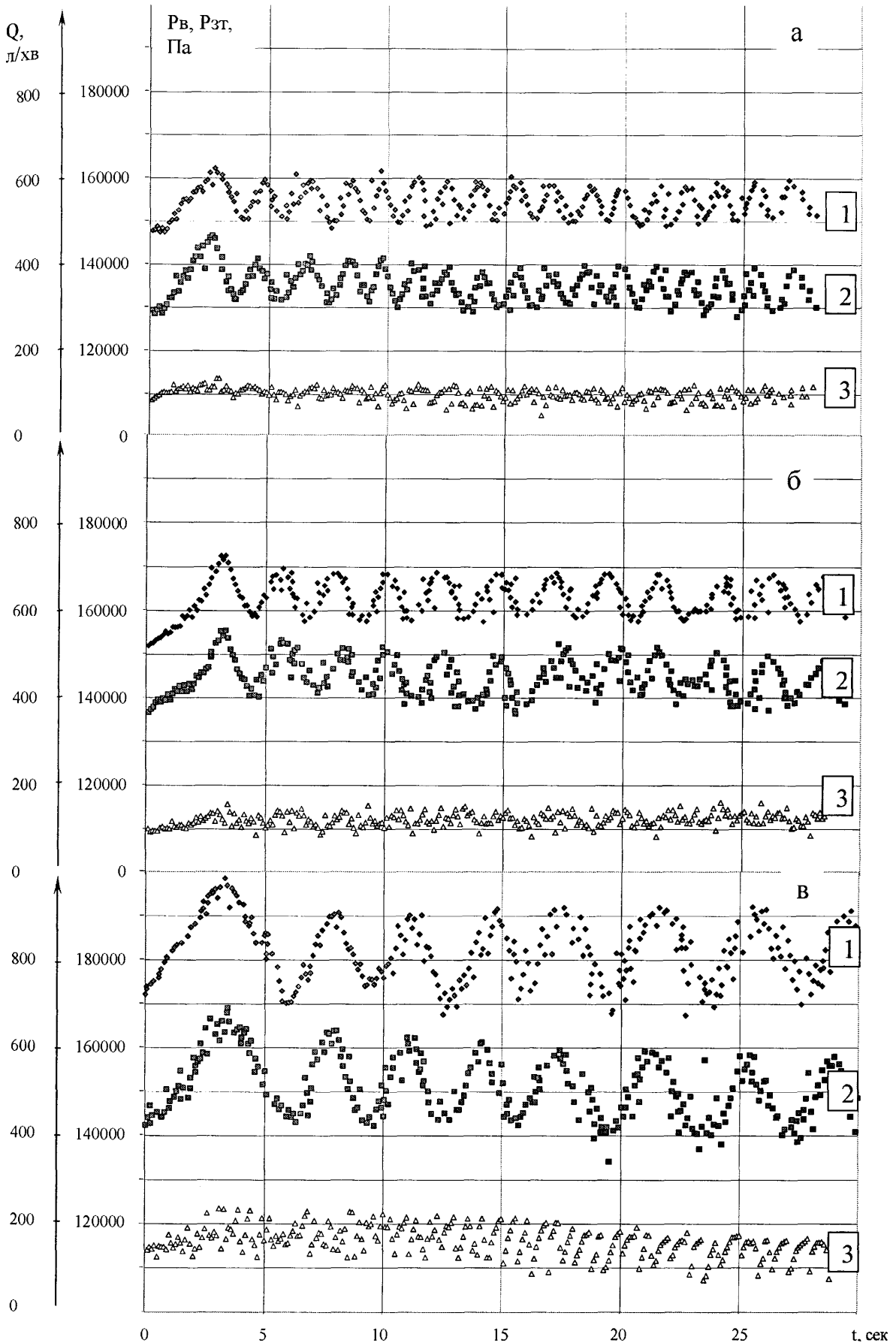


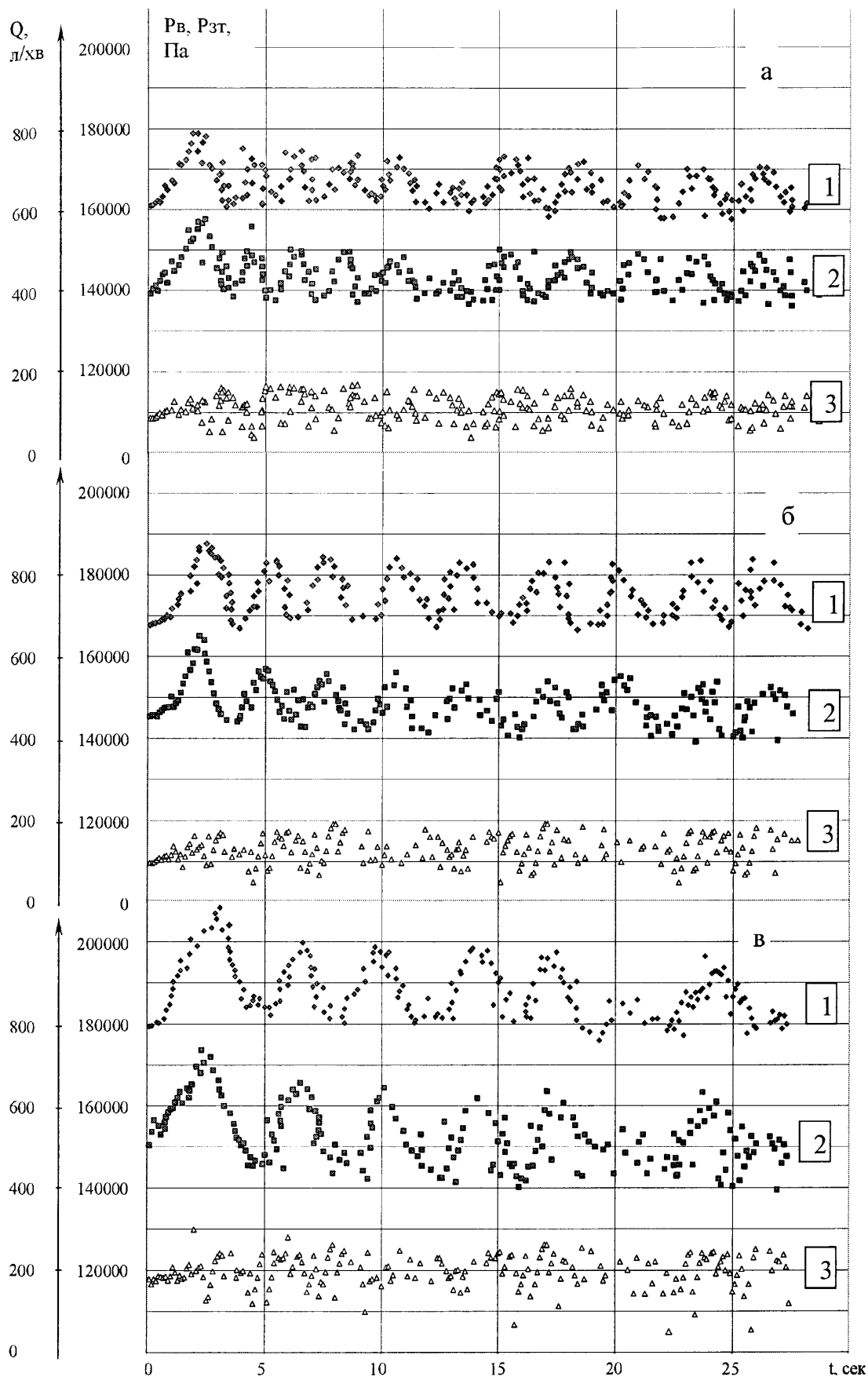
Рисунок 2.8 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в затрубному просторі (2) при безперервній роботі плунжера діаметром 30,8 мм за постійної подачі рідини на вибій



а – витрата води 4,1 мл/с; б – витрата води 5,6 мл/с; в – витрата води 6,8 мл/с

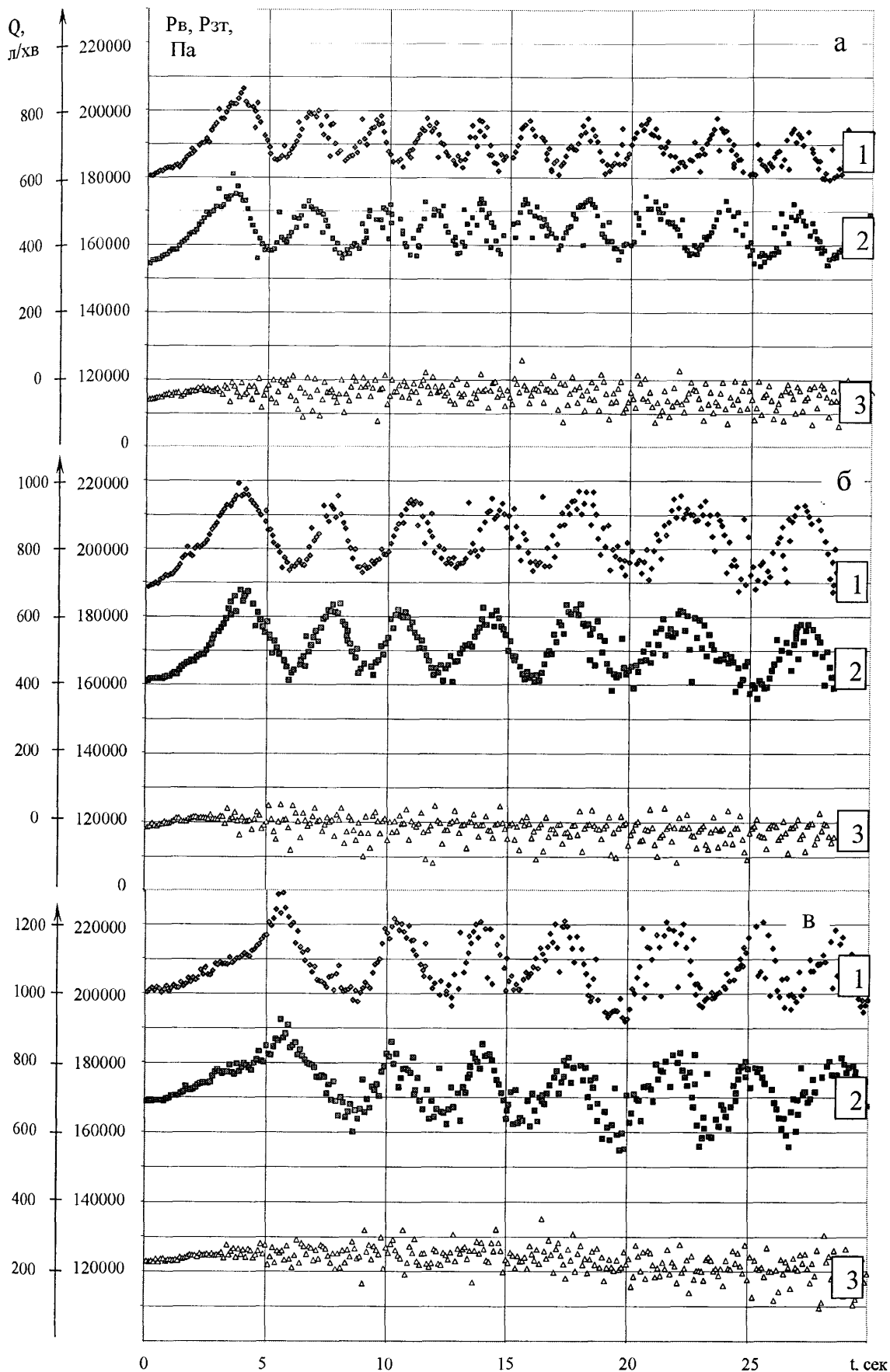
Рисунок 2.9 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в затрубному просторі (2) при безперервній роботі плунжера діаметром 30 мм за постійної подачі рідини на вибій





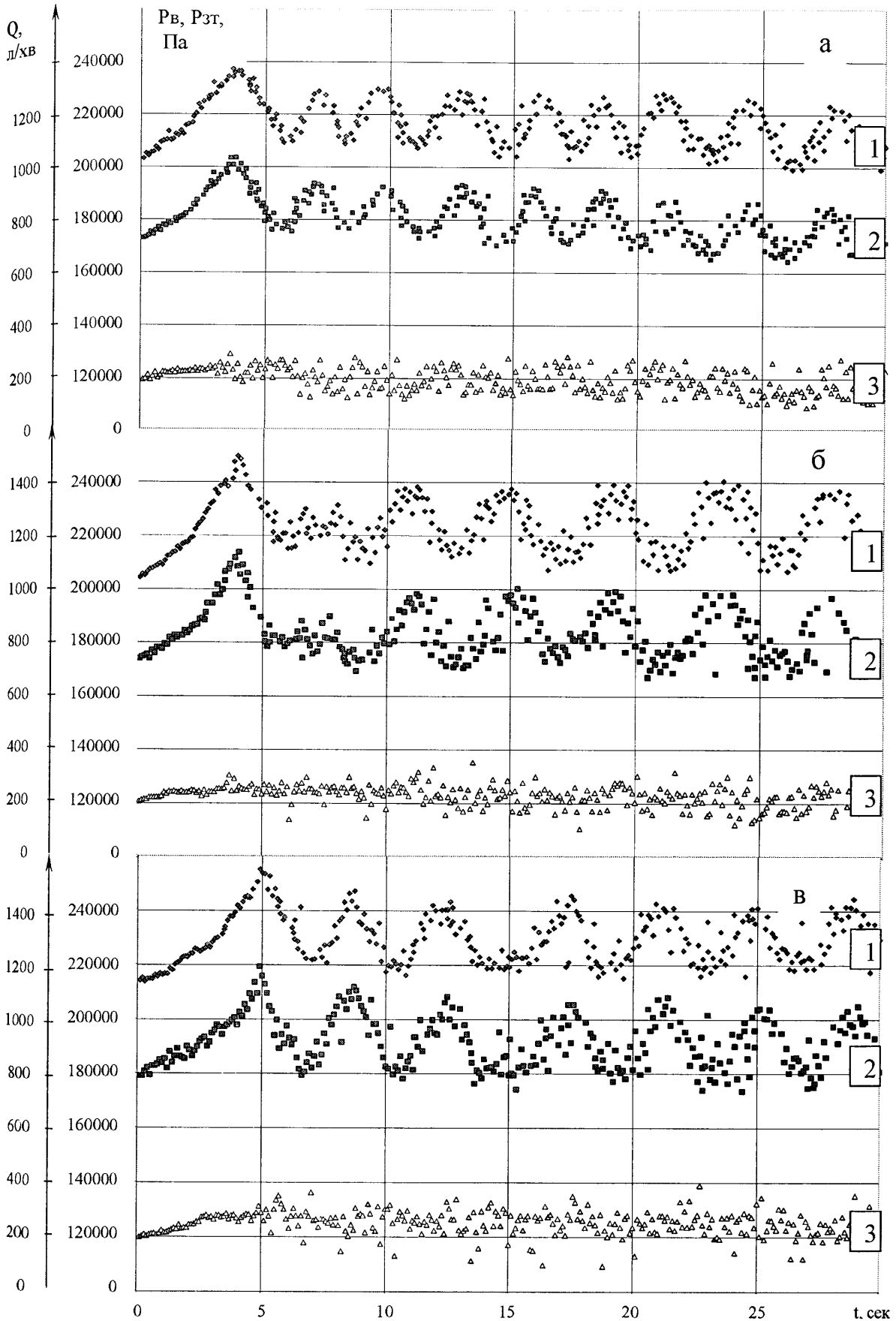
а – витрата води 4,1 мл/с; б – витрата води 5,6 мл/с; в – витрата води 6,8 мл/с

Рисунок 2.10 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в загрубному просторі (2) при безперервній роботі плунжера діаметром 29,2 мм за постійної подачі рідини на вибій



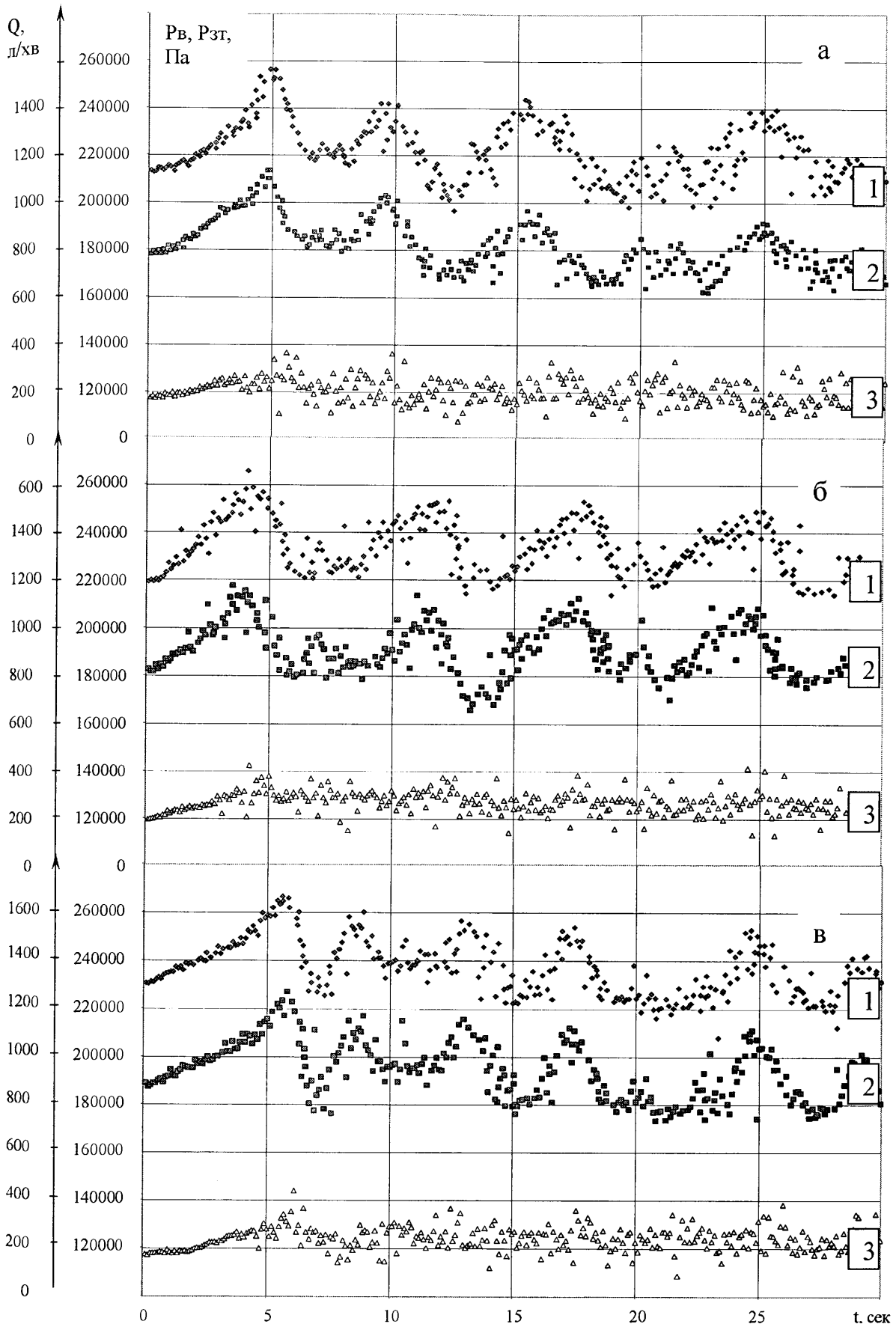
а – витрата води 4,1 мл/с; б – витрата води 5,6 мл/с; в – витрата води 6,8 мл/с;

Рисунок 2.11 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в затрубному просторі (2) при безперервній роботі плунжера діаметром 28,4 мм за постійної подачі рідини на вибій



а – витрата води 4,1 мл/с; б – витрата води 5,6 мл/с; в – витрата води 6,8 мл/с

Рисунок 2.12 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в затрубному просторі (2) при безперервній роботі плунжера діаметром 27,6 мм за постійної подачі рідини на вибій



а – витрата води 4,1 мл/с; б – витрата води 5,6 мл/с; в – витрата води 6,8 мл/с

Рисунок 2.13 – Зміна в часі витрати газу (3), тисків на вибої (1) та в затрубному просторі (2) в часі при безперервній роботі плунжера діаметром 26,8 мм за постійної подачі рідини на вибій

плунжера поточної маси на легший або зменшенням діаметра його внутрішнього прохідного отвору.

Порушення стабільної роботи плунжерного піднімача відбувається при:

а) виході з ладу верхнього чи нижнього амортизаторів; б) надмірно великій або недостатній витраті газу; в) виходу з ладу клапанного вузла; г) завеликому чи недостатньому зазорі між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою піднімальної колони.

Вихід з ладу верхнього чи нижнього амортизатора призводить до значних ударів плунжера і стає причиною застрягання плунжера у верхній частині колони.

При надмірно великій витраті газу відбуваються сильні удари плунжера об верхній амортизатор, недоходження плунжера до нижнього амортизатора, що призводить до "холостих", циклів. В цьому випадку установка плунжерного піднімача частково переходить в режим газліфта. Недостатня витрата газу призводить до недоходження плунжера до устя свердловини, значних пульсацій тиску і періодичного проковзування газу і рідини крізь зазор.

Внаслідок великого зазору збільшуються зворотні витоки рідини, що також стає причиною "холостих", циклів, а при недостатньому зазорі, плунжер може механічно застрягнути, що призведе до повної зупинки установки [97].

Обробка і аналіз результатів стендових досліджень показали, що мінімальний зазор, при якому забезпечується безперебійна робота плунжерного піднімача, становить 0,6 мм, а максимальний, який використовувався при проведенні експериментів, – 2,6 мм.

Робота плунжера діаметром 30,8 мм в установці є стабільною, хоча і помітне незначне затягування циклів внаслідок невеликого зазору (0,6 мм) порівняно з плунжерами двох наступних менших діаметрів 30 мм і 29,2 мм. Так для плунжера діаметром 30,8 мм кількість повних циклів (вниз/уверх) за 25 сек при витратах води – 4,1; 5,6; 6,8 мл/с становить – 9; 6 та 6 разів відповідно при середній питомій витраті газу  $360 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . В той час для плунжерів діаметрами 30 мм і 29,2 мм кількість повних циклів становить – 17; 11; 7 та 11; 9; 6 при

середній питомій витраті газу 380 та 420 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> відповідно. Робота плунжерів двох попередніх діаметрів є стабільною та супроводжується однаковим характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої (рис. 2.9, 2.10).

Для плунжерів двох наступних (менших) діаметрів (28,4 і 27,6 мм) кількість повних циклів за той самий час уже зменшується, становлячи – 10; 7; 6 та 8; 6; 6 разів внаслідок більшого проковзування газу крізь зазор, середня питома витрата газу при цьому становить 530 та 610 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Робота плунжера діаметром 26,8 мм (рис. 2.13) характеризується затягуванням окремих циклів, їх нерівномірністю та пульсацією тисків в системі. Тривалість подвійних циклів становить – 5; 4; 5 разів, а середня питома витрата газу становить 700 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В табл. 2.3 наведено характеристику роботи плунжерів різних діаметрів в установці плунжерного піднімача.

Таблиця 2.3 – Характеристика роботи плунжерів різних діаметрів в установці плунжерного піднімача

Зовнішній діаметр плунжера, мм	Величина зазору між плунжером і колоною НКТ, мм	Кількість циклів, од			Середня питома витрата газу, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Примітка
		витрата води – 4,1 мл/с	витрата води – 5,6 мл/с	витрата води – 6,8 мл/с		
30,8	0,6	9	6	6	360	Стабільна робота з незначним затягуванням циклів внаслідок невеликого зазору
30	1	17	11	7	380	Стабільна робота, що супроводжується однаковим характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої
29,2	1,4	11	9	6	420	Стабільна робота, що супроводжується однаковим характером зміни коливань тисків в затрубному просторі та на вибої
28,4	1,8	10	7	6	530	Зменшення кількості циклів внаслідок більшого проковзування повітря крізь зазор, незначна нерівномірність циклів
27,6	2,2	8	6	6	610	Зменшення кількості циклів внаслідок більшого проковзування повітря крізь зазор, незначна нерівномірність циклів
26,8	2,6	5	4	5	700	Затягування окремих циклів, пульсація тисків в системі

Аналізуючи графічні залежності (рис. 2.8-2.13), а також дані табл. 2.3, видно, що максимальна кількість циклів роботи плунжера забезпечується при величині зазору 1-1,4 мм. При подальшому збільшенні або зменшенні величини зазору кількість циклів зменшується, а їх тривалість стає нерівномірною.

За даними табл. 2.3 побудуємо графічну залежність середньої питомої витрати газу від величини зазору між плунжером і піднімальною колоною.

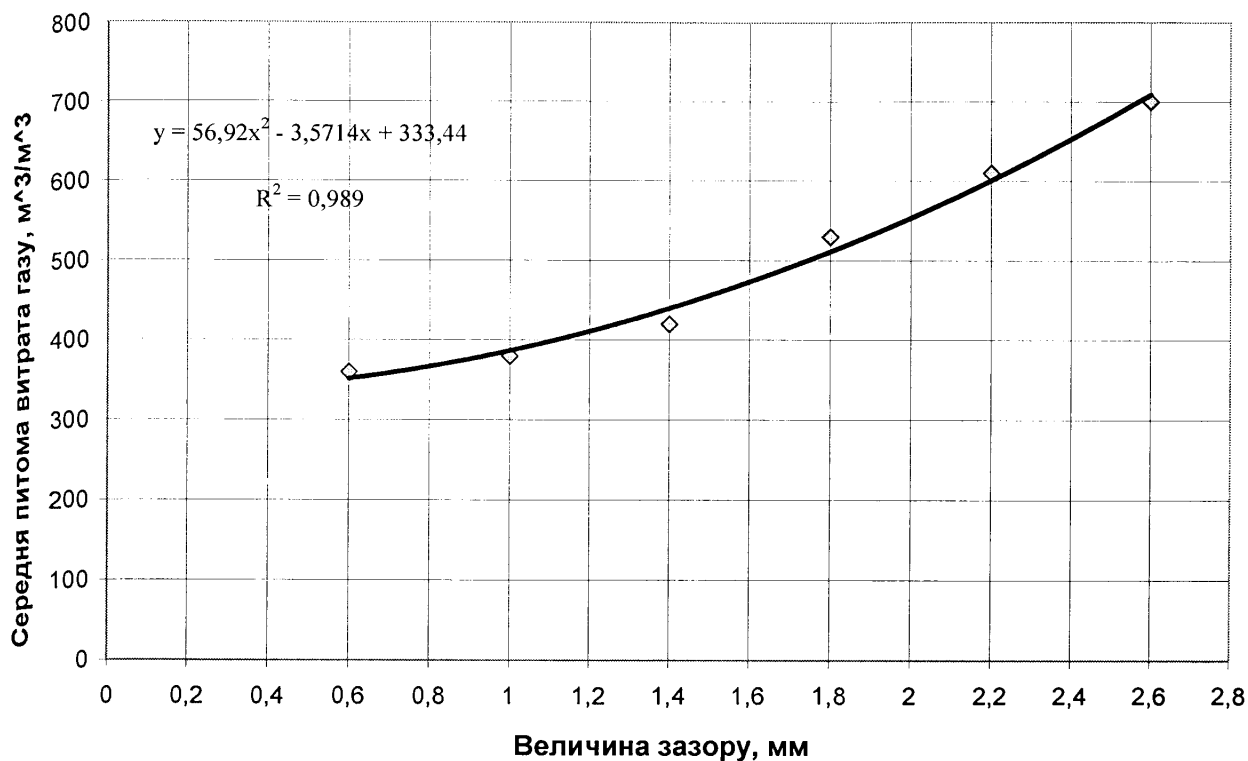


Рисунок 2.14 – Залежність середньої питомої витрати газу від величини зазору між плунжером і внутрішньою стінкою піднімальної колони

З рис. 2.14 видно, що із збільшенням величини зазору, середня питома витрата газу збільшується, оскільки зростають пропуски газу крізь зазор. Так для величини зазору від 0,6 до 2,6 мм середня питома витрата газу становить 360 та 700 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> відповідно.

### 2.3 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 [98-100]. 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. 2.15).

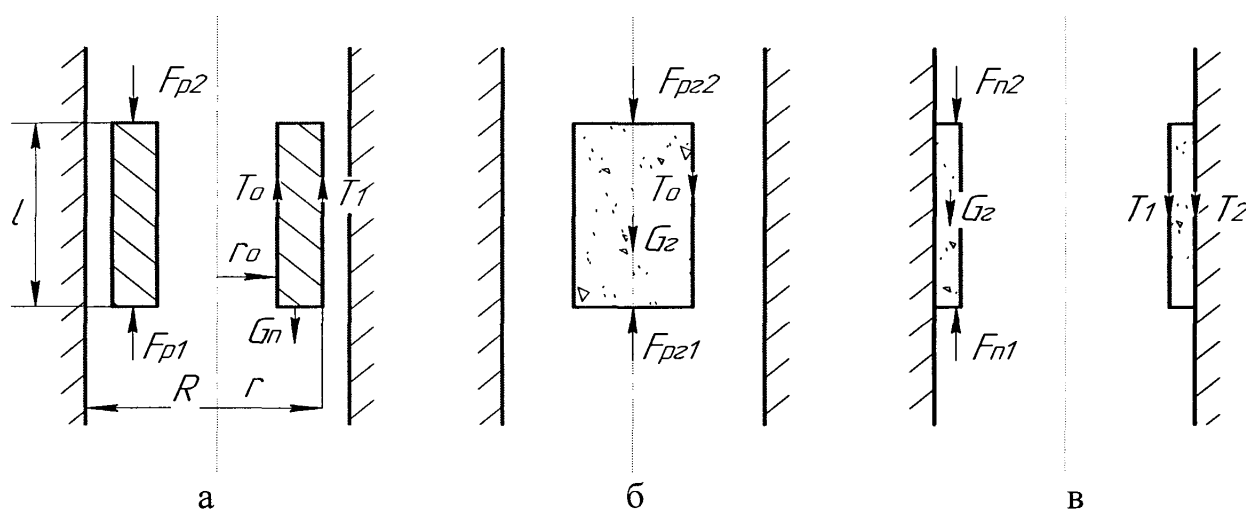


Рисунок 2.15 – Схема падіння циліндра у колоні вертикальних труб у газовому середовищі

Із рис. 2.15 а, запишемо рівняння рівноваги циліндра:

$$-G_n + F_{p1} - F_{p2} + T_0 + T_1 = 0, \quad (2.3)$$

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. 2.15 б:

$$-G_2 + F_{p21} - F_{p22} - T_o = 0, \quad (2.4)$$

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

$F_{p21}$  – сила тиску на нижню торцеву поверхню внутрішнього шару газу, Н;

$F_{p22}$  – 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. 2.15 в:

$$-G'_2 + F_{n1} - F_{n2} - T_2 - T_1 = 0, \quad (2.5)$$

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. 2.15 а, напишемо також рівняння нерозривності потоку:

$$Q_2 = q_1 + q_2 - v_{n2} \cdot \pi \cdot (r^2 - r_o^2), \quad (2.6)$$

де  $Q_2$  – витрата газу, яка поступає до нижнього торця циліндра, м<sup>3</sup>/с;

$q_1, q_2$  – витрата газу відповідно через внутрішній і кільцевий канали, м<sup>3</sup>/с;

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

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

$$-m_n \cdot g + \Delta p \cdot \pi \cdot (r^2 - r_0^2) + \tau_0 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l + \tau_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l = 0; \quad (2.7)$$

$$-\rho_2 \cdot \pi \cdot r_0^2 \cdot l \cdot g - \tau_0 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot r_0^2 = 0; \quad (2.8)$$

$$-\rho_2 \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) \cdot l \cdot g - \tau_1 \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l - \tau_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) = 0; \quad (2.9)$$

$$-v_2 \cdot \pi \cdot R^2 + v_1 \cdot \pi \cdot r_0^2 + v_2 \cdot \pi \cdot (R^2 - r^2) - v_{nz} \cdot \pi \cdot (r^2 - r_0^2) = 0, \quad (2.10)$$

де  $\tau_0$  – дотичне напруження тертя на внутрішній поверхні циліндра, Н/м<sup>2</sup>;

$\tau_1$  – дотичне напруження тертя на зовнішній поверхні циліндра, Н/м<sup>2</sup>;

$\tau_2$  – дотичне напруження тертя на стінці НКТ, Н/м<sup>2</sup>;

$v_1$  – швидкість руху газу у внутрішньому каналі циліндра, м/с;

$v_2$  – швидкість руху газу у кільцевому каналі, м/с;

$v_2$  – швидкість руху газу в колоні НКТ, м/с;

$m_n$  – маса циліндра, кг;

$\Delta p$  – 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:

$$\Delta p = \frac{\xi_1 \cdot \rho_2}{2} \cdot (v_1 + v_{n2})^2 = \frac{\xi_2 \cdot \rho_2}{2} \cdot (v_2 + v_{n2})^2, \quad (2.11)$$

де  $\xi_1, \xi_2$  – 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 [101]:

$$\xi_1 = \left[ 0,5 \left( 1 - \frac{F_o}{F_1} \right)^{0,75} + \tau \left( 1 - \frac{F_o}{F_1} \right)^{1,375} + \left( 1 - \frac{F_o}{F_1} \right)^2 + \lambda \cdot \frac{l}{D_2} \right] \cdot \left( \frac{F_1}{F_o} \right)^2, \quad (2.12)$$

де  $F_o = \pi \cdot r_o^2$  – площа поперечного перерізу внутрішнього каналу циліндра, м<sup>2</sup>;

$F = \pi \cdot r^2$  – площа поперечного перерізу кільцевого каналу, м<sup>2</sup>;

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

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору внутрішнього каналу циліндра;

$l$  – довжина циліндра, м.

$$\tau = (2,4 - \bar{l}) \cdot 10^{-\varphi(\bar{l})}; \quad (2.13)$$

$$\varphi(\bar{l}) = 0,25 + \frac{0,535 \cdot \bar{l}^8}{(0,05 + \bar{l}^7)}; \quad (2.14)$$

$$\bar{l} = l / D_2, \quad (2.15)$$

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

Із рівнянь (2.8) і (2.9) 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 (2.7):

$$-m_n \cdot g - \rho_2 \cdot \pi \cdot l \cdot g \cdot (r_0^2 + R^2 - r^2) - \tau_2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot l + \Delta p \cdot \pi \cdot R^2 = 0. \quad (2.16)$$

Із рівняння (2.10) з урахуванням рівнянь (2.11) і (2.16) отримаємо:

$$v_n = -v_2 \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^2 + v_2 \cdot \left[\left(\frac{R}{r}\right)^2 - 1\right] + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2} + \frac{2 \cdot l \cdot g \cdot (r_0^2 + R^2 - r^2)}{\xi_1 \cdot R^2} + \frac{4 \cdot \tau_2 \cdot l}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R}}. \quad (2.17)$$

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:

$$v_n = -v_2 \cdot \left(\frac{R}{r}\right)^2 + v_2 \cdot \left[\left(\frac{R}{r}\right)^2 - 1\right] + \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot m_n \cdot g}{\xi_1 \cdot \rho_2 \cdot \pi \cdot R^2}}. \quad (2.18)$$

У рівнянні (2.18) 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.

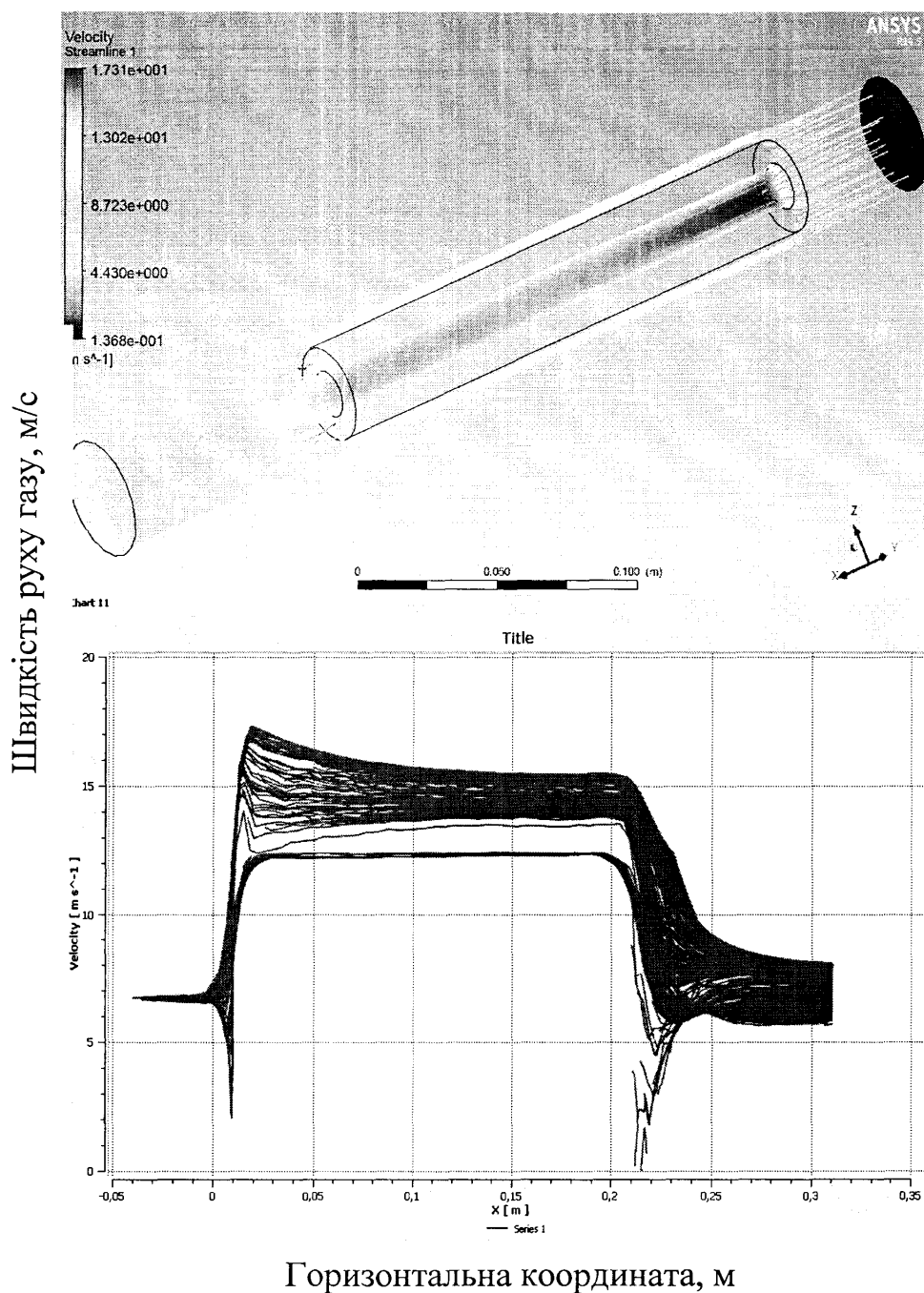


Рисунок 2.16 – Зображення результатів розрахунку розподілу швидкостей руху газу у внутрішньому і кільцевому каналах за допомогою програми ANSYS, для внутрішнього діаметру НКТ 40,3 мм і величини зазору 4 мм

Для решти значень діаметрів НКТ і величини зазору від 0,5 мм до 4 мм, результати розрахунків зведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – 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. 2.17.

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

$$\frac{1}{x} \cdot \frac{d}{dx} \left( x \frac{dv_2}{dx} \right) = - \frac{\Delta P}{\mu \cdot l}. \quad (2.19)$$

З урахуванням граничних умов  $v_2(r) = -v_{np}$ ;  $v_2(R) = 0$  із рис. 2.17 рівняння (2.19) має наступний вигляд:

$$v_2 = -\frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot x^2 + \left( \frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot \frac{R^2 - r^2}{\ln \frac{R}{r}} - \frac{v_{np}}{\ln \frac{R}{r}} \right) \cdot \ln r + \frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot \frac{r^2 \cdot \ln R - R^2 \cdot \ln r}{\ln \frac{R}{r}} + \frac{v_{np}}{\ln \frac{R}{r}} \cdot \ln r, \quad (2.20)$$

де  $\Delta P$  – перепад тиску по довжині циліндра, Па;

$\mu$  – 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 [102]:

$$v_1 = \frac{\Delta P}{4\mu \cdot l} \cdot (r_0^2 - x^2). \quad (2.21)$$

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

$$q = q_1 + q_2 = 2 \cdot \pi \int_0^{r_0} x \cdot v_1 dx + 2 \cdot \pi \int_r^R x \cdot v_2 dx. \quad (2.22)$$

Підставивши вирази (2.20) і (2.21) в (2.22), а також інтегруючи останній, отримаємо:

$$q = \frac{\Delta P \cdot \pi}{8 \cdot \mu \cdot l} \cdot \left( r_0^4 + R^4 - r^4 + \frac{R^4 + r^4 - 2 \cdot R^2 \cdot r^2}{\ln \frac{R}{r}} \right) - \pi \cdot v_{np} \left( \frac{r^2 - R^2}{2 \cdot \ln \frac{R}{r}} + R^2 \right). \quad (2.23)$$

Значення  $\Delta P$  визначається із рівняння рівноваги плунжера:



$$G = T_0 + T_1 + \Delta P \cdot (r^2 + r_0^2), \quad (2.24)$$

де  $G$  – вага циліндра в рідині, Н;

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

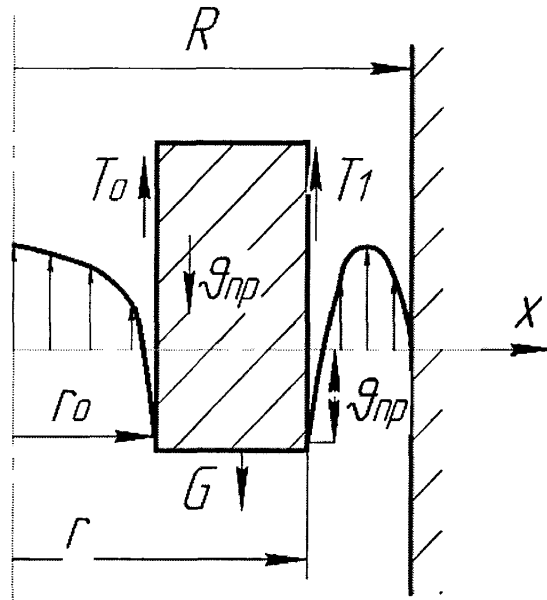


Рисунок 2.17 – Епюра розподілу швидкостей в центральному і радіальному каналах, відносно рухомого циліндра при ламінарному русі однорідної рідини

$$T_0 = 2 \cdot \pi \cdot r_0 \cdot l \cdot \mu \cdot \left. \frac{dv_1}{dx} \right|_{x=r_0}; \quad (2.25)$$

$$T_1 = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot l \cdot \mu \cdot \left. \frac{dv_2}{dx} \right|_{x=r}. \quad (2.26)$$

Після підстановки рівнянь (2.20) і (2.21) в рівняння (2.25) та (2.26) відповідно, а також диференціюючи останні отримаємо:

$$T_0 = -\Delta P \cdot \pi \cdot r_0^2; \quad (2.27)$$

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

Вираз для обчислення витоків рідини через центральний та радіальний канали циліндра з урахуванням рівнянь (2.24), (2.27) та (2.28) прийме наступний вигляд:

$$q = \frac{1}{2} \cdot \left[ \frac{G}{2 \cdot l \cdot \mu} \cdot \ln \frac{R}{r} + \pi \cdot v_{np} \right] \cdot \left[ r_o^4 + R^4 - r^4 + \frac{R^4 + r^4 - 2 \cdot R^2 \cdot r^2}{\ln \frac{R}{r}} \right] - \pi \cdot v_{np} \cdot \left[ \frac{R^2 - r^2}{2 \cdot \ln \frac{r}{R}} + R^2 \right]. \quad (2.29)$$

Для визначення швидкості падіння циліндра запишемо також рівняння нерозривності потоку:

$$q = \pi \cdot R^2 \cdot v - \pi \cdot r^2 \cdot v_{np}, \quad (2.30)$$

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

Вираз для визначення швидкості падіння циліндра отримуємо із спільного рішення рівнянь (2.29) та (2.30):

$$v_{np} = \frac{R^2 \cdot v - \frac{G \cdot \ln \frac{R}{r} \cdot \left[ \frac{(R^2 - r^2)^2}{\ln \frac{r}{R}} + R^4 - r^4 + \frac{r_o^4}{4} \right]}{4 \cdot \pi \cdot l \cdot \mu \cdot \left( r^2 - R^2 - 4 \cdot r_o^2 \cdot \ln \frac{R}{r} \right)} \cdot \left[ \frac{(R^2 - r^2)^2}{\ln \frac{r}{R}} + R^4 - r^4 + \frac{r_o^4}{4} \right] + \frac{R^2 - r^2}{2 \cdot \ln \frac{r}{R}} + r^2 + r_o^2 + R^2. \quad (2.31)$$

### Процес піднімання плунжера

За основу розрахунку взята методика А.П. Крилова. У зупиненій свердловині знаходять відстань від устя до рівня рідини (рис. 2.18):

$$L_{mp.cm} = H - \left( P_{пл} - P_{ст.у} \cdot e^{-\frac{0.03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L_{mp.cm}}{Z_{cp} \cdot T_{cp}}} \right) \cdot \frac{1}{g \cdot \rho_p}. \quad (2.32)$$

Висота стовпа рідини в трубному просторі над нижнім амортизатором, м:

$$h_{pid} = L_a - L_{mp.cm}. \quad (2.33)$$

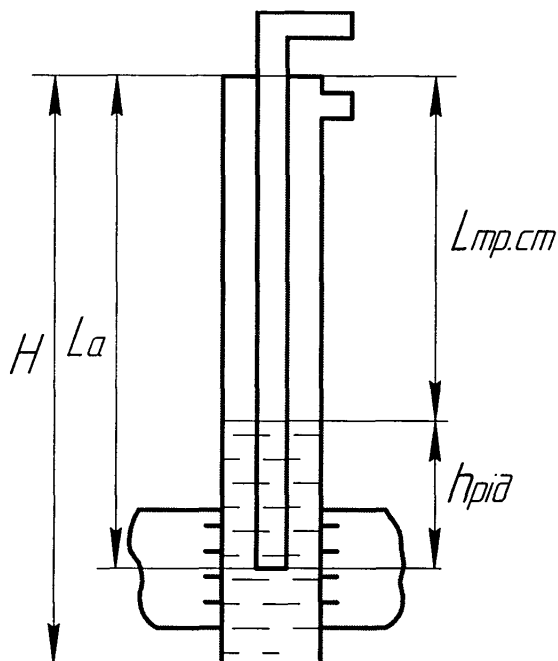


Рисунок 2.18 – Рівень рідини в зупиненій свердловині

Тиск, який необхідно створити на рівні нижнього амортизатора для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним:

$$P_{зр} > P_{ст.у} \cdot e^{\frac{(L_a - h_{рід}) \cdot 0.03415 \cdot \bar{\rho}}{Z_{ср} \cdot T_{ср}}} + h_{рід} \cdot g \cdot \rho_p + \frac{g \cdot (m_n + m_k)}{\pi \cdot r^2}, \quad (2.34)$$

де  $P_{ст.у}$  – статичний тиск на усті, Па;

$L_a$  – глибина встановлення нижнього амортизатора, м;

$\rho_p$  – густина пластової рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$m_n$  – маса корпусу плунжера, кг;

$m_k$  – маса кульки, кг;

$h_{рід}$  – висота стовпа рідини в зупиненій свердловині при тиску  $P_{ст.у}$ .

Тиск газу під плунжером, необхідний для подальшого піднімання його на поверхню (після зрушення), можна визначити за формулою:

$$P = P_{zid} + P_{mp} + P_y + P_n + P_{mn}, \quad (2.35)$$

де  $P_{zid}$  – тиск, необхідний для подолання ваги стовпа рідини яка піднімається, Па;

$P_{mp}$  – тиск, необхідний для подолання тертя стовпа рідини що піднімається, Па;

$P_y$  – протитиск на усті, Па;

$P_n$  – тиск, необхідний для подолання ваги плунжера, Па;

$P_{mn}$  – тиск, необхідний для подолання тертя плунжера, Па.

$$P_{zid} = h_p \cdot \rho_p \cdot g, \quad (2.36)$$

де  $h_p = \frac{q_p \cdot (t_n + t_{nid})}{\pi \cdot R^2}$  – висота стовпа рідини в НКТ, яка накопичується

за повний цикл роботи установки, м.

$$P_{mp} = \lambda \cdot \frac{h_p \cdot \rho_p \cdot v_{nid}^2}{4 \cdot R}, \quad (2.37)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$v_{nid}$  – швидкість піднімання плунжера, м/с.

$$P_n = \frac{g \cdot (m_n + m_k)}{\pi \cdot r^2}, \quad (2.38)$$

де  $m_n, m_k$  – маса корпусу плунжера та маса кульки, кг.

$$P_{mn} = \frac{2 \cdot l \cdot \mu_p \cdot v_{nid}}{r \cdot s}, \quad (2.39)$$

де  $l$  – довжина корпусу плунжера, м;

$\mu_p$  – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;

$s$  – ширина зазору між плунжером і НКТ, м.

Після підстановки рівнянь (2.36-2.39) в рівняння (2.35) отримаємо:

$$P = h_p \cdot \rho_p \cdot g + \lambda \cdot \frac{h_p \cdot \rho_p \cdot v_{nid}^2}{4 \cdot R} + P_y + \frac{g \cdot (m_n + m_k)}{\pi \cdot r^2} + \frac{2 \cdot l \cdot \mu_p \cdot v_{nid}}{r \cdot s}. \quad (2.40)$$

Необхідна кількість газу на піднімання плунжера складається із об'єму газу, необхідного для заповнення НКТ до тиску  $P$  і об'єму газу, який проходить крізь зазор між плунжером і стінками НКТ.

$$V_o = L_a \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \frac{P \cdot T_{cm}}{P_o \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}} + q_{вит} \cdot t_{nid}, \quad (2.41)$$

де  $t_{nid} = \frac{L_a}{v_{nid}}$  – час піднімання плунжера, с;

$q_{вит}$  – витікання газу через зазор між плунжером і піднімальною колоною, м<sup>3</sup>/с.

Після підстановки рівняння (2.40) в (2.41) отримаємо:

$$V_o = L_a \cdot \pi \cdot R^2 \cdot T_{cm} \cdot \frac{h_p \cdot \rho_p \cdot g + \lambda \cdot \frac{h_p \cdot \rho_p \cdot v_{nid}^2}{4 \cdot R} + P_y + \frac{g \cdot (m_n + m_k)}{\pi \cdot r^2} + \frac{2 \cdot l \cdot \mu_p \cdot v_{nid}}{r \cdot s}}{P_o \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}} + q_z \cdot \frac{L_a}{v_{nid}} - \pi \cdot r^2 \cdot L_a. \quad (2.42)$$

Таким чином із рівняння (2.42) видно, що кількість газу, яка необхідна для одного циклу, змінюється залежно від величини швидкості піднімання плунжера. Ця кількість, з однієї сторони, зростає із збільшенням швидкості піднімання плунжера, а з другої – із збільшенням швидкості піднімання плунжера зменшується тривалість циклу і необхідна кількість газу зменшується.

Для дослідження рівняння (2.42) при якому значенні  $v_{nid}$  кількість газу, яка необхідна для одного циклу, сягає свого мінімального значення, необхідно дослідити функцію  $V_o$  на екстремум, тобто обчислити  $\frac{dV_o}{dv_{nid}}$  та прирівняти до нуля.

$$v_{nid}^2 \cdot \left( \frac{2 \cdot l \cdot \mu_p}{r \cdot s} - \frac{\lambda \cdot h_p \cdot \rho_p \cdot v_{nid}}{2 \cdot R} \right) - q_z \cdot \frac{P_o \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}}{\pi \cdot R^2 \cdot T_{cm}} = 0. \quad (2.43)$$

Отримане рівняння дозволяє обчислити оптимальну швидкість піднімання плунжера.

Витоки газу, які проходять через кільцевий зазор, м<sup>3</sup>/с:

$$q_{вит} = q_z - \pi \cdot (R^2 - r^2) \cdot v_{nid}. \quad (2.44)$$

Тривалість повного циклу:

$$T = \frac{L_a - h_p}{v_{ng}} + \frac{h_p}{v_{np}} + \frac{L_a}{v_{nid}}, \quad (2.45)$$

де  $v_{ng}, v_{np}$  – швидкості падіння корпусу плунжера відповідно в газовому середовищі і в рідині, які обчислюються за формулами (2.18) та (2.31).

Кількість циклів за добу:

$$n = \frac{86400}{T}. \quad (2.46)$$

Із наступного співвідношення знаходять питому витрату газу, м<sup>3</sup>/т  $R_o$ :

$$R_o = \frac{V_o}{\pi \cdot R^2 \cdot h_p \cdot \rho_p}. \quad (2.47)$$

Витрата газу за добу, м<sup>3</sup>:

$$V = \frac{86400 \cdot V_o}{T}. \quad (2.48)$$

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.

#### 2.4 Розроблення конструкції плунжера для установки плунжерного піднімача

Результати стендових дослідів переконливо засвідчили, що установка плунжерного піднімача працює у стабільному режимі тільки за умови забезпечення достатнього зазору між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою ліфтової колони. З другої сторони зменшення зазору до певного мінімального значення в процесі піднімання плунжера частково вирішить проблему зворотнього витікання рідини.

Для вирішення цієї проблеми на сьогодні відомі конструкції плунжерів [22, 39], які, як уже зазначалось, під час свого руху вниз автоматично зменшують свій зовнішній діаметр, а при русі вгору також автоматично розширюються, збільшуюючи при цьому свій зовнішній діаметр. Але в одній із вказаних конструкцій [22] відсутній клапанний вузол, а інша [39] за наявності



косих стискувальних поверхонь, які діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо повздовжньої осі плунжера, схильна застрягати на з'єднаннях труб.

Запропонований нами винахід [103] відноситься до газової промисловості і призначений для винесення рідини із свердловин.

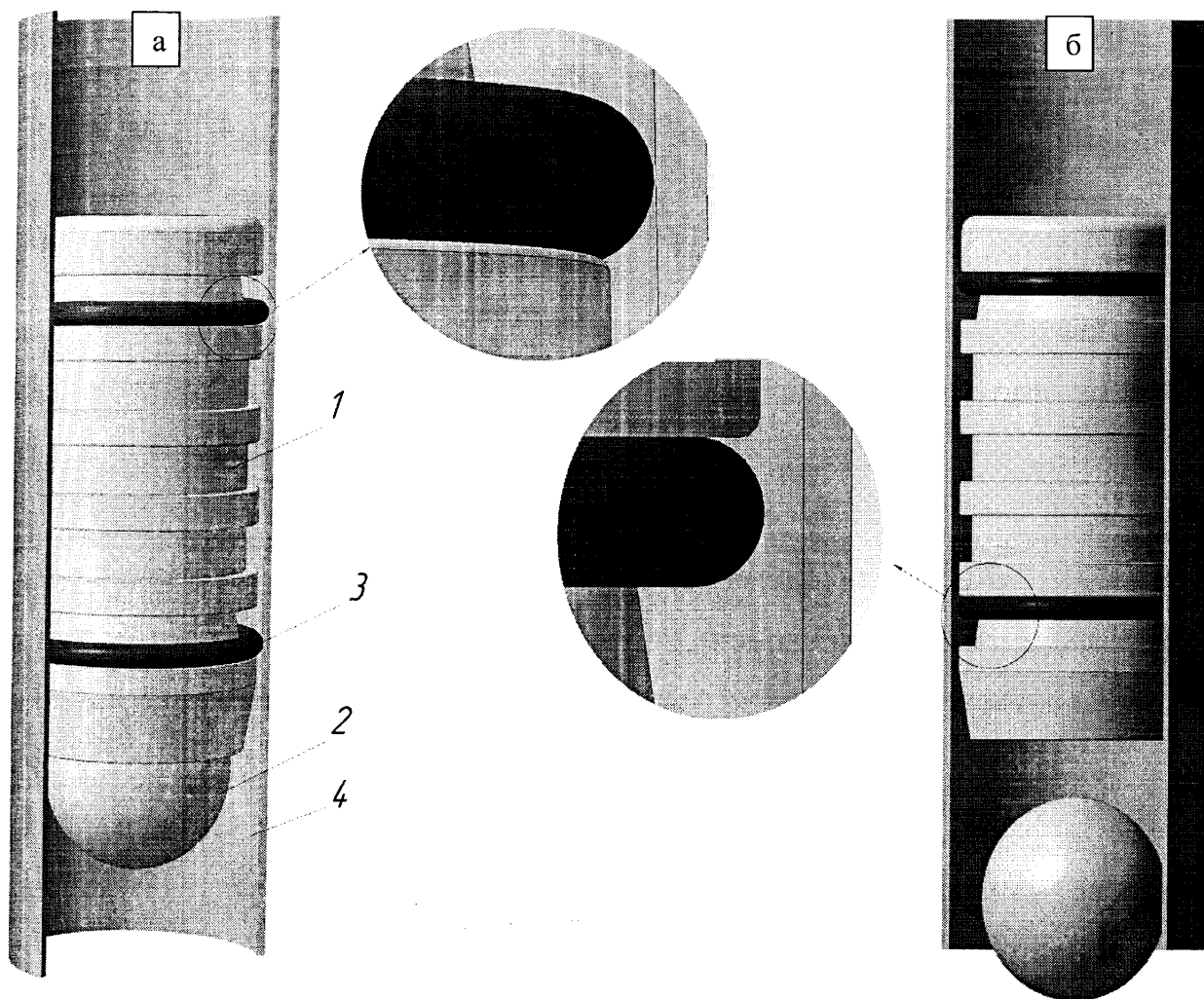
Розглядуваний плунжер (рис. 2.19) для плунжерного піднімача, що містить пустотілий циліндр з рядом поперечних канавок на зовнішній поверхні і клапан у вигляді кульки у нижній частині, та відрізняється тим, що додатково введено два ущільнюючі кільця, встановлені у верхній та нижній канавках, причому канавки виконані у вигляді зрізаного конуса з вершиною, направленою уверх по шляху піднімання плунжера у свердловині.

Введення ущільнюючих кілець забезпечує кращу герметизацію зазору між колоною НКТ та плунжером. Виконання канавок, в яких встановлені ущільнюючі кільця у вигляді конуса, дозволяє при ході плунжера вниз автоматично зменшувати свій діаметр, а при ході вгору також автоматично розширюватись за рахунок повздовжнього переміщення ущільнюючих кілець по конічній поверхні канавки.

Це підвищує ефективність винесення рідини з газової свердловини, завдяки запобіганню зворотнім її витіканням, і тим самим дозволяє збільшити її продуктивність.

Плунжер працює наступним чином.

Після того, як плунжер підійшов до гирла свердловини, кулька відділяється від втулки, і падіння їх на нижній амортизатор відбувається окремо. Кулька в падінні випереджує втулку. Це має велике значення, тому що повністю виключається можливість самовільного закриття клапана плунжера. При падінні втулки ущільнюючі кільця приймають діаметр, рівний діаметру втулки, і навпаки при підніманні плунжера ущільнюючі кільця приймають дещо більший діаметр, ніж діаметр втулки.



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

Рисунок 2.19 – 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.

Цикл повторюється.

## Висновки до другого розділу

Розроблено експериментальну установку плунжерного піднімача для дослідження винесення рідини із вибою модельної газової свердловини.

Досліджено такі чинники впливу на усталений режим роботи установки, як тривалість циклів, об'єм рідини, яка виноситься за цикл, характер зміни коливань тисків у затрубному просторі та на вобі. Проведено аналіз причин, які порушують стабільну роботу установки.

За результатами виконаних експериментальних досліджень встановлено, що оптимальна величина зазору між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою піднімальної колони становить 1-1,4 мм. При вказаній величині зазору забезпечується однаковий характер зміни режимних параметрів роботи установки.

Одержано аналітичні залежності для розрахунку швидкостей падіння корпусу плунжера у висхідному газовому і рідинному потоках. Залежності враховують масу корпусу плунжера і його геометричні розміри, а також характеристики газового і рідинного потоків.

Удосконалено методику розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача, в якій враховано масу плунжера, втрати тиску на тертя при русі самого плунжера, швидкість падіння корпусу плунжера у газовому та рідинному потоках і тиск, який необхідний для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним у момент піднімання.

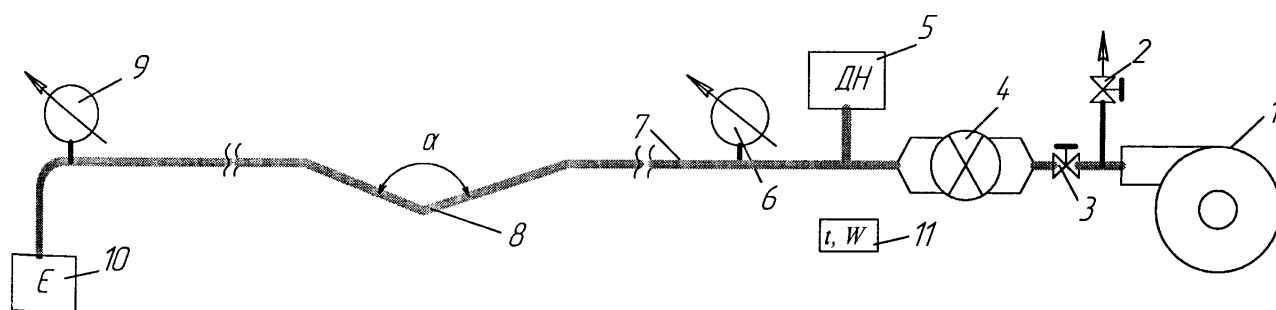
Запропонована патентозахищена конструкція самоущільнюючого плунжера для установки плунжерного піднімача. В процесі руху плунжера вниз він автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору автоматично розширюється, збільшуючи при цьому свій зовнішній діаметр.

## РОЗДІЛ 3

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ І ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РУХУ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ В РЕЛЬЄФНОМУ ПРОМИСЛОВОМУ ГАЗОПРОВОДІ

3.1 Опис експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі і методика досліджень

Для вивчення особливостей експлуатації рельєфних промислових газопроводів за наявності рідини в газовому потоці розроблена експериментальна установка – у вигляді скляного трубопроводу діаметром  $28 \times 1,5$  мм довжиною 8,5 м [56, 104]. Принципова схема експериментальної установки зображена на рис. 3.1.



1 – відцентровий компресор; 2, 3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 5 – низькопродуктивний дозувальний насос Peripamp Electronic; 6, 9 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP; 7 – скляний трубопровід  $28 \times 1,5$  мм; 8 – ділянка пониженої частини трубопроводу; 10 – ємність для рідини; 11 – цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15

Рисунок 3.1 – Принципова схема експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідинного потоку в рельєфному промисловому газопроводі

Як газову фазу в експериментах використовували повітря (враховуючи результати досліджень багатьох науковців про тотожність природного газу і повітря як робочих середовищ), як рідинну фазу – прісну воду [105].

З метою зменшення пульсацій тиску, які виникають при подачі газу в установку, використано відцентровий тип компресора 1.

Для регулювання необхідної витрати газу, на вхід в експериментальний газопровід 7, передбачено сферичний кран 2, через який здійснюється перепускання частини газу в атмосферу.

Зміну витрати газу на вхід в газопровід здійснювали шляхом перепускання частини потоку газу на крані 3.

Для вимірювання витрати газу в експериментальній установці використовується аналоговий давач витрати газу AWM720P1, для визначення перепаду тиску газу – аналоговий давач диференційного перепаду тиску газу MPX5010DP, а для визначення температури газу і його відносної вологості – цифровий давач температури і відносної вологості газу SHT15.

Передача даних із давачів на комп'ютер здійснюється за допомогою мікроконтролерного блоку керування.

Для зручності оброблення результатів проведених експериментів з вивчення процесу руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі за різних кутів нахилу його висхідної ділянки до горизонтальної осі передбачено перенесення даних у програму Microsoft Excel.

Подачу і регулювання витрати води здійснювали за допомогою низькопродуктивного дозувального насоса 5 – Peripamp Electronic.

Згідно з принциповою схемою (рис. 3.1), змонтована експериментальна установка для дослідження процесу руху газорідинного потоку в рельєфному промисловому газопроводі, загальний вигляд якої зображено на рисунку 3.2.

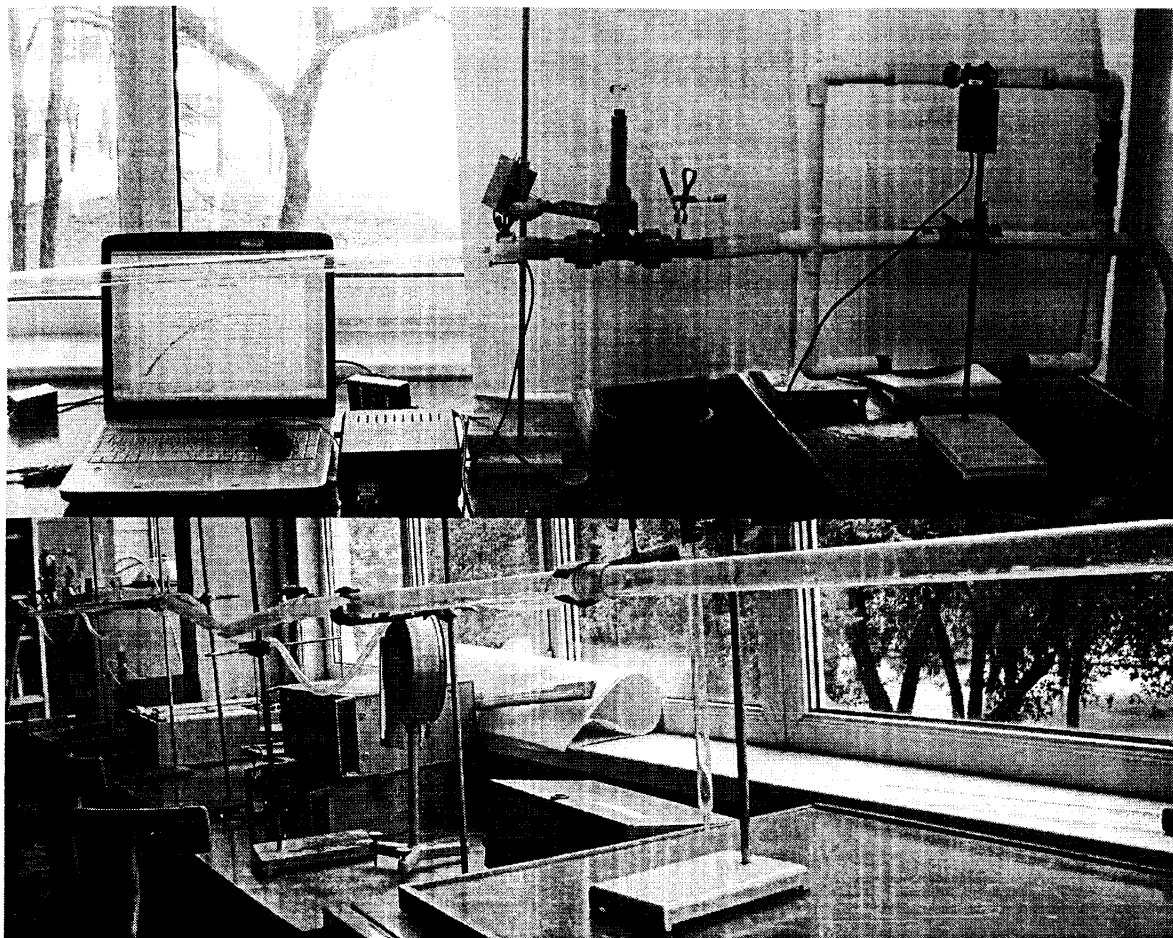


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідного потоку в рельєфному промисловому газопроводі

Специфічною особливістю процесу руху газорідних сумішей в трубах є значна анізотропність досліджуваного середовища, складність і різноманітність форм руху, значна відмінність між фізичними властивостями компонентів суміші. Все це ускладнює умови проведення експериментів, тому дослідження проводились у два етапи.

На першому етапі понижену ділянку газопроводу заповнювали рідиною, послідовно перекриваючи поперечний переріз труби на 25, 50 та 75% (рис. 3.3). Після цього на вхід в установку подавали газ із швидкістю руху потоку від 1 м/с до 21 м/с. При покроковій зміні витрати робочого середовища фіксували температуру та відповідні значення тисків (на початку і в кінці досліджуваної ділянки) аж до повного винесення рідини з пониженої ділянки, що візуально

спостерігали через скляну стінку трубопроводу. Експеримент закінчували, коли із пониженої ділянки виносилась вся рідина.

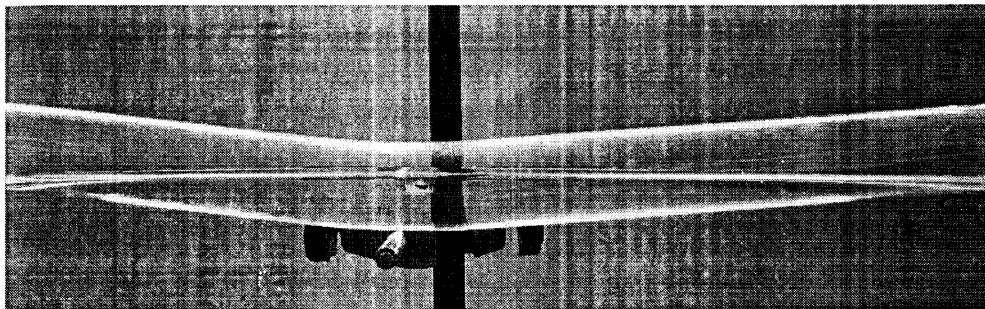


Рисунок 3.3 – Заповнення рідиною поперечного перерізу в пониженій ділянці газопроводу на 75% (кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі –  $5^\circ$ )

На другому етапі на вхід в установку одночасно подавали газ та воду, тобто моделювався двофазний потік у газопроводі та фіксували температуру, витрату і тиски на початку та в кінці ділянки.

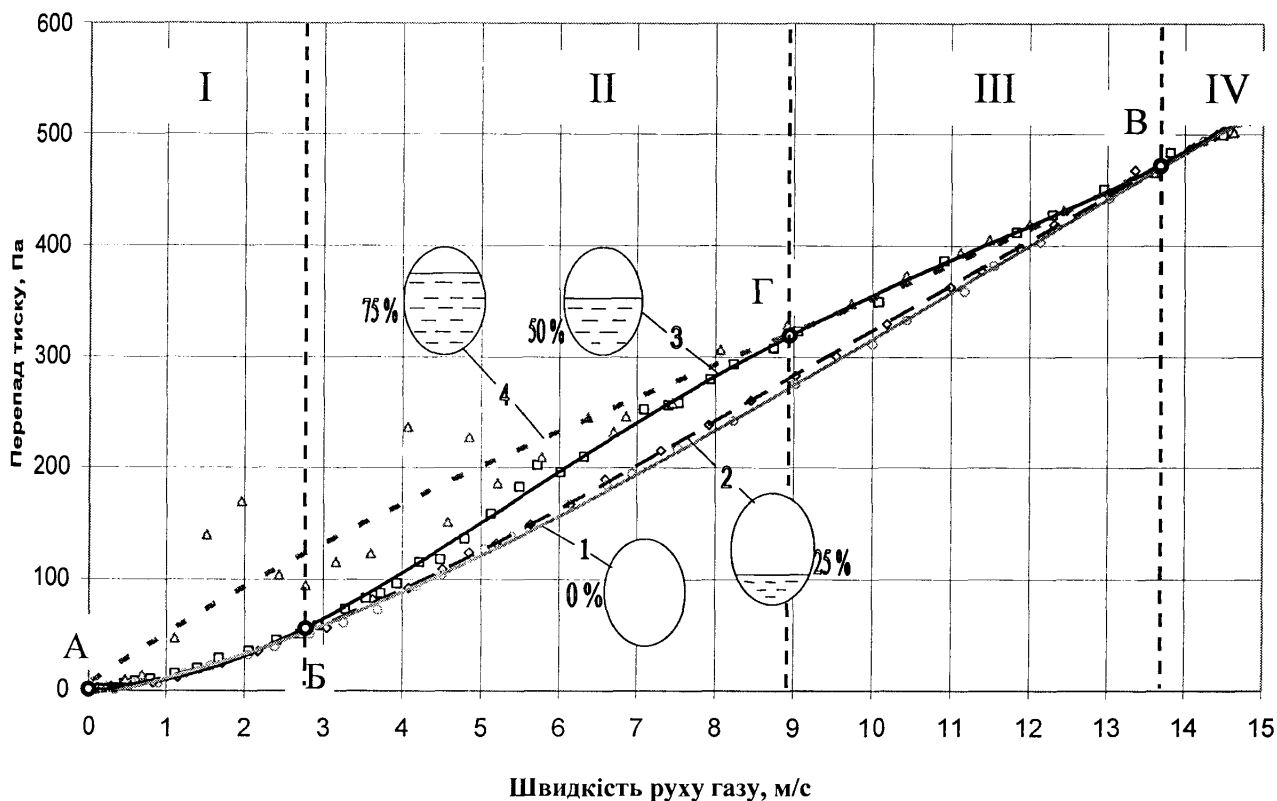
### 3.2 Результати експериментальних досліджень процесу руху газорідинної суміші у рельєфному промисловому газопроводі

У процесі проведення експериментів встановлено такі особливості досліджуваного процесу (рис. 3.4):

- утворення гребеня на поверхні дзеркала води – I область ;
- незначне крапельне винесення рідини з пониженої ділянки газопроводу – II область;
- розподіл усієї рідини по довжині висхідної ділянки – III область;
- винесення усієї рідини з пониженої ділянки – IV область.

Із збільшенням ступеня заповнення рідиною поперечного перерізу труби в пониженій ділянці утворення гребеня на поверхні дзеркала води відбувалось за менших швидкостей руху газу. Така ж тенденція спостерігалась при збільшенні кута нахилу висхідної ділянки газопроводу до горизонтальної осі.

Зростання втрат тиску за постійної подачі газу на вхід газопроводу свідчить про зменшення гідравлічної ефективності газопроводу. Тобто збільшення втрат тиску за сталої швидкості руху газу вказує на наявність додаткового гідравлічного опору, який зумовлений накопиченням рідини в пониженій ділянці промислового газопроводу. Для аналізу цього процесу побудовано графічну залежність загального перепаду тиску в газопроводі від швидкості руху газу за різних величин ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною для кута нахилу газопроводу до горизонтальної осі  $5^\circ$  (рис. 3.4). Кожна точка цієї залежності відповідає тривалому пропусканню газу, аж до повної стабілізації перепаду тиску по довжині газопроводу.



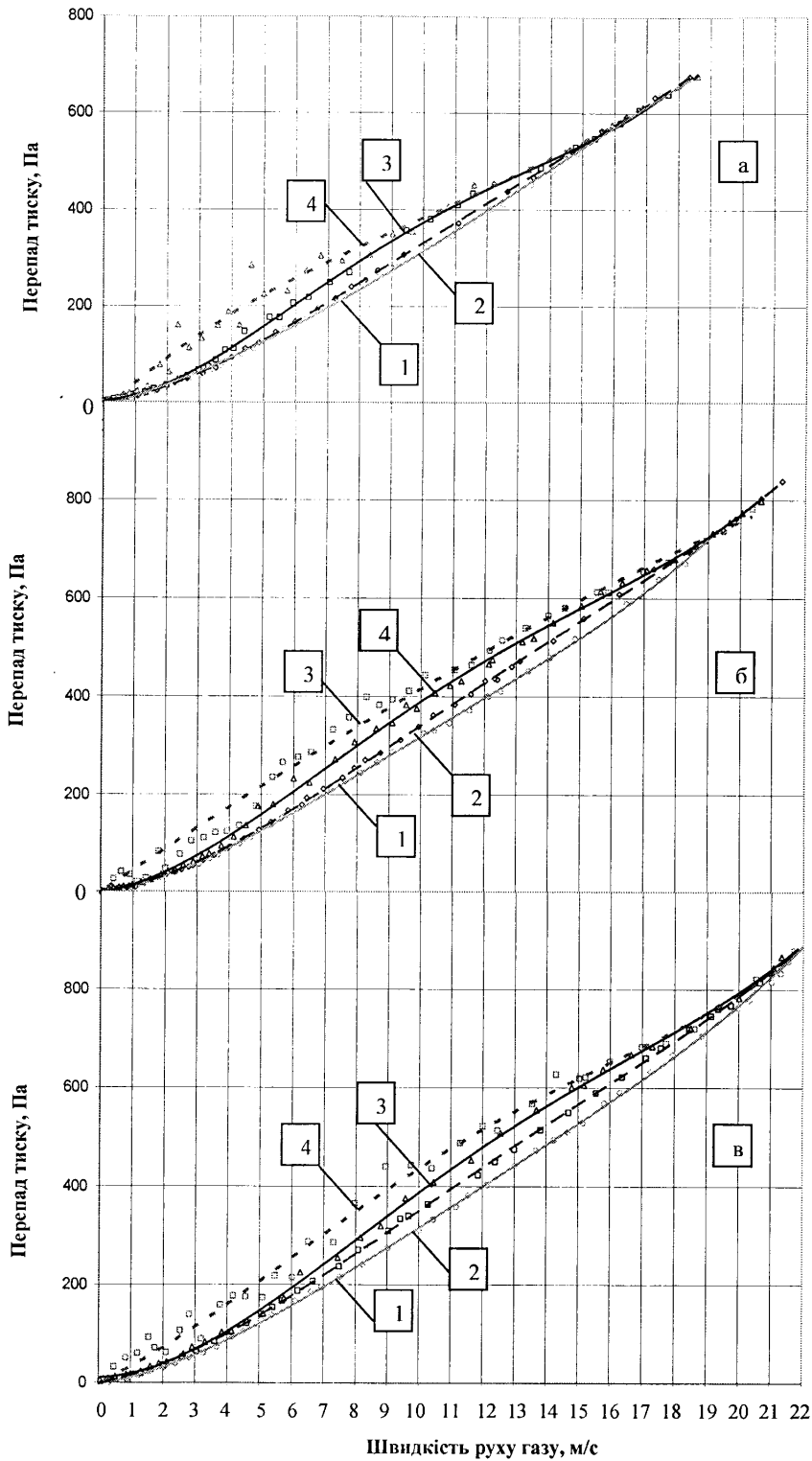
1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25 %; 3 – ступінь заповнення рідиною – 50 %; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75 %

Рисунок 3.4 – Графічна залежність загального перепаду тиску в промисловому газопроводі від швидкості руху газу за різного ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною для кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $5^\circ$



Як бачимо, максимальний перепад тиску спостерігається при 75% заповненні пониженої ділянки газопроводу рідиною (ділянка АГ), при 50% заповненні робота газопроводу характеризуватиметься мінімальним підвищенням перепаду тиску лише на ділянці АБ. З подальшим збільшенням швидкості руху газу втрати тиску спочатку зростають, сягаючи свого максимуму, а потім зменшуються, що пояснюється поступовим винесенням рідини із пониженої ділянки. Точка В є спільною для усіх чотирьох ліній і відповідає фактичному перепаду тиску в рельєфному промисловому газопроводі з кутом нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $5^\circ$  за відсутності рідини в пониженій ділянці.

Аналогічні графічні залежності були також побудовані для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $10^\circ$ ,  $15^\circ$  та  $20^\circ$  (рис. 3.5). Отримані дані дали змогу виконати математичне моделювання графічної залежності зміни необхідної граничної швидкості руху газу для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу, яка відповідає точці В на рис. 3.4, від кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі (рис. 3.6). З використанням програми Microsoft Excel одержано таку аналітичну залежність  $W=0,004 \cdot \alpha^2 + 0,444 \cdot \alpha + 11,1$ , де  $\alpha$  – кут нахилу газопроводу до горизонтальної осі,  $W$  – необхідна гранична швидкість руху газу для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу, м/с.



1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25 %; 3 – ступінь заповнення рідиною – 50 %; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75 %

Рисунок 3.5 – Графічні залежності загального перепаду тиску в рельєфному промисловому газопроводі від швидкості руху газу за різного ступеня заповнення пониженої ділянки газопроводу рідиною для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $10^\circ$  (а),  $15^\circ$  (б) та  $20^\circ$  (в)

Експериментальні дані дозволяють оцінити необхідну граничну швидкість руху робочого середовища для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу за різного ступеня заповнення газопроводу рідиною (рис. 3.6).

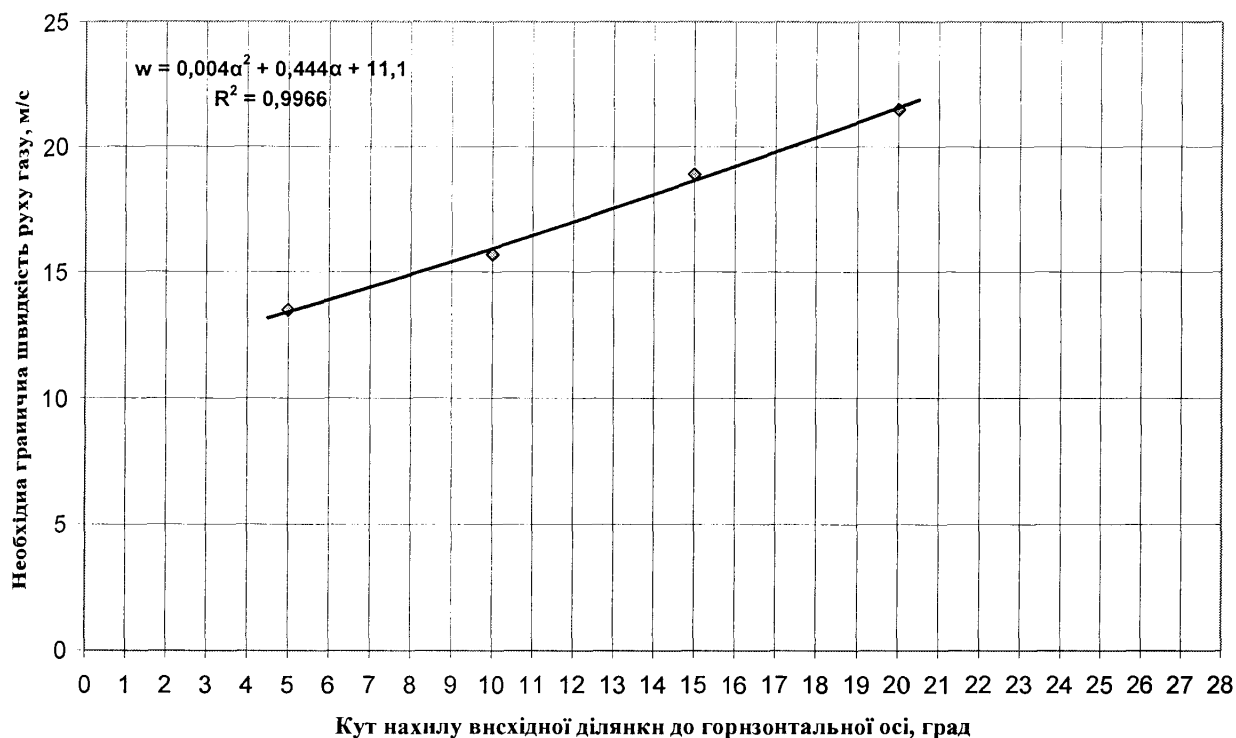


Рисунок 3.6 – Узагальнені результати математичного моделювання необхідної швидкості руху газу для винесення усієї рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу за різних кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі

Таким чином, дослідні дані дали змогу одержати достовірні результати математичного моделювання необхідної швидкості руху газу для винесення води, що накопичилась в пониженій ділянці промислового газопроводу в процесі його роботи за різних величин кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі.

На другому етапі на вхід в установку одночасно подавали газ та воду, тобто моделювався двофазний потік у промисловому газопроводі.

Спільний рух газу і рідини трубопроводом характеризується наявністю різних форм течії, які визначаються в основному розподілом фаз по

поперечному перерізу труби, що, у свою чергу, залежить від об'ємного вмісту рідкої фази в газорідинному потоці, швидкості течії, фізичних властивостей обох фаз та інших факторів.

Різноманітні структури течії, характерні для спільного руху рідини і газу трубопроводом, наведені в роботі [106]. До них відносяться наступні основні структури руху газорідинних потоків у горизонтальних трубах:

- роздільна (з гладкою і хвильовою поверхнею розділу);
- кільцева (плівкова, плівково-дисперсна);
- коркова (снарядна, чоткова);
- бульбашкова.

Крім наведених форм руху газорідинних потоків у горизонтальних трубах, в багатьох роботах вказується існування емульсійного, розпиленого і деяких інших видів потоків [107-109].

Попри різноманіття структур руху газорідинних потоків особливістю течії газорідинної суміші в трубі є значні пульсації тиску, викликані наявністю двох фаз з різними фізичними властивостями, існуванням відносної швидкості руху компонентів, великою стисливістю газорідинної суміші та іншими причинами.

За низьких швидкостей руху газу висхідні ділянки промислового газопроводу з часом практично повністю заповнюються рідиною, що зумовлює пульсації тиску.

Максимальні пульсації тиску виникають у так званих перехідних областях (понижені ділянки трубопроводу), де відбувається різка зміна структур, і потік з хвильовою поверхнею розділу течії (роздільна структура) переходить до коркової структури руху, як це зображено на рис. 3.7. Через скупчення рідини в пониженій ділянці промислового газопроводу зменшується ефективний поперечний переріз труби для руху газового потоку. Тому в цьому місці зростає швидкість руху газу. Зростання швидкості руху газу, в свою чергу, призводить до турбулізації потоку і виникнення хаотичних пульсаційних збурень. Зокрема, ці збурення спричиняють зміщення частинок рідини, в результаті чого поверхня рідини деформується і відхиляється від початкової

форми. З рис. 3.7 також видно, що до пониженої ділянки газопроводу структура течії суміші є роздільною, а після пониженої ділянки проходить різка зміна структури руху в коркову.

Згідно з дослідженнями, проведеними Мамаєвим, Одішарією та ін. при русі газо-водяної суміші горизонтальною ділянкою газопроводу, показано, що перехід з роздільної структури течії в коркову призводить до 2-3-х кратного збільшення середньої величини втрат напору на тертя [106].

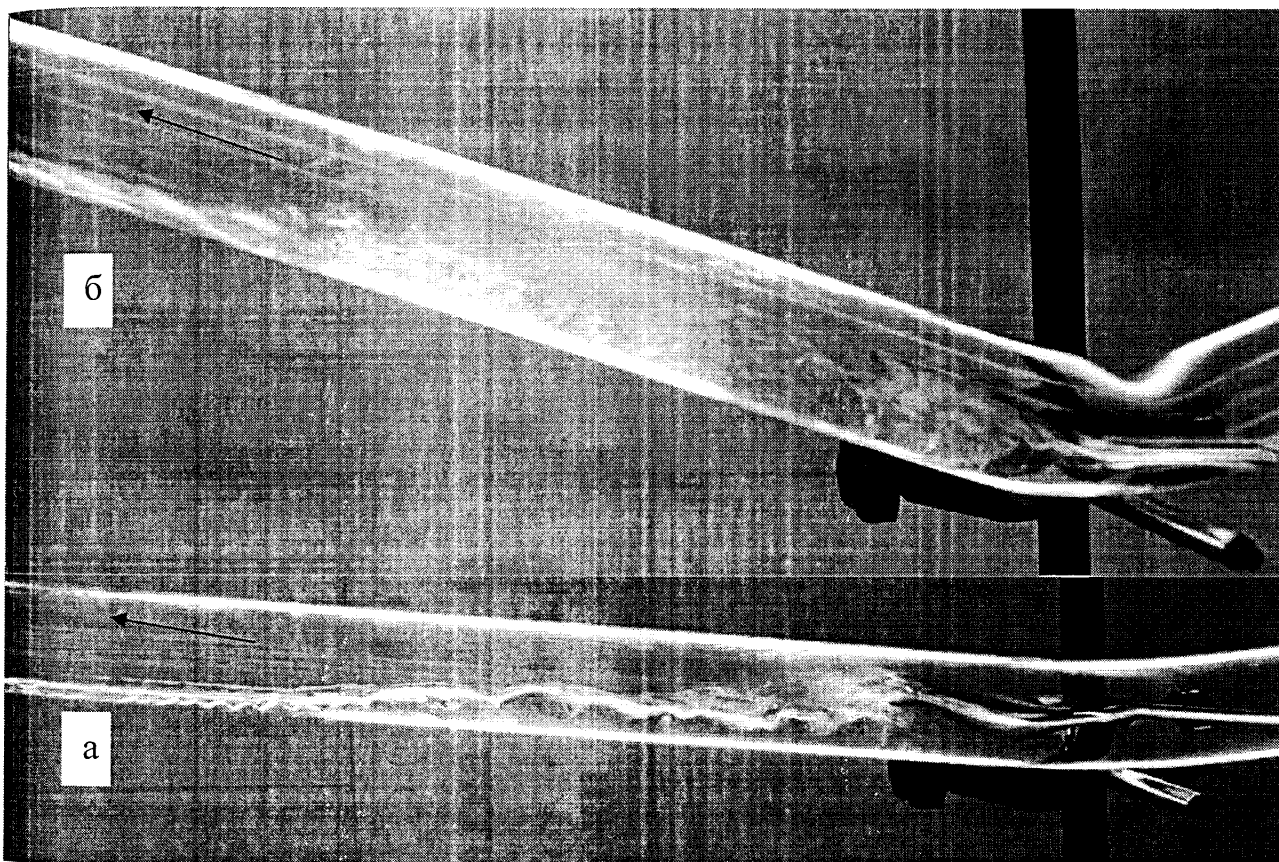
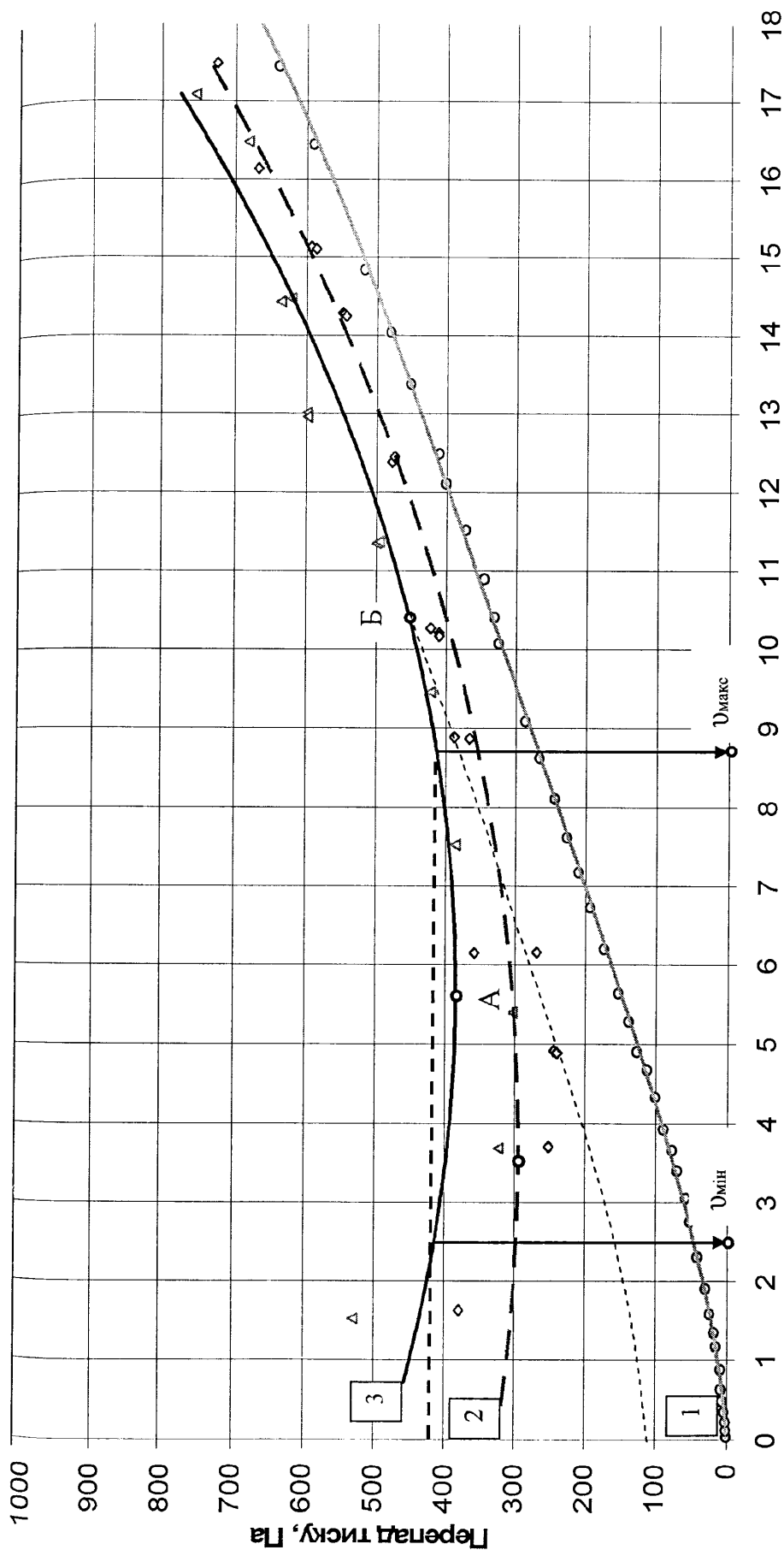


Рисунок 3.7 – Зміна структур руху потоків в промисловому газопроводі з кутами нахилу висхідних ділянок до горизонтальної осі  $5^\circ$  (а) та  $20^\circ$  (б)

Результати експериментів, проведених для різних швидкостей руху газу (1-21 м/с), довели, що для рельєфного промислового газопроводу існує така швидкість руху газу (точка Б, рис. 3.8), при перевищенні якої пульсації тиску в системі практично відсутні, що пояснюється роздільною структурою руху фаз.



### Швидкість руху газу, м/с

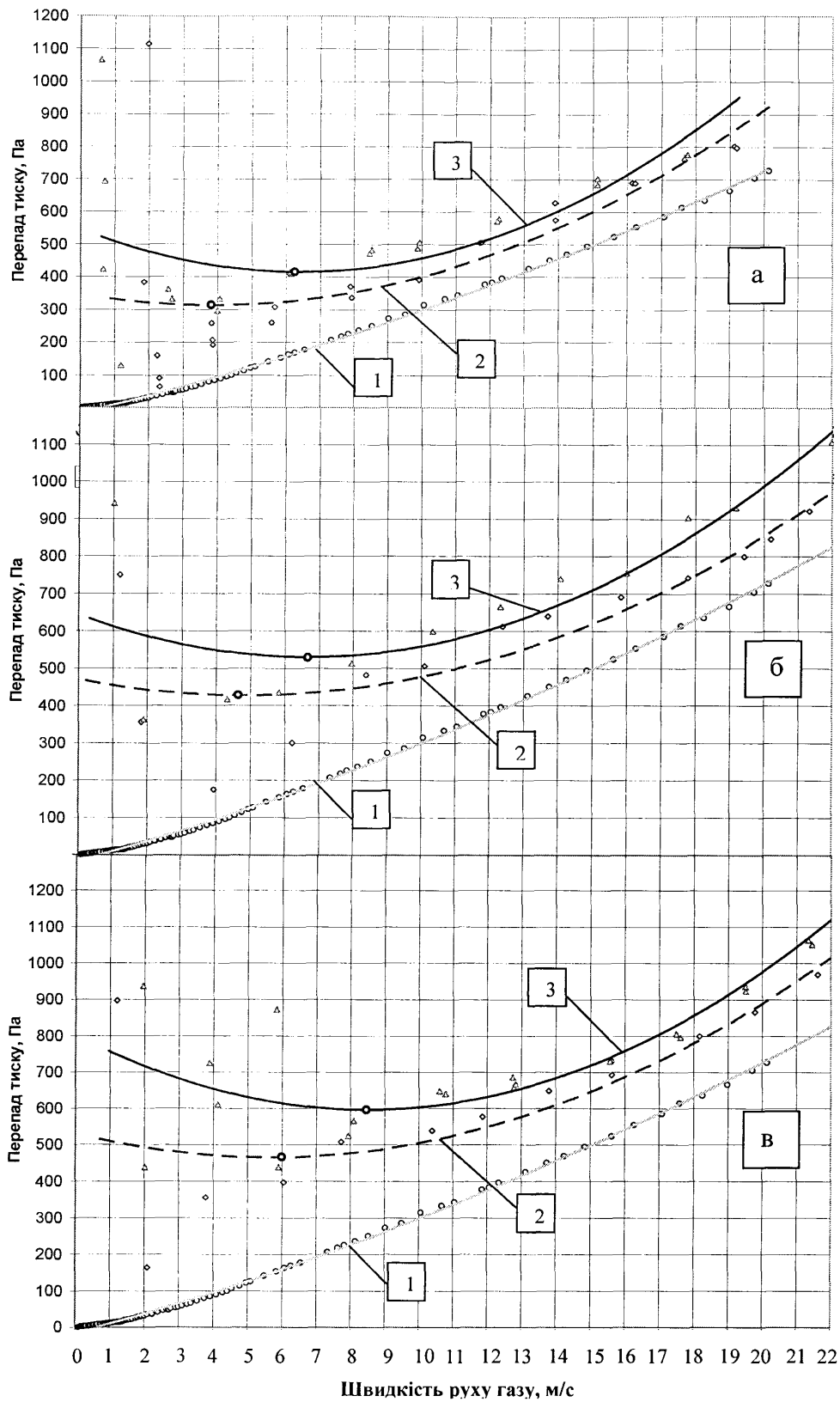
1 – за відсутності рідини в потіщі; 2 – витрата рідини 1,5 мл/с; 3 – витрата рідини 4,2 мл/с

Рисунок 3.8 – Графік залежності загального перепаду тиску в рельєфному промисловому газопроводі ( $\alpha=5^\circ$ ) при русі газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини

Із аналізу графічної залежності (рис. 3.8) видно, що із збільшенням швидкості руху газу загальний перепад тиску в рельєфному промисловому газопроводі ( $\alpha=5^\circ$ ) зменшується, досягаючи свого мінімуму, а потім збільшується. Це означає, що одному і тому ж перепаду тиску на досліджуваній ділянці газопроводу відповідають два значення швидкості руху газу: мінімальна і максимальна. На кривій 3 можна також виділити дві характерні точки: точку А, яка відповідає мінімальному перепаду тиску, при якому можливий рух газорідинної суміші газопроводом заданого діаметру і кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $\alpha=5^\circ$ , і точку Б (яка лежить на паралельній до кривої 1 пунктирній лінії, яка проходить з кінцевої ділянки кривої 3), що характеризує найменшу кількість питомої енерговитратності на одиницю об'єму або маси суміші. Під питомою енерговитратністю розуміють відношення втрат тиску на тертя по довжині газопроводу до витрати газу [110].

За необхідності забезпечити мінімальні втрати тиску при русі газорідинної суміші трасою рельєфного промислового газопроводу, доцільно використати перший режим (точка А). Відповідно, пошук оптимального режиму руху газорідинної суміші в координатах  $\Delta P/Q = f(v)$ , які за своєю суттю відображають питому енерговитратність, полягає у знаходженні на графіку (рис. 3.10) швидкості руху газу, починаючи з якої питома енерговитратність сягає свого мінімуму [106].

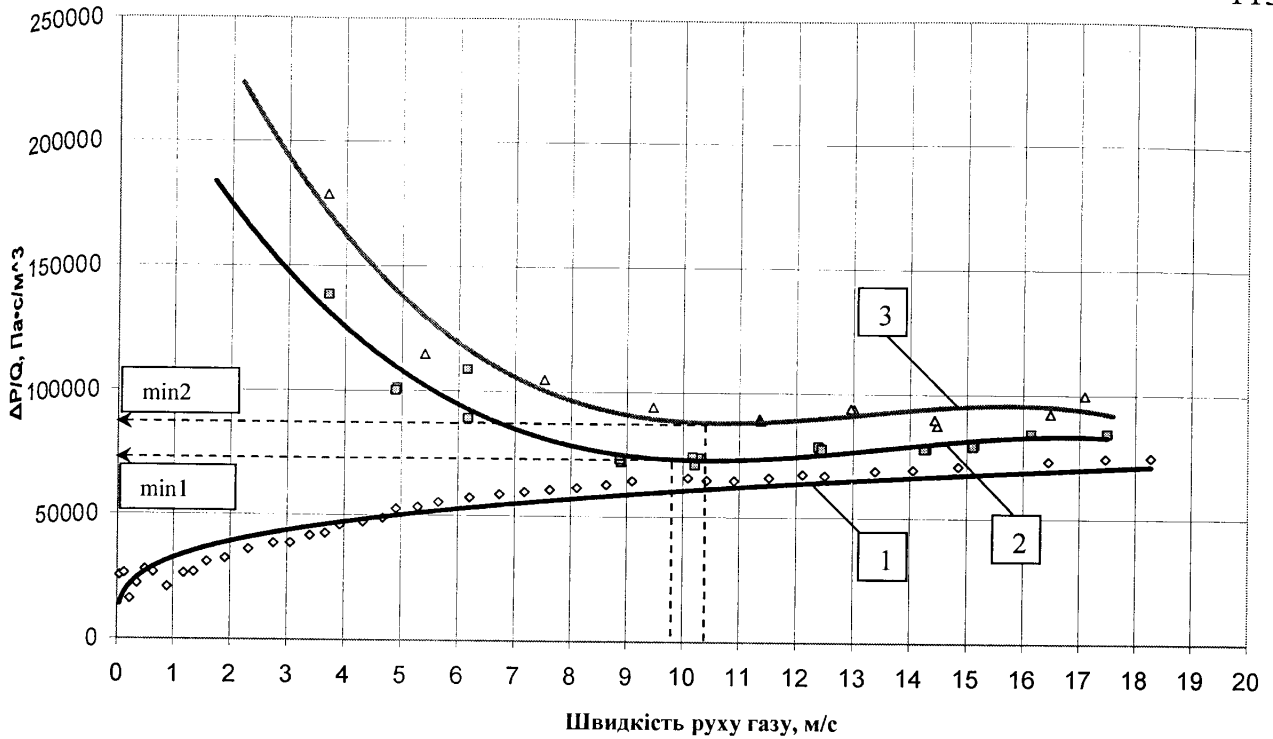
Для вибору оптимальних параметрів руху газорідинної суміші рельєфним промисловим газопроводом, який відповідає абсолютному мінімуму втрат тиску, на рис. 3.9 зображено графічні залежності загального перепаду тиску в рельєфному промисловому газопроводі при русі газорідинної суміші від швидкості руху газу для різного вмісту рідини в потоці, та кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20 градусів.



1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – витрата рідини 1,5 мл/с; 3 – витрата рідини 4,2 мл/с

Рисунок 3.9 – Залежність загального перепаду тиску в рельєфному промисловому газопроводі (а –  $\alpha=10^\circ$ , б –  $\alpha=15^\circ$ , в –  $\alpha=20^\circ$ ) під час руху газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини

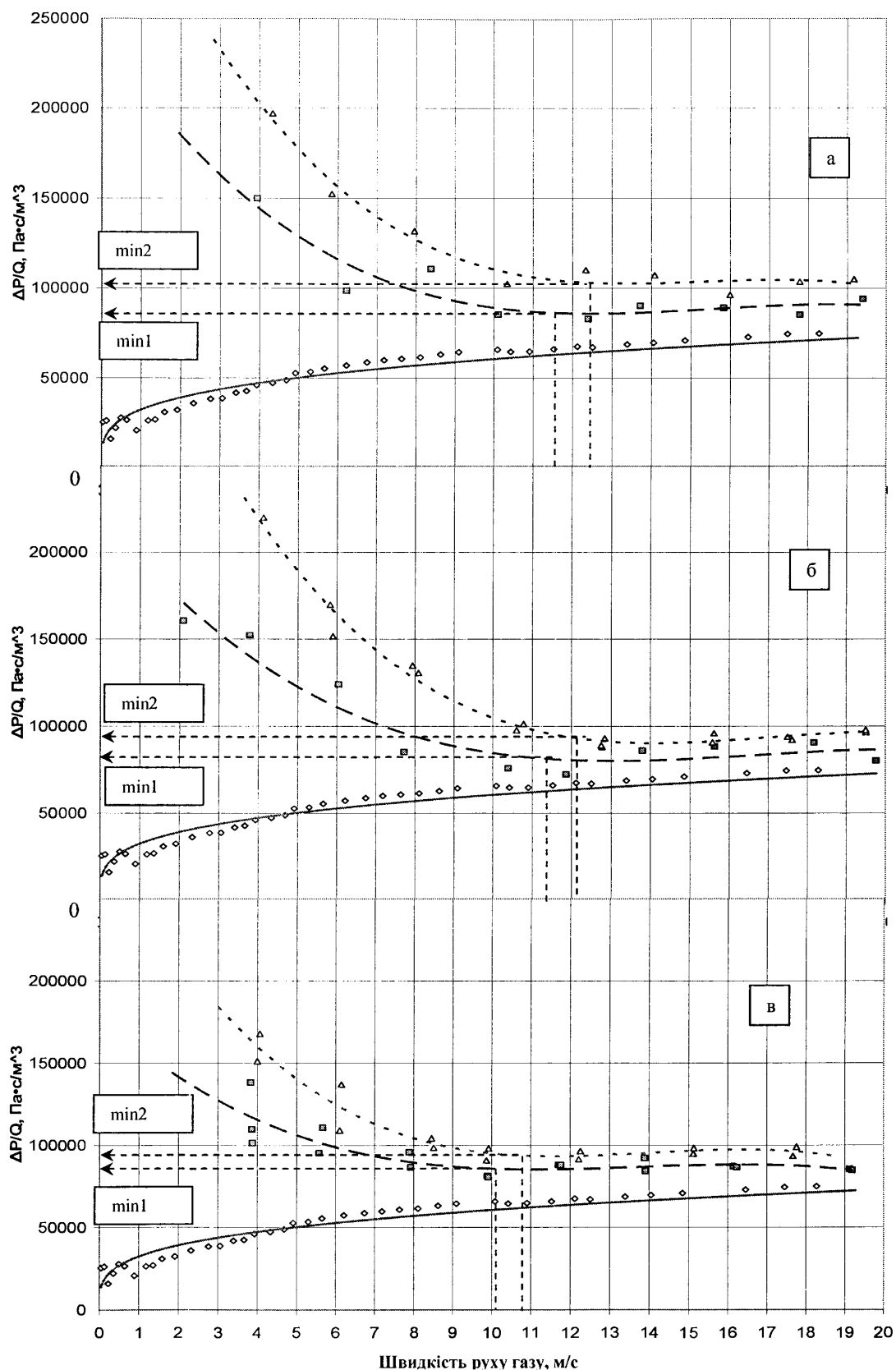




1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – витрата рідини 1,5 мл/с; 3 – витрата рідини 4,2 мл/с

Рисунок 3.10 – Графік залежності питомої енерговитратності в рельєфному промисловому газопроводі ( $\alpha=5^\circ$ ) при русі газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини

Для вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі, який відповідає мінімальній питомій енерговитратності, на рис. 3.11 зображено аналогічні графічні залежності для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20 градусів.



1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – витрата рідини 1,5 мл/с; 3 – витрата рідини 4,2 мл/с

Рисунок 3.11 – Залежність питомої енерговитратності в рельєфному промисловому газопроводі (а –  $\alpha=20^\circ$ , б –  $\alpha=15^\circ$ , в –  $\alpha=10^\circ$ ) під час руху газорідинної суміші від швидкості руху газу за різної витрати рідини

Виходячи з умов забезпечення мінімальних втрат тиску та мінімальної питомої енерговитратності, узагальнені результати вибору оптимальних параметрів руху газорідинної суміші, зведено у табл. 3.1.

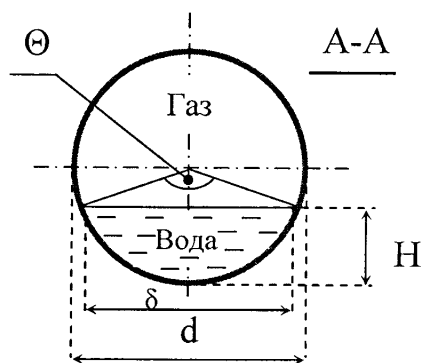
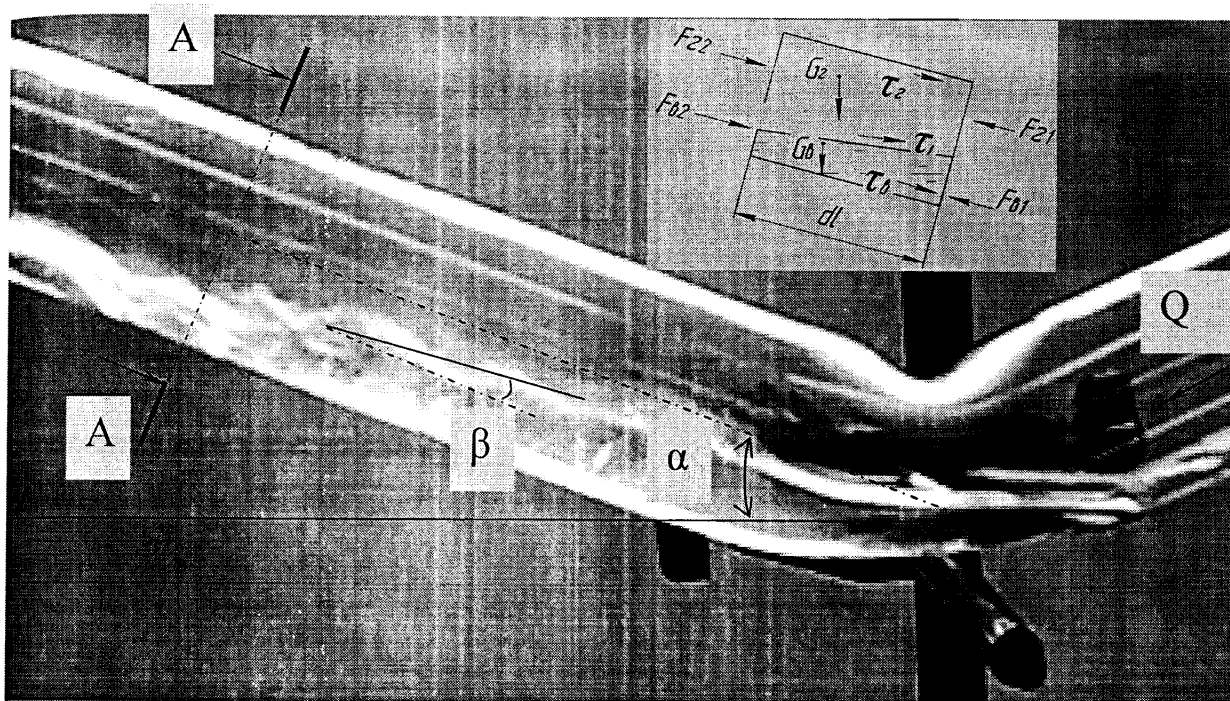
Таблиця 3.1 – Вибір оптимальних параметрів руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі

№	Кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, град	Швидкість руху газу, м/с			
		Умова мінімальних втрат тиску		Умова мінімальної питомої енерговитратності	
		Витрата рідини 1,5 мл/с	Витрата рідини 4,2 мл/с	Витрата рідини 1,5 мл/с	Витрата рідини 4,2 мл/с
1	5	3,5	5,6	9,7	10,4
2	10	3,8	6,3	10,1	10,8
3	15	4,7	6,8	11,3	12,1
4	20	6,0	8,4	11,6	12,5

### 3.3 Математична модель скупчення рідини в пониженій ділянці промислового газопроводу

Відомо, що при наявності скупчень рідини в понижених ділянках рельєфного газопроводу пропускна здатність його суттєво зменшується. Дослідженню процесів запобігання і ліквідації скупчень рідини у трубопроводах присвячені праці науковців: Братаха М.І., Галлямова А.К., Грудза В. Я., Гусейнова Ч.С., Капцова І.І., Кондрата Р.М., Кондрата О.Р., Кутукова С.Е., Одішарії Г.Є., Петришака В.С., Терепенка Р.М., Чарного І.А., V. Golberg та ін. В роботах [111, 112] запропонована приблизна теорія розрахунку пропускної здатності рельєфного трубопроводу при русі нафти за наявності нерухомих водяних або газових "мішків" в понижених або підвищених ділянках траси. Але слід відмітити, що досі залишається відкритим питання для прогнозування граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини, що накопичилась в понижених ділянках промислового газопроводу.

Згідно з теорією С.Е. Кутукова [113], щоб отримати аналітичний вираз для узагальненого критерію накопичення води (рис. 3.12), необхідно розглянути рівняння балансу сил для кожної із фаз (води і газу).



A-A – переріз; H – висота поверхні розділу фаз;  $\Theta$  – центральний кут;

Q – витрата газу

Рисунок 3.12 – Схема розділення рідинної і газової фаз у рельєфному промисловому газопроводі

Із рис. 3.12 запишемо рівняння балансу сил для рідинної фази:

$$\tau_i \cdot \delta \cdot \cos \beta \pm \tau_e \cdot \chi_e - \varpi_e \cdot \rho_e \cdot g \cdot \sin \alpha + \varpi_e \cdot \frac{dP}{dl} = 0, \quad (3.1)$$

де  $\varpi_6$  – площа живого перерізу зайнята водою, м<sup>2</sup>;

$dP$  – приріст тиску, Па;

$dl$  – приріст довжини, м;

$\tau_i$  – дотична напруження тертя на границі розділу фаз, Па;

$\delta$  – ширина поверхні розділу фаз, м;

$\beta$  – кут нахилу поверхні розділу фаз до осі газопроводу, град;

$\tau_6$  – дотична напруження тертя на границі між рідиною і стінкою, Па;

$\chi_6$  – змочений периметр рідиною, м<sup>2</sup>;

$\rho_6$  – густина води, кг/м<sup>3</sup>;

$\alpha$  – кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, град.

Згідно із законом тертя Ньютона напруження внутрішнього тертя на границі розділу фаз, що виникає при взаємному зміщенні шарів, виразимо через динамічний коефіцієнт в'язкості і градієнт зміни швидкості:

$$\tau_i = \pm \mu \cdot \frac{du}{dn} \approx \pm \mu \cdot \left( \frac{u}{v_6} \right) \cdot \frac{v_6}{d} \cdot \left( \frac{d}{n} \right), \quad (3.2)$$

де  $\mu = \nu \cdot \rho_6$  – динамічний коефіцієнт в'язкості води, Па·с;

$\frac{du}{dn}$  – градієнт зміни швидкості, с<sup>-1</sup>;

$v_6$  – швидкість руху води, м/с;

$u$  – місцева швидкість потоку, м/с;

$n$  – нормаль до поверхні, до якої відбувається тертя.

Крім того із рис 3.12, напишемо рівняння балансу сил, які діють на газову фазу:

$$\varpi_2 \cdot \frac{dP}{dl} - \tau_i \cdot \delta \cdot \cos \beta - \tau_2 \cdot \chi_2 - \varpi_2 \cdot \rho_2 \cdot g \cdot \sin \alpha = 0, \quad (3.3)$$

де  $\varpi_2$  – площа живого перерізу зайнята газом, м<sup>2</sup>;

$\rho_2$  – густина газу за робочих умов, кг/м<sup>3</sup>.

Спільний розв'язок рівнянь (3.1 і 3.3) відносно градієнту тиску дає залежність площі живого перерізу рідинного скупчення від параметрів граничної взаємодії потоку газу із скупченням води:

$$\frac{\tau_i \cdot \delta \cdot \cos \beta}{\varpi_2} + \tau_2 \cdot \frac{\chi_2}{\varpi_2} - \Delta \rho \cdot g \cdot \sin \alpha + \frac{\tau_i \cdot \delta \cdot \cos \beta}{\varpi_6} = 0. \quad (3.4)$$

Розглянемо частинний випадок рівняння (3.4), коли  $\cos \beta = 1$ , що означає рівність кутів нахилу до горизонту поверхні розділу фаз і осі газопроводу.

Дотичне напруження тертя на границі між газом і стінкою газопроводу можна виразити через коефіцієнт Дарсі

$$\tau_2 = \frac{\lambda \cdot \rho_2 \cdot v_2^2}{8}, \quad (3.5)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору потоку газу до стінки газопроводу;

$v_2$  – швидкість руху газового потоку, м/с.

Виразимо середню за перерізом товщину зрушуючого шару через центральний кут  $\theta$ :

$$\frac{n}{d} = \frac{d^2 \cdot \sin^3 \frac{\theta}{2}}{12 \cdot \varpi_6} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\theta}{2}. \quad (3.6)$$

Припустивши, що розподіл швидкостей в турбулентному потоці підпорядковується логарифмічному закону і, виражаючи всі геометричні характеристики живого перерізу роздільного потоку через центральний кут  $\theta$ , отримаємо залежність площі живого перерізу рідинного скупчення від параметрів граничної взаємодії потоку газу із скупченням води:

$$\frac{\lambda \cdot Q_2^2}{d^5 \cdot g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_2}{\Delta \rho} = \frac{(2 \cdot \pi - \theta + \sin \theta)^3}{64 \cdot \left(\pi - \frac{\theta}{2}\right)} \cdot \frac{Q_2 \cdot \nu}{d^4 \cdot g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_2}{\Delta \rho} \cdot \frac{2 \cdot \pi \cdot \sin \frac{\theta}{2} \cdot (2 \cdot \pi - \theta + \sin \theta) \cdot \frac{u}{\nu}(\theta)}{\left(\pi - \frac{\theta}{2}\right) \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot \sin^3 \frac{\theta}{2} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\theta}{2} \cdot (\theta - \sin \theta)\right)}, \quad (3.7)$$

де  $Q_2$  – витрата води, м<sup>3</sup>/с;

$\Delta \rho$  – різниця густин між водою і газом, кг/м<sup>3</sup>.

Для знаходження коефіцієнта гідравлічного опору  $\lambda$  розглянемо висхідну ділянку рельєфного промислового газопроводу, на якій накопичилась певна кількість нерухомої води. Втрати напору на цій ділянці визначимо із рівняння Бернуллі, записаного для перерізів 1-1 та 2-2, (рис. 3.13).

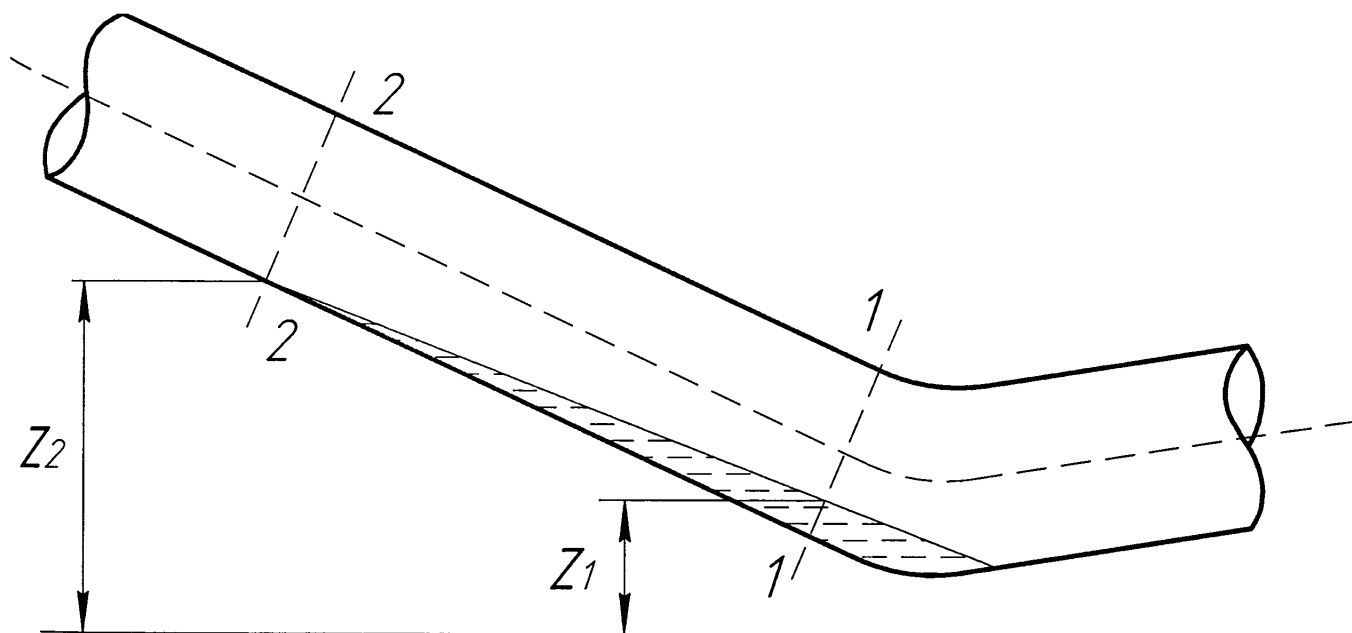


Рисунок 3.13 – Схема висхідної ділянки промислового газопроводу, зайнята нерухомою рідиною

$$\left(z_1 + \frac{P_1}{\rho_2 \cdot g}\right) - \left(z_2 + \frac{P_2}{\rho_2 \cdot g}\right) = h_{om} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot l \cdot Q_2^2}{\pi^2 \cdot g \cdot d^5}, \quad (3.8)$$

де  $z_1, z_2$  – вертикальні координати границі розділу фаз “вода-газ”, м;

$Q_2$  – витрата газу за робочих умов, м<sup>3</sup>/с;

$P_1, P_2$  – тиски на початку і в кінці висхідної ділянки, Па.

Згідно із законом Паскаля для нерухокої води на висхідній ділянці трубопроводу можна записати наступне рівняння:

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho_e \cdot g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho_e \cdot g}. \quad (3.9)$$

Підставивши рівняння (3.9) в (3.8) і враховуючи, що  $\frac{z_1 - z_2}{l} = \sin \alpha$ , отримуємо вираз для визначення коефіцієнта гідравлічного опору на висхідній ділянці промислового газопроводу, зайнятого нерухокою водою:

$$\lambda = \frac{\Delta \rho \cdot \pi^2 \cdot g \cdot d^5}{8 \cdot Q_e^2 \cdot \rho_e} \cdot \sin \alpha. \quad (3.10)$$

Використовуючи рівняння (3.7), побудуємо графічну залежність (рис. 3.14) при  $\frac{Q_e \cdot \nu}{d^4 \cdot g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_e}{\Delta \rho} = 0$ , що означає відсутність тертя на границі розділу фаз і відповідає моменту повного винесення рідини з пониженої ділянки промислового газопроводу.



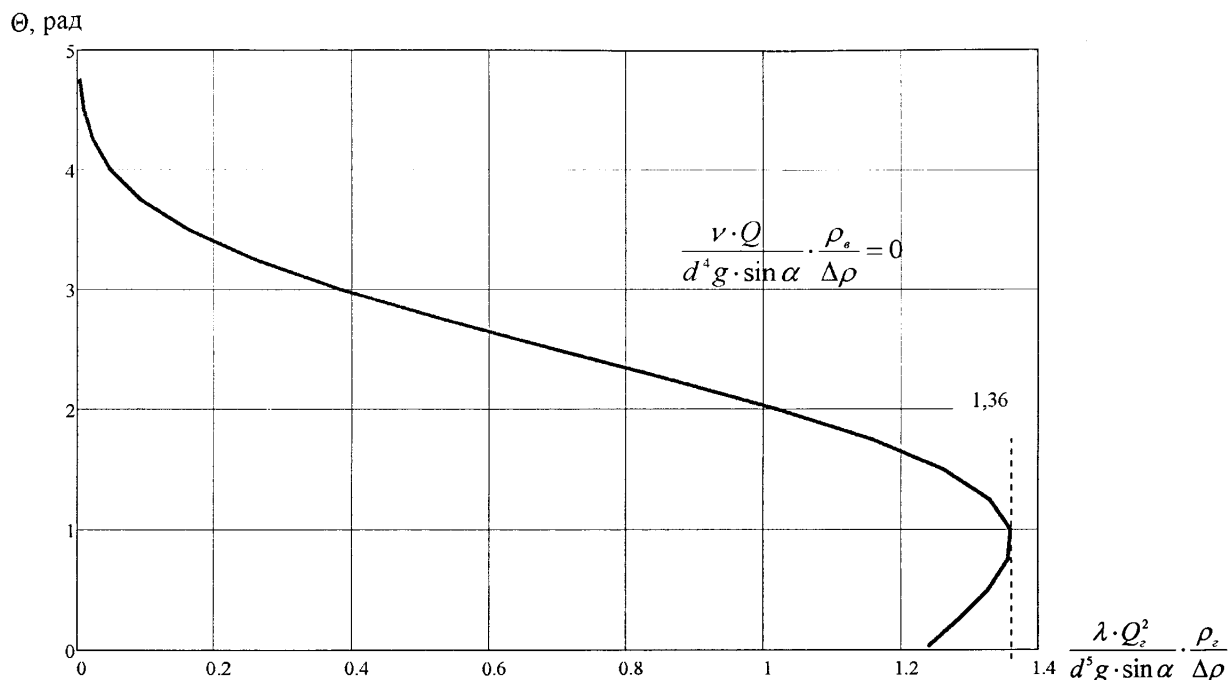


Рисунок 3.13 – Умови існування води в пониженій ділянці промислового газопроводу

На графічній залежності (рис. 3.13) можна виділити дві характерні області: область 1, яка знаходиться праворуч від кривої в якій переважають сили між фазного тертя, і область 2, яка знаходиться ліворуч від кривої де переважають гравітаційні сили. У першій області існування води в пониженій ділянці газопроводу неможливе, оскільки сили між фазного тертя винесуть її.

Для виконання цієї умови необхідно, щоб параметр  $\frac{\lambda \cdot Q_z^2}{d^5 \cdot g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_z}{\Delta \rho}$  перевищував значення 1,36.

Гранична швидкість руху газу, яка необхідна для повного винесення води з пониженої ділянки рельєфного газопроводу із вище згаданої умови запишеться, як:

$$v_{гр} = \sqrt{\frac{2 \cdot d \cdot g \cdot \sin \alpha \cdot \left( \rho_g \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{\rho_o \cdot P \cdot T_o} - 1 \right)}{\lambda}}, \quad (3.11)$$

де  $P_o$  – атмосферний тиск, Па;

$T$  – середня температура газового потоку, К;

$P$  – середній тиск газу, Па;

$Z$  – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску та температури;

$T_o$  – стандартна температура, К;

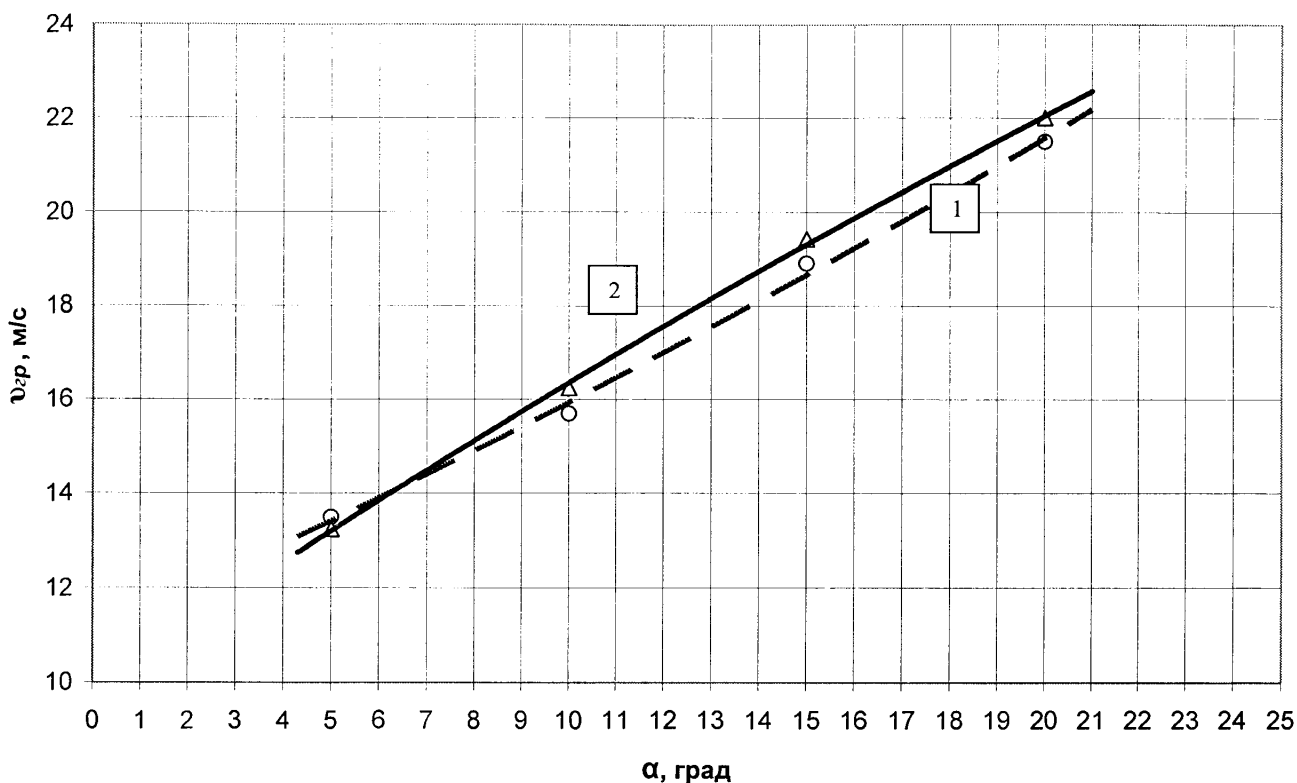
$\rho_o$  – густина газу за стандартних умов,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газового потоку на висхідній ділянці газопроводу, зайнятого нерухомою водою.

Вихідні дані для визначення умови винесення рідини з пониженої ділянки промислового газопроводу залежно від кута нахилу висхідної ділянки наведені в таблиці 3.2. Результати розрахунків зображені на рис. 3.15, де суцільна лінія отримана за формулою (11), а пунктирна – експериментальні точки, отримані за результатами лабораторних досліджень [56].

Таблиця 3.2 – Розрахункові та експериментальні значення граничної швидкості руху газу

№	Кут нахилу висхідної ділянки трубопроводу до горизонтальної осі, град	Гранична швидкість руху газу, м/с	
		Значення, розраховані за формулою (3.11)	Експериментальні значення
		Внутрішній діаметр газопроводу – 0,025 м	
1	5	13,243	13,5
2	10	16,247	15,7
3	15	19,422	18,9
4	20	22,012	21,5



1 – на основі аналітичної залежності (11); 2 – на основі експериментальних даних

Рисунок 3.15 – Залежність граничної швидкості руху газу від кута нахилу висхідної ділянки промислового газопроводу до горизонтальної осі

Аналіз рисунку 3.15 свідчить про достатню збіжність результатів, отриманих на основі аналітичної залежності, та результатів експерименту (відносна приведена похибка – 3,4 %).

Побудуємо 3-D графічні умови в середовищі Microsoft Excel 2003, використовуючи аналітичну залежність (3.11), для таких вихідних даних:

- кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі (від 0 до 20°);
- швидкість руху газового потоку (від 0,1 до 22 м/с );
- внутрішні діаметри шлейфів свердловин (від 33 до 114 мм);
- вміст скупчень рідини в пониженій ділянці газопроводу (вода  $\rho_e = 1000 \text{ кг/м}^3$ );
- величина середнього тиску в газопроводі (від 0,5 МПа до 5 МПа).

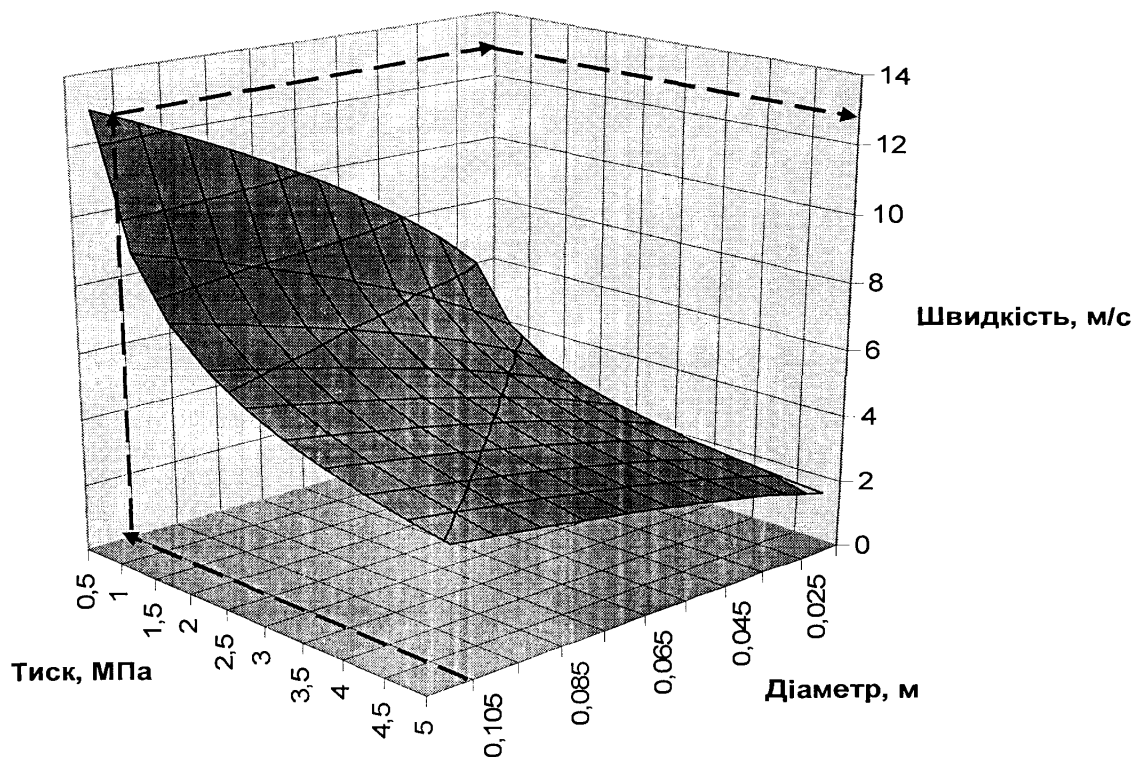


Рисунок 3.16 – Залежність граничної швидкості руху газу від середнього тиску і діаметру рельєфного промислового газопроводу для кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $5^\circ$

Аналіз залежності (рис. 3.16) свідчить про істотний вплив на граничну швидкість руху газової фази, необхідної для повного винесення рідини з пониженої ділянки промислового газопроводу, як діапазону зміни діаметрального ряду шлейфів свердловин, так і величини зміни середнього тиску газу на досліджуваному трубопроводі. Причому збільшення внутрішнього діаметру трубопроводу призводить до зростання величини граничної швидкості руху газу, за якої відбувається повне винесення рідини із пониженої ділянки, і навпаки, зростання середнього тиску газу в трубопроводі призводить до зменшення величини граничної швидкості.

На рисунку 3.16 пунктирними лініями вказано порядок визначення граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу. Так, для тиску 0,5 МПа, кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі  $5^\circ$  і внутрішнього діаметру

промислового газопроводу 0,105 м необхідна гранична швидкість руху газу становитиме 12,8 м/с.

Аналогічні залежності побудовані і для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20° (рис. 3.17). Отримані дані свідчать, що граничні швидкості руху газу, за яких відбувається повне винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу, збільшуються із зростанням кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, причому це збільшення є найбільш суттєвим в області великих кутів. Так, наприклад, зі збільшенням кута нахилу удвічі – від 5° до 10° гранична швидкість руху газу, необхідна для повного винесення рідини, збільшується на 20-25%, в той час, як зі збільшенням кута від 10° до 20° – на 30-35%.

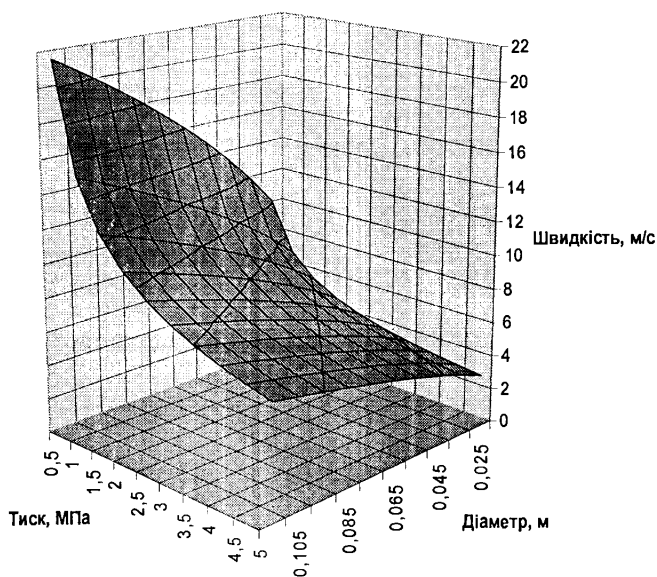
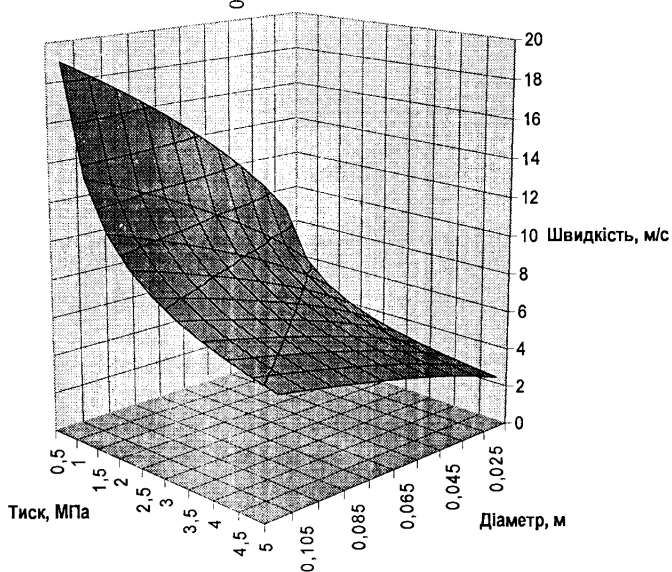
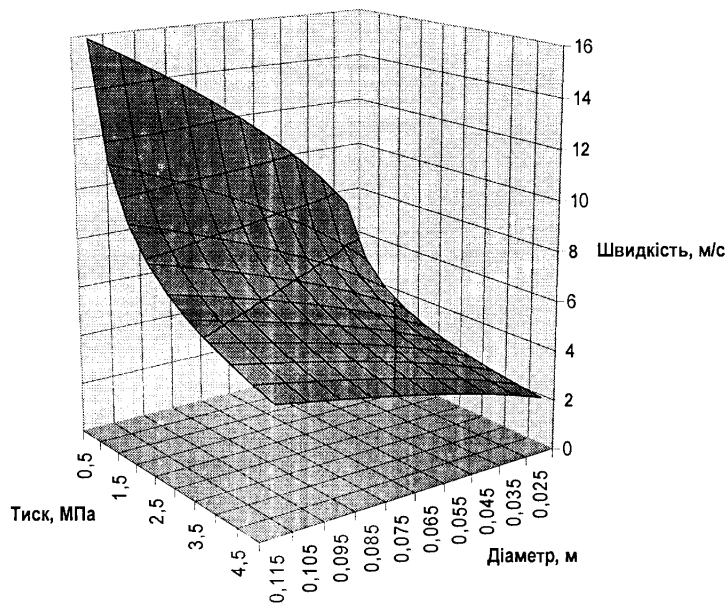


Рисунок 3.17 – Залежності граничної швидкості руху газу від середнього тиску і діаметру рельєфного промислового газопроводу для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20°

### 3.4 Розроблення в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислового газопроводу від скупчень рідини

Проблема накопичення рідини в понижених ділянках промислових газопроводів є характерною для низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин. Тому необхідно проводити заходи, спрямовані на запобігання накопичення рідини, і періодичне її видалення.

Способи очищення газопроводів від скупчень рідини за допомогою очисних пристроїв і пін успішно використовуються на практиці, однак мають обмежену область застосування через необхідність монтажу додаткового обладнання (вузлів запуску та вловлювання поршнів і піногасіння).

Значно ефективнішими у цьому відношенні є гелеві поршні, проте вони мають вагомий недолік, який пов'язаний із значною адгезією гелю до металу.

Запропонований нами в'язкопружний очисний поршень не має згаданого недоліку, а також є саморозчинним у воді та у воді з конденсатом. В його склад входять дешеві у виробництві компоненти.

Нами запропоновано в'язкопружний поршень, в склад якого входить карбоксиметилцелюлоза, спінююча (поверхнево-активна речовина) та вода [114].

Поставлена задача вирішується тим, що у відомий склад гелеподібного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислового газопроводу, який містить водорозчинний полімер і воду, згідно з винаходом, додатково введено спінюючу поверхнево-активну речовину, а в якості водорозчинного полімеру використовується карбоксиметилцелюлоза.

Склад в'язкопружного поршня готують в наступній послідовності. В прісну воду додають спінюючу поверхнево-активну речовину, карбоксиметилцелюлозу і перемішують їх до утворення однорідної маси. Суміш обробляють метиловим спиртом (метанолом) впродовж 20-30 хв., при об'ємному співвідношенні 1:2 і надають їй форму циліндра з діаметром близьким до діаметру трубопроводу.

В результаті взаємодії однорідної маси, яка містить спінюючу поверхнево-активну речовину і карбоксиметилцелюлозу з метанолом, проходить процес висоловання карбоксиметилцелюлози з утворенням пінної твердої фази. При цьому при взаємодії метанолу з піною, яка утворилась із піноутворюючого розчину в процесі висоловання, проходить перетворення міжплівкової рідини в еластичну плівку, що значно зміцнює структуру піни і збільшує її стійкість.

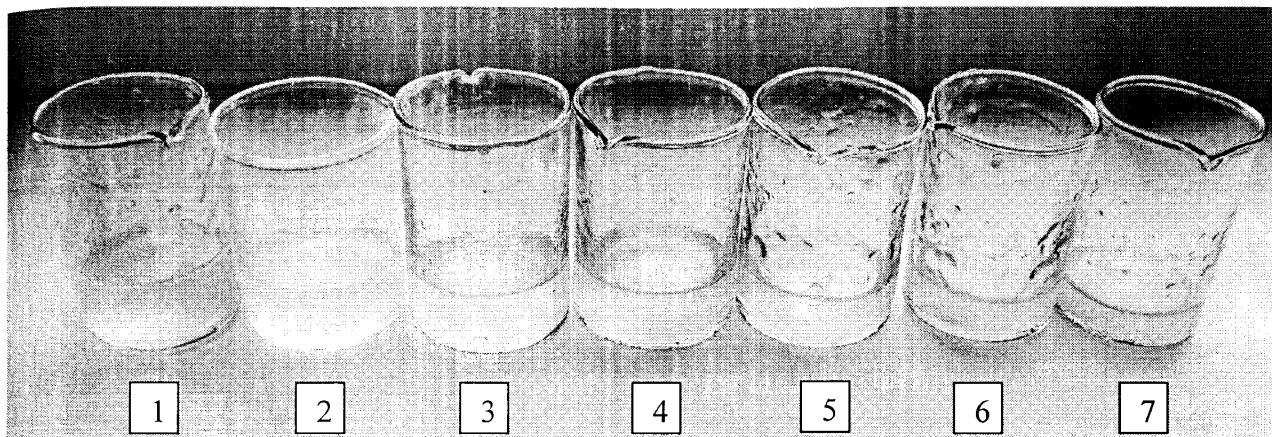
Основні властивості в'язкопружного очисного поршня:

- не руйнується при пропусканні через трубопроводи різного поперечного перерізу;
- не руйнується при зупинці роботи трубопроводу;
- володіє низькою адгезією до металу;
- під час руху трубопровідною системою набуває форми останньої, охоплюючи весь її периметр;
- після завершення процесу очищення трубопроводу розчиняється у воді.

Для визначення часу розчинення в'язкопружного поршня у воді, конденсаті та в системі “вода-конденсат” були проведені відповідні лабораторні дослідження.

У змішувач, обладнаний мішалкою, завантажували 4 мас. ч. карбоксиметилцелюлози, 95 мас. ч. води і 1 мас. ч. ПАР (Стінол). Перемішування здійснювали впродовж кількох хвилин до утворення однорідного гелю (рис. 3.18). Одержану композицію заливали у заздалегідь підготовлену ємність з метиловим спиртом при об'ємному співвідношенні 1:2 і витримували впродовж 20 – 30 хв. Після цього отриманій суміші надавали форми циліндра і поміщали на очищену і знежирену поверхню. Решту композиції готують аналогічно. В табл. 3.3 наведено склад дослідних зразків в'язкопружного поршня, які підготовлені для дослідження часу їх розчинення у воді, конденсаті та воді з конденсатом.





1 – 4% КМЦ; 2 – 6% КМЦ; 3 – 8% КМЦ; 4 – 10% КМЦ; 5 – 12% КМЦ; 6 – 14% КМЦ; 7 – 16% КМЦ

Рисунок 3.18 – Зразки отриманого гелю в результаті змішування КМЦ, води і ПАР за різного вмісту КМЦ

Таблиця 3.3 – Склад дослідних зразків в'язкопружного очисного поршня

Номер досліджу	КМЦ, % мас	Спінююча ПАР, % мас		Вода, % мас	
		1	2	95	94
1	4	1	2	95	94
2	8	1	2	91	90
3	12	1	2	87	86
4	16	1	2	83	82
5	20	1	2	79	78
6	24	1	2	75	74
7	28	1	2	71	70

Підготовлені зразки поршнів занурювали у воду, конденсат та воду з конденсатом і визначали час їх розчинення у цих рідинах. Аналогічні експерименти проводили з використанням мінералізованої води за вмісту 40 г/л NaCl. Результати випробувань зображено на рис. 3.20 – 3.21.

Як свідчать результати лабораторного дослідження, підготовлені зразки поршнів абсолютно нерозчинні у конденсаті, а час їх розчинення у воді і воді з конденсатом коливається від 35 хв. до майже трьох годин (для мінералізованої води – від 40 хв. до понад трьох годин).



Рисунок 3.19 – Утворення еластичної плівки на поверхні зразка поршня після оброблення гелю метиловим спиртом

Із аналізу графічної залежності (рис. 3.20) видно, що із збільшенням вмісту КМЦ у досліджуваному зразку поршня, час його розчинення збільшується, і навпаки, зростання вмісту ПАР призводить до зменшення часу його розчинення і залежить від складу рідини-розчинника. За концентрації КМЦ в композиції менш ніж 4% поршень не вдається сформувати, а при вище 30% у гель переходить не вся маса підготовленої КМЦ.

Максимальний час розчинення підготовлених зразків поршнів спостерігається за співвідношення води і конденсату 1:3, мінімальний – у воді без конденсату.

Аналіз графічної залежності (рис. 3.21) вказує на те, що мінералізація води, в якій розчинялися підготовлені зразки поршнів, впливає у незначній мірі на час їх повного розчинення. Причому час розчинення поршня з низьким вмістом КМЦ збільшується на 5-10 %, порівнюючи з часом розчинення у прісній воді, а при збільшенні вмісту КМЦ до 28 % час розчинення збільшується на 20-25 %.

Наведені дані свідчать про ефективність складу саморуйнівного в'язкопружного поршня, який не руйнується впродовж певного періоду часу. Його можна використовувати для очищення від забруднень викидних ліній (шлейфів) газових і газоконденсатних сердловин.

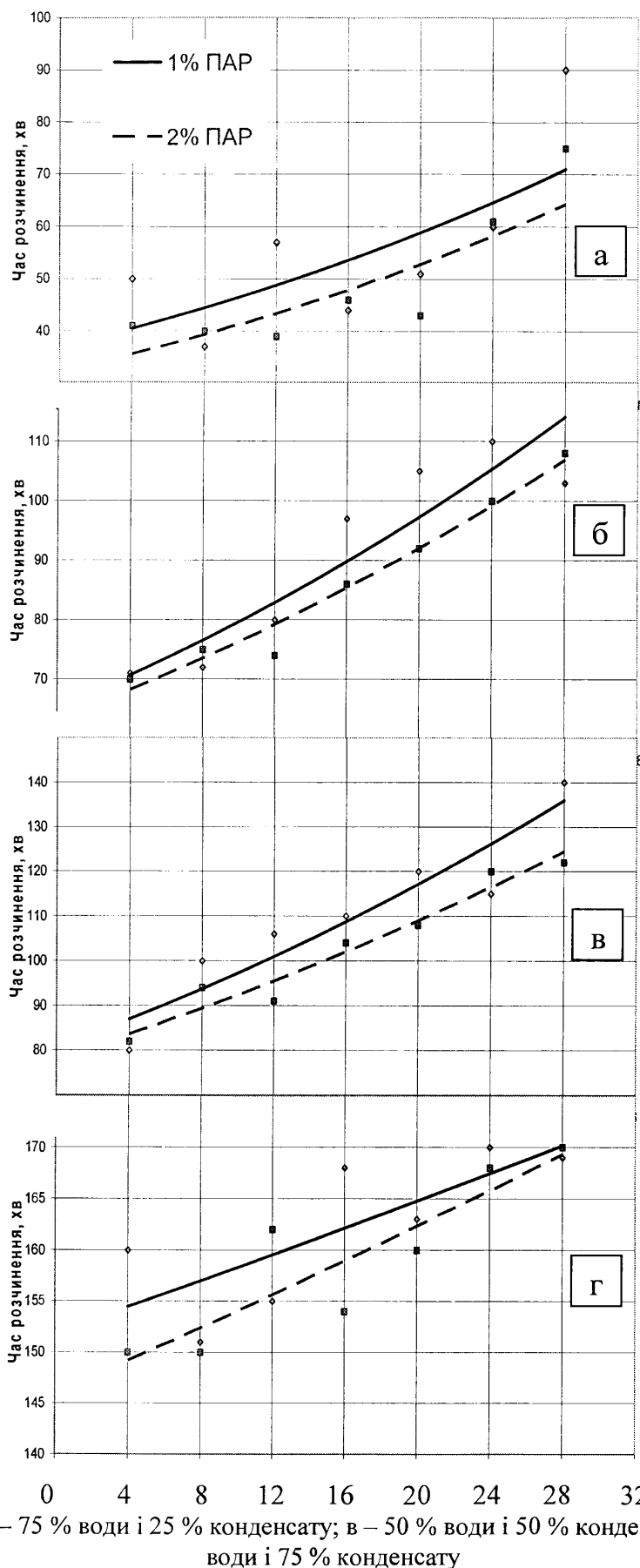
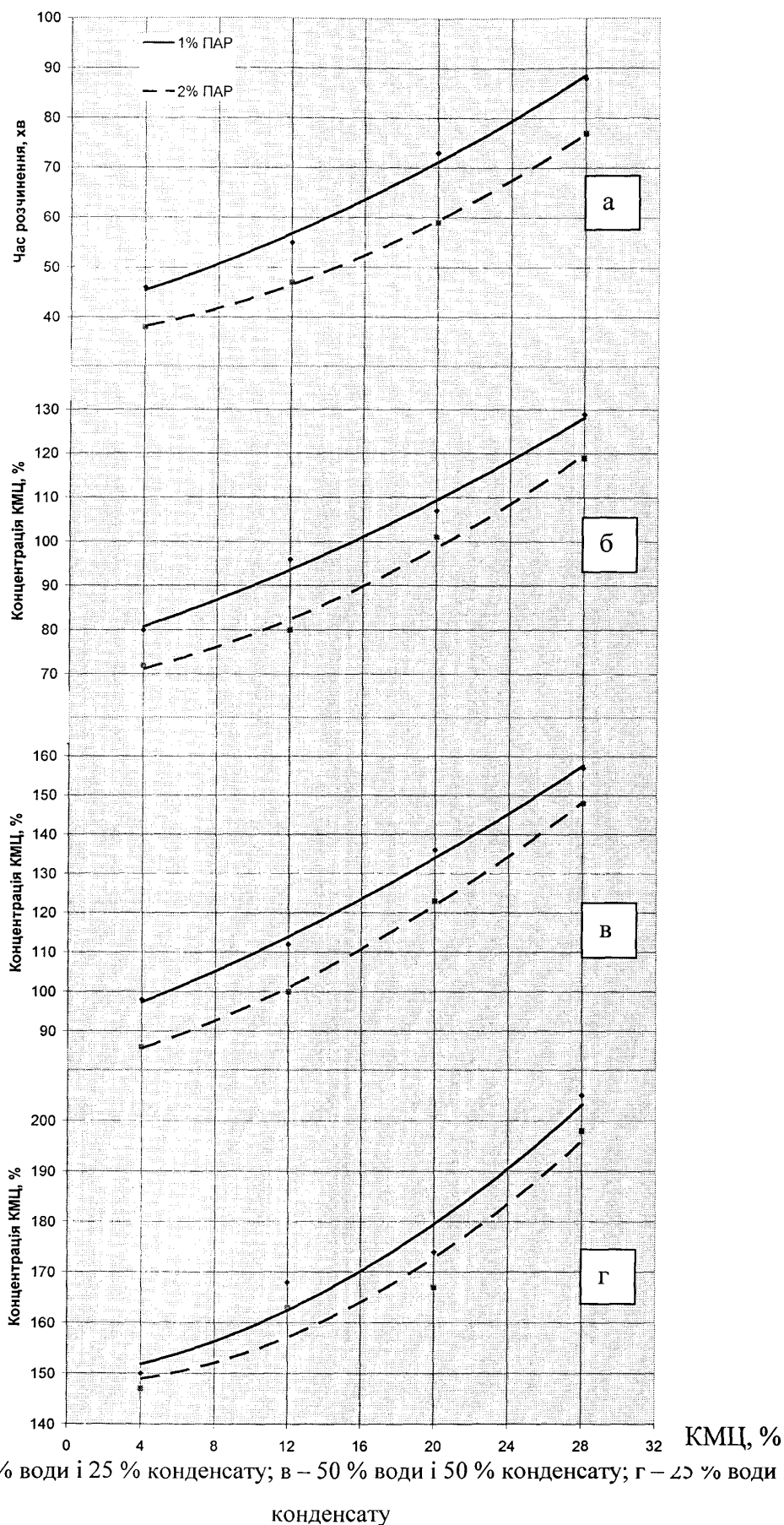


Рисунок 3.20 – Результати лабораторних досліджень з визначення часу розчинення підготовлених зразків поршнів у воді та воді з конденсатом за різного вмісту ПАР



а – у воді; б – 75 % води і 25 % конденсату; в – 50 % води і 50 % конденсату; г – 25 % води і 75 % конденсату

Рисунок 3.21 – Результати лабораторних досліджень з визначення часу розчинення підготовлених зразків поршнів у воді та воді з конденсатом за різного вмісту ПАВ (мінералізація води 40 г/л NaCl)

Результати проведених лабораторних досліджень свідчать, що варіюючи рецептурою виготовлення в'язкопружного поршня, можна регулювати тривалість його існування (від близько 40 хв. до більш, ніж однієї години у воді і від двох до більш, ніж трьох годин у мінералізованій воді з коденсатом).

### Висновки до третього розділу

Розроблено експериментальну установку для дослідження процесу руху газорідинного потоку в рельєфному промисловому газопроводі.

Проведено експериментальні дослідження, які дозволяють оцінити вплив швидкості руху газу на втрати тиску на тертя за різного ступеня заповнення промислового газопроводу рідиною.

Отримано рівняння  $W = 0,004 \cdot \alpha^2 + 0,444 \cdot \alpha + 11,1$  граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу для різних кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі. Для величин кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5, 10, 15 і 20°, гранична швидкість руху газу становить відповідно 13,5; 15,7; 18,9 і 21,5 м/с.

Проведено експериментальні дослідження для вибору оптимальних параметрів руху газорідинної суміші в рельєфному промисловому газопроводі, виходячи з умов забезпечення мінімальних втрат тиску та мінімальної питомої енерговитратності. Для значень кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5, 10, 15 і 20° мінімальні втрати тиску досягаються при витраті рідини 1,5 мл/с за швидкостей руху газу 3,5; 3,8; 4,7 і 6 м/с, при витраті рідини 4,2 мл/с за швидкостей руху газу 5,6; 6,3; 6,8 і 8,4 м/с.

За результатами виконаних теоретичних досліджень [115] отримано аналітичну залежність, яка дає змогу прогнозувати необхідну граничну швидкість руху газу для повного винесення рідини, яка накопичилась у пониженій ділянці промислового газопроводу залежно від діаметра газопроводу, кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, густини

рідини і величини середнього тиску газу в газопроводі. Порівняння фактичних результатів лабораторних досліджень і розрахункових значень свідчить про їх істотну збіжність.

Розроблено патенто захищений в'язкопружний очисний поршень для очищення промислових газопроводів від скупчень рідини.

## РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ І ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ  
ТЕХНОЛОГІЙ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ РОБОТИ НИЗЬКОНАПІРНИХ ГАЗОВИХ І  
ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА НАЯВНОСТІ РІДИНИ В  
ПРОДУКЦІЇ

4.1 Удосконалення технологій інтенсифікації роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин за наявності рідини в продукції

4.1.1 Технологія винесення рідини з низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача

Одним із способів, який дозволить продовжити період фонтанування обводнених газових і газоконденсатних свердловин за рахунок використання власної енергії або подачі частини газу з поверхні, є плунжерний піднімач.

Для переведення свердловини на експлуатацію плунжерним піднімачем необхідно:

- 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, а також вибрати масу плунжера і його геометричні розміри за запропонованою нами методикою (розділ 2);
- г) перевірити при усталеному режимі роботи установки характер зміни коливань тисків у затрубному просторі та на вибої. Вони повинні змінюватись в одних і тих же діапазонах.

При визначенні тривалості циклу роботи плунжера необхідно врахувати висоту стовпа рідини на вибої, яка залежить від часу опускання плунжера.

Для уникнення таких ситуацій, як “зависання” і механічне застрягання плунжера необхідно забезпечити оптимальний зазор між плунжером і колоною піднімальних труб (для умов досліду оптимальний зазор становить 1 – 1,4 мм). Вказана величина зазору цілком узгоджується з прийнятою в світовій практиці величиною зазору від 0,8 мм до 2 мм.

4.1.2 Технологія очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня

На сьогоднішній день для очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від скупчень рідини та твердої фази найбільше розповсюдження отримали методи з використанням різноманітних механічних пристроїв та ПАР. В деяких випадках використання механічних пристроїв ускладнюється за рахунок монтажу вузлів для їх запуску і приймання, підтримання відповідного перепаду тиску на очисному пристрої для забезпечення визначеної швидкості його переміщення в порожнині газопроводу і контролю проходження очисного пристрою по газопроводу. При застосуванні ПАР, піна, яка утворюється попадає на вхід установки промислової підготовки газу, не повністю відділяється на першій ступені сепарації і далі може поступати на компресори і магістральний газопровід, що в подальшому призводить до руйнування лопаток компресорів і погіршення якості підготовки газу.

Забезпечити умови за рахунок підтримання високих швидкостей руху газу (10-12 м/с), при яких не відбувається скупчення рідини в понижених ділянках шлейфів свердловин, практично неможливо для умов обводнених низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин.

Іншим напрямком очищення трубопроводів від рідини є застосування гелеподібних поршнів.

Нами запропонований склад в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від рідини і механічних



домішок, який складається з вітчизняних хімреагентів з регульованим періодом розчинення поршня у воді та воді з конденсатом.

Технологія очищення внутрішньої порожнини промислового газопроводу від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня включає такі етапи:

а) приготування гелю певного складу, на підставі проведених експериментальних досліджень (розділ 3.4), залежно від умов застосування (довжини газопроводу, швидкості руху поршня, рідини яка підлягає винесенню);

б) зупинка свердловини, закривання засувки на викиді фонтанної арматури і корінної засувки, стравлення газу між ними;

в) уведення гелевого поршня у газопровід. Можливі два варіанти уведення гелевого поршня у газопровід:

1) через спеціальні камери запускання або фланцеві з'єднання фонтанної арматури, при їх попередньому демонтуванні. У цьому випадку оброблення поршня метанолом проводиться в окремій ємності зразу ж після приготування гелю впродовж 20-30 хв. при об'ємному співвідношенні 1:2;

2) через буферний фланець фонтанної арматури за допомогою насосного агрегата. За цією схемою для оброблення поршня метанолом, останній розділяють на дві рівні порції і запомповують першу порцію перед уведенням гелю, а потім наступну порцію після запомповування гелю. Для оброблення поршня метанолом запомповані компоненти також витримують впродовж 20-30 хв.;

г) проштовхування гелевого поршня потоком газу. Для проштовхування гелевого поршня потоком газу також можливі два варіанти:

1) очищення промислового газопроводу проходить на відкритий кінець труби (на факельну лінію);

2) очищення промислового газопроводу проходить безпосередньо на УКПГ.

#### 4.2 Проектування винесення рідини із обводнених свердловин Хідновицького газового родовища за допомогою установки плунжерного піднімача

Проблема боротьби з обводненням при експлуатації свердловин вельми актуальна для умов Хідновицького газового родовища.

Хідновицьке родовище знаходиться на завершальній стадії розробки. Для подачі газу споживачам побудована дотискувальна компресорна станція. Найбільшою проблемою в розробці є низькі робочі тиски і високі водогазові фактори. На 1.01.2013 р. в експлуатаційному фонді Хідновицького ГР знаходиться 51 свердловина, із них близько половини працюють з водою. При цьому слід мати на увазі, що високі водогазові фактори в окремих свердловинах практично всіх горизонтів (до 6-16, рідше 43,5 л/тис. м<sup>3</sup>) пов'язані, як з підтягуванням «язиків» обводнення, конусів обводнення (південно-східна частина), так і високою водонасиченістю прошарково-лінзоподібних колекторів нижнього сармату (північно-західна частина) [116].

Стовп води, що нагромаджується в стовбурі свердловини, збільшує протитиск на пласт, що призводить до суттєвого зниження дебіту газу, припинення припливу газу з низькопроникних прошарків і навіть до повної зупинки свердловини.

Для продовження стабільної роботи низьконапірних газових і газоконденсатних свердловин, в умовах обводнення, необхідно забезпечити умови повного і безперервного винесення рідини, яка надходить із пласта на вибій свердловини, при мінімальних втратах тиску в насосно-компресорних трубах. Для цього необхідно, щоб виконувалась умова:  $q_r \geq q_{m.n}$  [24].

Для визначення мінімально необхідного дебіту газу, при якому забезпечується стабільна робота обводнених газових і газоконденсатних свердловин, запропоновано ряд залежностей:

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

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

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

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;

$\rho_p$  – густина пластової рідини, кг/м<sup>3</sup>;

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

$q_p$  – дебіт пластової рідини, м<sup>3</sup>/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:

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

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:

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

Швидкості руху газу і рідини на вибої свердловини:

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

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

де  $q_z$  – дебіт газу при стандартних умовах, тис.м<sup>3</sup>/д;

$q_p$  – дебіт рідини, м<sup>3</sup>/д;

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

Для проведення розрахунків зведемо основні параметри роботи свердловин Хідновицького ГР, які працюють з водою, в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні параметри роботи свердловин Хідновицького ГР, які працюють за наявності рідини в продукції

Номер свердловини	НКТ		Поточні значення тисків, МПа			Добовий робочий дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д	Водний фактор, л/тис.м <sup>3</sup>	Дебіт води, 10 <sup>-3</sup> м <sup>3</sup> /д
	діаметр, мм	глибина спуску, м	пластовий	вибійний	гирловий			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
112	62	1039,8	4,72	0,8	0,22	8,5	17,65	150
116	62	861	2,33	1,08	0,23	1,5	10,87	16,3
117	62	904,4	3,59	0,86	0,22	1,5	10,67	16
101	62	748,7	1,04	0,91	0,22	1	3,5	3,5
36	62	768,4	0,74	0,68	0,22	3	0,9	2,7
120	50,3	885,5	0,71	0,58	0,22	12,5	0,2	2,5
124	62	805	0,98	0,77	0,22	0,5	5,66	2,83
110	62	794,2	4,03	1,28	0,22	0,5	5	2,5
122	62	869,9	3,26	0,77	0,22	0,5	5	2,5
102	62	934	0,73	0,54	0,23	0,5	3,34	1,67
121	62	884	1,29	0,73	0,23	0,5	4,66	2,33
118	62	1099,3	3,28	1,18	0,23	9,5	0,68	6,5
138	62	682	1,0	0,75	0,22	1	4,83	4,83
135	62	785	4,31	0,81	0,23	0,5	11	5,5
109	62	950,3	0,7	0,66	0,23	22,5	0,24	5,5
134	62	953	0,67	0,64	0,22	8,5	0,73	6,17
126	62	883,4	0,77	0,36	0,24	15,5	0,44	6,83
201	62	1078,5	3,29	0,76	0,23	2	3,25	6,5
131	62	746,9	4,24	1,15	0,23	0,5	12,7	6,33

За результатами проведених досліджень Г. Уолліса область стабільної роботи обводнених газових свердловин, при значеннях модифікованого параметра Фруда для рідини  $Fr_p^* = 1 \cdot 10^{-8} - 1,4 \cdot 10^{-2}$ , забезпечується в діапазоні значень модифікованого параметра Фруда для газового потоку  $Fr_g^* = 1,2 - 1,7$ . При менших значеннях модифікованого параметра Фруда для газового потоку можливе накопичення стовпа рідини на вибої свердловини і поступове самоглушіння.

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

Результати розрахунків мінімально необхідного дебіту газу, параметрів Фруда і його модифікації, для свердловин Хідновицького газового родовища, наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунків мінімально необхідного дебіту газу і параметрів Фруда

№п/п	Номер свердловини	Вибійний тиск, МПа	Дебіт води, $10^3 \cdot \text{м}^3/\text{д}$	Дебіт газу, $\text{тис. м}^3/\text{д}$	Швидкість руху газу на вибої, $\text{м/с}$	Мінімально необхідний дебіт газу, $\text{тис. м}^3/\text{д}$			Параметр Фруда для газу $Fr_g$	Параметр Фруда для рідини $Fr_r$	Параметр Фруда для газорідної суміші $Fr_{см}$	Модифікований параметр Фруда для газового потоку $Fr_g^*$	Модифікований параметр Фруда для рідинного потоку $Fr_r^*$	Зведений параметр Фруда для газового потоку $Fr_g^{**}$
						Північно-ВДгазу	ВДгазу	ЮНТУНГ						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	112	0,8	150	8,5	4,267	23,57	17,943	14,64	29,964	$5,445 \cdot 10^{-7}$	29,97	0,15	$5,472 \cdot 10^{-7}$	89,548
2	116	1,08	16,3	1,5	0,554	27,573	20,92	10,473	0,505	$6,43 \cdot 10^{-9}$	0,505	$3,44 \cdot 10^{-3}$	$6,473 \cdot 10^{-9}$	1,999
3	117	0,86	16	1,5	0,699	24,474	18,618	9,283	0,805	$6,195 \cdot 10^{-9}$	0,805	$4,337 \cdot 10^{-3}$	$6,229 \cdot 10^{-9}$	2,571
4	101	0,91	3,5	1	0,44	25,206	19,163	6,839	0,319	$2,964 \cdot 10^{-10}$	0,319	$1,82 \cdot 10^{-3}$	$2,981 \cdot 10^{-10}$	1,073
5	36	0,68	2,7	3	1,777	21,666	16,519	5,568	5,197	$1,764 \cdot 10^{-10}$	5,197	0,022	$1,772 \cdot 10^{-10}$	13,421
6	120	0,58	2,5	12,5	13,221	13,137	9,033	3,366	354,606	$4,303 \cdot 10^{-10}$	354,606	1,277	$4,319 \cdot 10^{-10}$	798,065
7	124	0,77	2,83	0,5	0,261	23,106	17,597	5,994	0,112	$1,938 \cdot 10^{-10}$	0,112	$5,391 \cdot 10^{-4}$	$1,947 \cdot 10^{-10}$	0,324
8	110	1,28	2,5	0,5	0,155	30,162	22,829	7,566	0,04	$1,512 \cdot 10^{-10}$	0,04	$3,214 \cdot 10^{-4}$	$1,525 \cdot 10^{-10}$	0,185
9	122	0,77	2,5	0,5	0,261	23,106	17,597	5,832	0,112	$1,512 \cdot 10^{-10}$	0,112	$5,391 \cdot 10^{-4}$	$1,52 \cdot 10^{-10}$	0,324
10	102	0,54	1,67	0,5	0,374	19,24	14,695	4,457	0,231	$6,749 \cdot 10^{-10}$	0,231	$7,72 \cdot 10^{-4}$	$6,772 \cdot 10^{-10}$	0,489
11	121	0,73	2,33	0,5	0,276	22,476	17,126	5,589	0,125	$1,314 \cdot 10^{-10}$	0,125	$5,69 \cdot 10^{-4}$	$1,32 \cdot 10^{-10}$	0,344
12	118	1,18	6,5	9,5	3,203	28,89	21,893	8,953	16,889	$1,022 \cdot 10^{-9}$	16,889	0,126	$1,03 \cdot 10^{-9}$	72,801
13	138	0,75	4,83	1	0,536	22,793	17,363	6,652	0,473	$5,646 \cdot 10^{-10}$	0,473	$2,215 \cdot 10^{-3}$	$5,672 \cdot 10^{-10}$	1,333
14	135	0,81	5,5	0,5	0,248	23,722	18,057	7,118	0,101	$7,32 \cdot 10^{-10}$	0,101	$5,121 \cdot 10^{-4}$	$7,358 \cdot 10^{-10}$	0,306
15	109	0,66	5,5	22,5	13,738	21,334	16,27	6,414	310,608	$7,32 \cdot 10^{-10}$	310,609	1,276	$7,35 \cdot 10^{-10}$	781,377
16	134	0,64	6,17	8,5	5,355	20,998	16,017	6,476	47,189	$9,213 \cdot 10^{-10}$	47,19	0,188	$9,249 \cdot 10^{-10}$	115,565
17	126	0,36	6,83	15,5	17,481	15,639	11,971	4,949	502,94	$1,129 \cdot 10^{-9}$	502,942	1,117	$1,131 \cdot 10^{-9}$	780,948
18	201	0,76	6,5	2	1,058	22,95	17,48	7,149	1,842	$1,022 \cdot 10^{-9}$	1,842	$8,74 \cdot 10^{-3}$	$1,027 \cdot 10^{-9}$	5,253
19	131	1,15	6,33	0,5	0,173	28,5	21,605	8,784	0,049	$9,697 \cdot 10^{-10}$	0,049	$3,585 \cdot 10^{-4}$	$9,767 \cdot 10^{-10}$	0,207

За результатами обрахунків ми бачимо, що лише свердловини 109 та 120 працюють стабільно з мінімальними втратами тиску у ліфтових трубах, оскільки умова  $q_r \geq q_{m.n}$  виконується, а значення модифікованого параметра Фруда знаходиться в межах  $Fr_c^* \leq 0,4 - 0,64$ , тобто в них відбувається винесення рідини з вибою на поверхню. У свердловині 126 спостерігається одночасно як висхідний, так і низхідний рух рідини в ліфтових трубах, а в решти свердловин умова стабільної роботи не виконується, необхідно визначити, які саме методи боротьби з обводненням слід застосовувати.

Метод інтенсифікації виносу рідини вибирають, використовуючи номограму режимів роботи свердловини [11].

Для свердловин 112, 116, 117, 101, 36, 124, 110, 122, 102, 121, 118, 138, 135, 134, 126, 201, 131 обчислимо параметр В для визначення методу інтенсифікації виносення рідини, результату розрахунку занесемо в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку параметра В

№п/п	Номер свердловини	Параметр В	Умовний діаметр НКТ, мм	Дебіт газу, тис,м <sup>3</sup> /доб	Метод інтенсифікації виносення рідини
1	2	3	4	5	6
1	112	6,153	73	8,5	II
2	116	5,277	73	1,5	I
3	117	5,93	73	1,5	I
4	101	5,761	73	1	I
5	36	6,683	73	3	I
6	124	6,274	73	0,5	I
7	110	4,836	73	0,5	I
8	122	6,274	73	0,5	I
9	102	7,513	73	0,5	I
10	121	6,446	73	0,5	I
11	118	5,043	73	9,5	II
12	138	6,358	73	1	I
13	135	6,114	73	0,5	I
14	134	6,892	73	8,5	II
15	126	9,222	73	15,5	III
16	201	6,316	73	2	I
17	131	5,11	73	0,5	I

I – застосовують методи періодичної дії, оснований на накопиченні енергії газу в затрубному просторі або в привибійній зоні пласта (ПЗП), або методи з



продування газу в атмосферу чи в колектор низького тиску, або з подачею в свердловину газу високого тиску від зовнішнього джерела чи з іншої свердловини;

II – застосовують методи безперервної або періодичної дії, залежно від кількості рідини, що поступає в свердловину (спінюючі ПАР, *плунжерний піднімач*);

III – застосовують методи безперервного винесення рідини з використанням високих швидкостей газового потоку або установкою *плунжерного піднімача періодичної дії*.

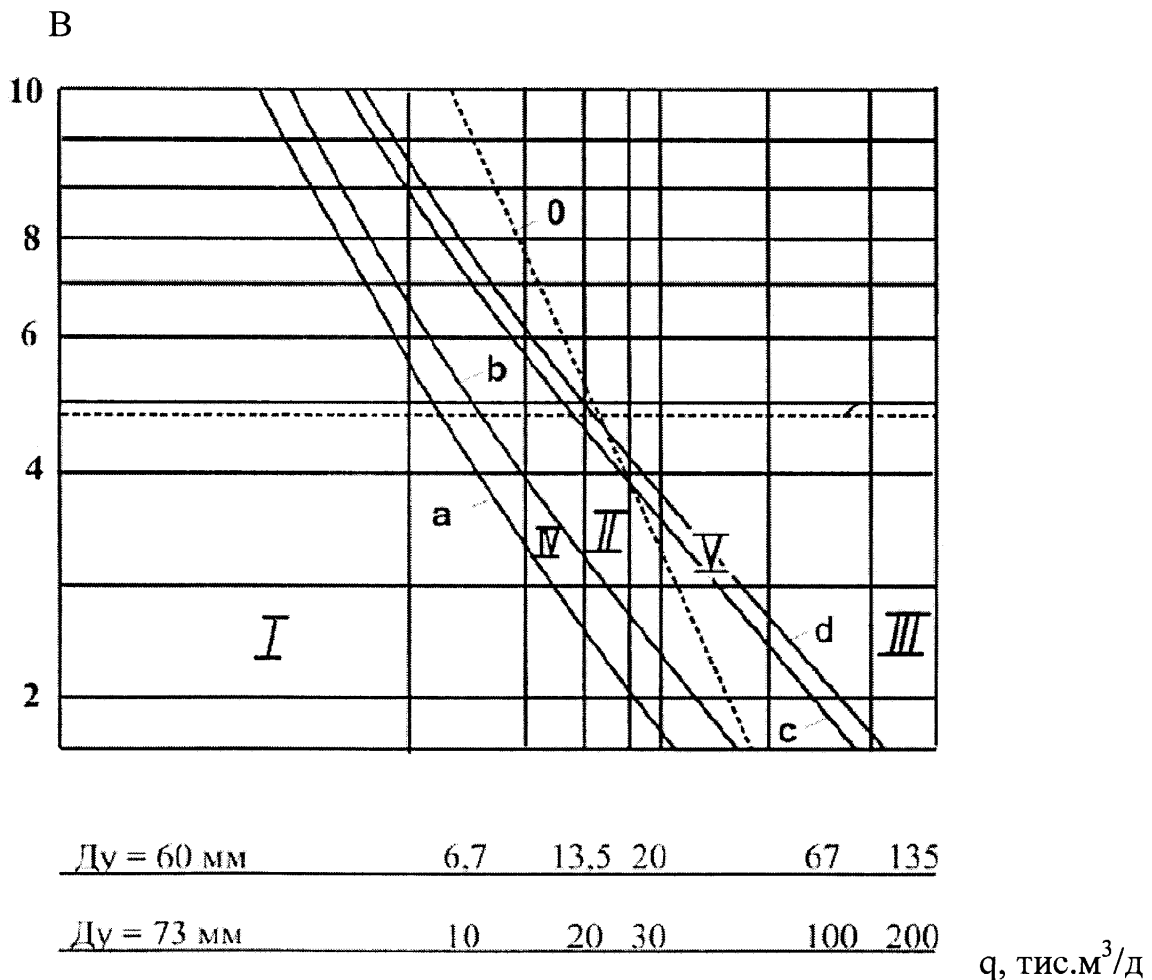


Рисунок 4.1 – Номограма режимів роботи свердловин

Отже, проведемо аналіз за отриманими даними. Для свердловин 112, 118, 134 застосовують методи безперервного винесення рідини з використанням

спінюючих ПАР або плунжерного піднімача. Свердловина 126 знаходяться в ІІІ області, де застосовують методи безперервного винесення рідини з використанням високих швидкостей руху газового потоку або установки плунжерного піднімача періодичної дії. Для всіх інших свердловин для винесення рідини можна застосовувати методи періодичної експлуатації, які ґрунтуються на накопиченні енергії газу в затрубному просторі і в привибійній зоні, методи з продуванням газу в колектор низького тиску або з подачею в свердловину газу високого тиску від зовнішнього джерела (компресора), або із іншої свердловини.

Для проведення розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача за методикою запропонованою в (розділі 2), вибираємо свердловину 112, оскільки у неї найбільший водогазовий фактор 17,65 л/тис.м<sup>3</sup>.

Вихідні дані та результати розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані та результати розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача на свердловині 112-Хд

№ 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	1229	1229
2	Глибина спуску НКТ	м	1039,8	1039,8
3	Умовний діаметр НКТ	м	0,073	0,073
4	Глибина встановлення нижнього амортизатора	м	1039	1039
5	Пластовий тиск	МПа	4,72	4,72
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 <sup>3</sup>	17,65	17,65
10	Густина пластової води	кг/м <sup>3</sup>	1006	1006
11	Густина газу за стандартних умов	кг/м <sup>3</sup>	0,67	0,67
12	Середня температура газу в стовбурі свердловини	К	300	300
13	Дебіт газу	тис.м <sup>3</sup> /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 <sup>-3</sup>	1,5·10 <sup>-3</sup>
17	Довжина плунжера	м	0,4	0,4
18	Коефіцієнт динамічної в'язкості води	Па·с	1·10 <sup>-3</sup>	1·10 <sup>-3</sup>
Результати розрахунку				
19	Розрахунковий статичний рівень в колоні НКТ	м	1012	1012
20	Об'єм трубного простору зайнятий газом	м <sup>3</sup>	3,055	3,055
21	Висота рідини в трубному просторі над нижнім амортизатором	м	27	27
22	Об'єм рідини в трубному просторі	м <sup>3</sup>	0,082	0,082
23	Зрушуючий тиск, який необхідно створити на рівні нижнього амортизатора	МПа	0,714	-
24	Тиск на вибої, який необхідний для подальшого піднімання плунжера	МПа	0,298	0,6
25	Витоки газу через зазор	м <sup>3</sup> /с	0,016	0,0196
26	Необхідна кількість газу на піднімання плунжера за один цикл	м <sup>3</sup>	46,75	25,1
27	Швидкість піднімання плунжера	м/с	0,366	3,2
28	Швидкість падіння плунжера у висхідному потоці газу	м/с	2,041	12
29	Швидкість падіння плунжера у висхідному потоці рідини	м/с	0,487	1,5
30	Тривалість повного циклу	хв	55,848	6,96
31	Кількість циклів за добу	разів	25,784	206,9
32	Висота стовпа рідини в НКТ, яка накопичується за повний цикл роботи установки	м	1,925	-
33	Об'єм рідини, що виноситься за один цикл	м <sup>3</sup>	5,81·10 <sup>-3</sup>	0,082
34	Витрата газу зведена до ст.у., яку потрібно випускати через затрубний простір	тис.м <sup>3</sup> /д	1,752	-
35	Питома витрата газу	м <sup>3</sup> /т	11130	307

4.3 Дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня

Для випробування технології очищення викидних ліній від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня вибрано Хідновицьке газове родовище.

Збір газу з свердловин Хідновицького та Садковицького родовищ здійснюється на установках підготовки газу:

– УППГ-4 – свердловини Садковицького родовища, підключені шлейфами до блоку вхідних ниток установки за променевою схемою (свердловини 52, 63, 59, 56, 57, 53, 69) та лінійною (свердловини 7, 73 та свердловини 3, 8, 72) з вхідним тиском 0,4-0,45 МПа;

– УППГ -2 – свердловини Хідновицького родовища, підключені до блоку вхідних ниток установки за променевою схемою (кожна свердловина окремим шлейфом): 125, 101, 36, 120, 124, 119, 110, 122, 103, 102, 121, за виключенням роботи двох свердловин в один шлейф (лінійна схема): 105, 39 з вхідним тиском 2-2,1 МПа;

– УППГ-3 – свердловини Хідновицького родовища, підключені до блоку вхідних ниток установки шлейфами за променевою схемою: свердловини 22, 143, 112, 114, 144, 116, 117, 115, 145, 146 та лінійною відповідно свердловини 140, 142, 139, 303, 304, свердловини 113, 400, свердловини 29, 141, свердловини 123, 202 з вхідним тиском 0,2-0,21 МПа;

– УКПГ-1 – свердловини Хідновицького родовища, підключені до блоку вхідних ниток установки шлейфами за променевою схемою: 133, 118, 201, 131, 126, 134, 109, 135, 129, 138, лінійною схемою: свердловини 136, 111, свердловини 33, 50, свердловини 5, 27, свердловини 6, 128 з вхідним тиском 0,2-0,21 МПа.

Попередня підготовка газу здійснюється на УППГ-2, 3, 4 шляхом одноступеневої сепарації. Після попередньої підготовки на УППГ-2, 3 газ збирається та транспортується міжпромисловим газопроводом до центрального

газозбірного пункту УКПГ-1. Окремою ниткою міжпромислового газопроводу газ транспортується від УППГ-4 до УКПГ-1. Таким чином, схема збору газу з УППГ родовища є централізованою.

За суттю технологічних процесів на УКПГ-1, ця центральна установка збору газу виконує роль промислової газорозподільної станції, на якій суміщено процеси:

- збору газу із свердловин родовища (блок вхідних ниток свердловин УКПГ-1);
- збору газу з установок підготовки газу родовищ (обв'язка вхідних кранів з міжпромислових газопроводів);
- подачі газу на компримування (на ДКС Хідновичі), приймання його після компримування та розподілення до споживача (ГРС Мостиська/Пнікут) та в газопровід-відвід УКПГ-1 – ГВС Дроздовичі.

Компримування газу на ДКС – двоступеневе (перша ступінь стискає газ від 0,2 МПа до 0,6 МПа поршневими компресорами Ајах DPC 2802, друга ступінь від 0,6 МПа до 3,7 МПа поршневими компресорами Ајах DPC 2804).

Схему збору газу із свердловин родовища та установок збору і підготовки газу до, його транспортування та розподілу зображено на рис. 4.2.

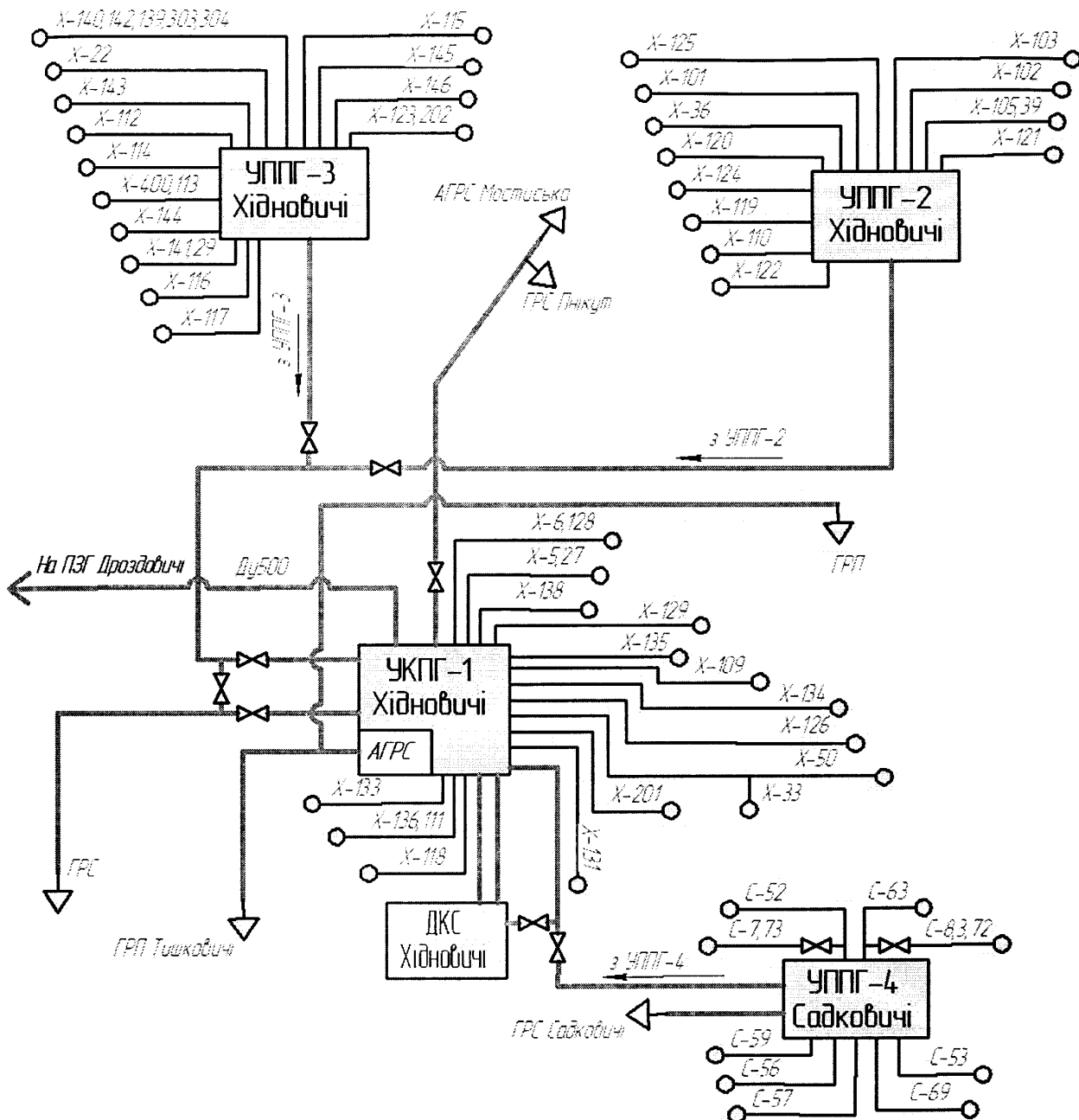


Рисунок 4.2 – Схема збору, транспортування та розподілення газу власного видобутку з Хідновицького та Садковицького родовищ

Найбільшою проблемою в системі збору свердловинної продукції є накопичення пластової води у понижених ділянках газопроводів через складні профілі траси і низькі швидкості руху газу.

Для оцінки ефективності роботи газопроводів проведемо розрахунки фактичних і теоретичних значень коефіцієнтів гідравлічного опору.

Вихідні дані для проведення розрахунків на 01.01.2013 р. наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Параметри роботи шлейфів газових свердловин Хідновицького ГР

№п/п	Номер свердловини	Довжина шлейфу, м	Тиск газу, МПа		Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д	Дебіт води, 10 <sup>-3</sup> ·м <sup>3</sup> /д	Внутрішній діаметр шлейфу, м
			на початку шлейфу	в кінці шлейфу			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	22	1364	0,22	0,2	18,5	-	0,081
2	143	1483	0,23	0,2	17,5	-	0,081
3	112	760	0,22	0,2	8,5	150	0,068
4	114	1661	0,23	0,2	12,5	-	0,081
5	144	2467	0,23	0,2	7,5	-	0,081
6	116	605	0,23	0,2	1,5	16,3	0,081
7	117	1445	0,22	0,2	1,5	16	0,081
8	115	905	0,23	0,2	8,5	-	0,081
9	146	2943	0,23	0,2	8,5	-	0,081
10	125	1704	0,22	0,2	0,5	-	0,154
11	101	2211	0,22	0,2	1	3,5	0,154
12	36	2170	0,22	0,2	3	2,7	0,154
13	120	1617	0,22	0,2	12,5	2,5	0,104
14	124	1310	0,22	0,2	0,5	2,83	0,104
15	119	1591	0,22	0,2	1	-	0,104
16	110	1956	0,22	0,2	0,5	2,5	0,081
17	122	1361	0,22	0,2	0,5	2,5	0,081
18	103	2334	0,23	0,2	1,5	-	0,104
19	102	3986	0,23	0,2	0,5	1,67	0,154
20	121	4767	0,23	0,2	0,5	2,33	0,154
21	133	1186	0,22	0,2	7,5	-	0,104
22	118	1673	0,23	0,2	9,5	6,5	0,104
23	138	3935	0,22	0,2	1	4,83	0,154
24	129	3529	0,23	0,2	2,5	-	0,154
25	135	2243	0,23	0,2	0,5	5,5	0,104
26	109	2710	0,23	0,2	22,5	5,5	0,104
27	134	4096	0,22	0,2	8,5	6,17	0,104
28	126	3212	0,24	0,2	15,5	6,83	0,104
29	201	697	0,23	0,2	2	6,5	0,068
30	131	645	0,23	0,2	0,5	6,33	0,081

Для проведення розрахунків були вибрані тільки ті свердловини, які працюють в індивідуальний шлейф. Результати розрахунків коефіцієнтів фактичного і теоретичного гідравлічних опорів наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Результати розрахунків параметрів роботи газопроводів

## Хідновицького ГР

№ п/п	Номер свердловини	Коефіцієнт гідравлічного опору труб		Примітка
		теоретичний, $\lambda_T$	фактичний, $\lambda_\Phi$	
1	2	3	4	5
1	22	0,019	0,018	
2	143	0,018	0,016	
3	112	0,02	0,84	додаткові втрати тиску
4	114	0,018	0,011	
5	144	0,02	0,018	
6	116	0,026	2,01	додаткові втрати тиску
7	117	0,026	0,54	додаткові втрати тиску
8	115	0,02	0,045	
9	146	0,02	0,014	
10	125	0,04	57,19	додаткові втрати тиску
11	101	0,032	8,36	додаткові втрати тиску
12	36	0,026	1,74	додаткові втрати тиску
13	120	0,019	0,025	
14	124	0,034	7,24	додаткові втрати тиску
15	119	0,03	4,2	додаткові втрати тиску
16	110	0,033	1,88	додаткові втрати тиску
17	122	0,033	2,71	додаткові втрати тиску
18	103	0,028	1,96	додаткові втрати тиску
19	102	0,037	16,03	додаткові втрати тиску
20	121	0,037	10,85	додаткові втрати тиску
21	133	0,02	0,15	додаткові втрати тиску
22	118	0,02	0,1	додаткові втрати тиску
23	138	0,03	4,23	додаткові втрати тиску
24	129	0,027	2,16	додаткові втрати тиску
25	135	0,034	4,86	додаткові втрати тиску
26	109	0,018	0,011	
27	134	0,02	0,021	
28	126	0,018	0,019	
29	201	0,024	0,34	додаткові втрати тиску
30	131	0,033	6,71	додаткові втрати тиску



Результати розрахунків свідчать про значне перевищення фактичних втрат тиску над розрахунковими по окремих свердловинах. Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору у десятки-сотні разів перевищує теоретичне значення коефіцієнта.

Враховуючи наявність чітко виражених понижених ділянок (природної пастки рідини), а також значного обсягу накопичених рідинних забруднень, для дослідно-промислових випробувань було вибрано дослідне поле двох шлейфів свердловин – 118, 116. Шлейф свердловини 116 характеризується найменшою протяжністю 605 м, а її дебіт становить всього 1,5 тис.м<sup>3</sup>/д, тому для першого разу реалізації технології було прийнято рішення провести очищення шлейфу з випусканням газу в атмосферу.

Середня швидкість руху газу в шлейфах свердловин рівна  $v_{cp}(116)=1,4$  м/с і  $v_{cp}(118)=5,5$  м/с, а зважаючи на те, що по шляху руху поршня є 5-6 поворотів на 90° та пробки рідини, то максимальний час проходження поршня до кінця шлейфу слід очікувати не більше 10-12 хв.

За результатами досліджень (розділ 3.4) вибираємо такий склад в'язкопружного поршня:

- 12 % мас. КМЦ (1,5 кг);
- 2 % мас. ПАР (0,25 кг);
- решта вода (10,75 кг).

Гелевий поршень готували відповідно до патенту № 78315, наступним чином:

а) у ємність об'ємом 20 л завантажували 1,5 кг КМЦ, 10,75 кг води і 0,25 кг ПАР (Стінол), перемішування здійснювали до утворення однорідного гелю;

б) одержану композицію заливали у заздалегідь підготовлену ємність з метанолом при об'ємному співвідношенні 1:2, витримували впродовж 30 хв.;

в) після цього із отриманої суміші формували поршень циліндричної форми, діаметр якого дещо перевищував внутрішній діаметр шлейфу.

Організація і послідовність робіт з очищення шлейфу свердловини 116 від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня здійснювалась таким чином:

а) зупинили свердловину, закрили засувку на викиді фонтанної арматури і корінну засувку, стравили газ між ними;

б) буфер свердловини обладнали продувочним коліном;

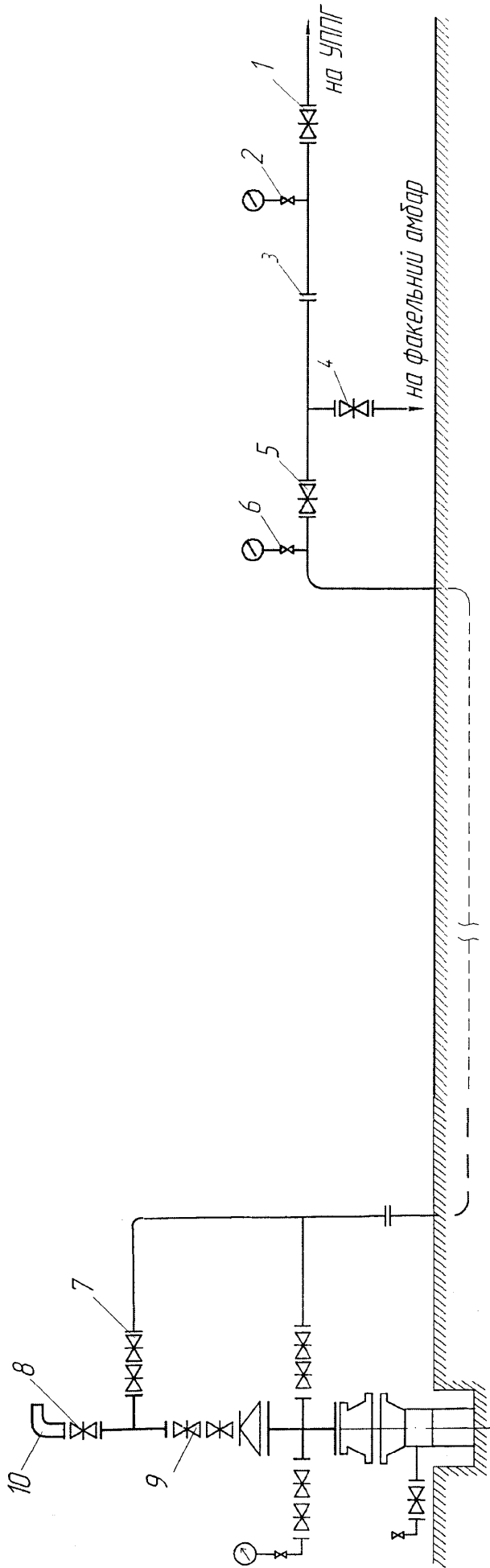
в) закрили засувки в кінці викидної лінії між вимірною діафрагмою, стравили газ між ними;

г) зняли вимірну діафрагму і вставили підготовлений поршень у стравлений простір;

д) змонтували вимірну діафрагму і відкрили по чергово засувки 7, 8, 5, 1 (рис. 4.3);

е) подали газ із УППГ у зворотньому напрямі його руху для проштовхування поршня до устя свердловини на продувочне коліно.

В результаті проштовхування поршня проходив видимий газорідинний потік, після чого винесли „пачки” води, де помітні були невеликі частинки гелевого поршня. Процес продування шлейфу становив близько 15 хв.



1, 4, 5, 7, 8, 9 – засувки; 2, 6 – манометричні вентилі; 3 – фланцеві з'єднання діафрагми; 10 – продувочне коліно

Рисунок 4.3 – Схема фонтанної арматури та розподільної гребінки свердловини 116 Хідновицького ГР

Організація і послідовність робіт з очищення шлейфу свердловини 118 від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня здійснювалась наступним чином:

а) зупинили свердловину, закрили засувку на викиді фонтанної арматури і корінну засувку, стравили газ між ними;

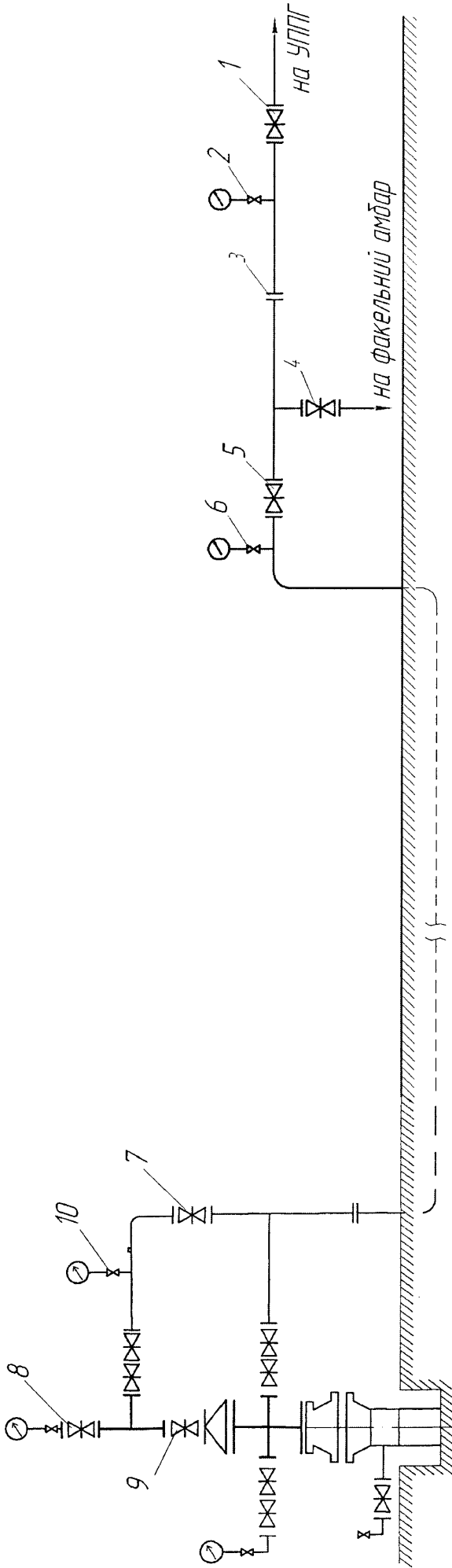
б) зняли буферний фланець і вставили підготовлений поршень у стравлений простір;

в) закрили засувки в кінці викидної лінії між вимірною діафрагмою, стравили газ між ними;

г) зняли вимірну діафрагму, змонтували фланці без діафрагми;

д) відкриваючи по чергово засувки 9, 7, 5, 2 (рис. 4.4), свердловину пустили в роботу на УКПГ;

е) після однієї години роботи свердловини на установку змонтували вимірну діафрагму.



1, 4, 5, 7, 8, 9 – засувки; 2, 6, 10 – манометричні вентилі; 3 – фланцеві з'єднання діафрагми

Рисунок 4.4 – Схема фонтанної арматури та розподільної гребінки свердловини 118 Хідновицького ГР

Результати дослідно-промислових випробувань очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня.

Дослідно-промислові випробування технології очищення внутрішньої порожнини газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня для зниження тиску газу на гирлі свердловин і збільшення дебіту газу в умовах накопичення рідини в понижених ділянках шлейфів свердловин проведені на Хідновицькому ГР.

Дослідно-промислові випробування на зазначеному родовищі проведені на шлейфах свердловин 116, 118.

Результати вимірювання вхідних параметрів, необхідних для аналізування ефективності застосування проведених дослідно-промислових випробувань, наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Вхідні параметри і результати вимірювання параметрів газового потоку газопроводів

№п/п	Номер свердловини	До проведення робіт			Після проведення робіт			Приріст дебіту, тис.м <sup>3</sup> /д
		тиск газу, МПа		дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д	тиск газу, МПа		дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д	
		на початку шлейфу	в кінці шлейфу		на початку шлейфу	в кінці шлейфу		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	118	0,23	0,2	9,5	0,212	0,2	10,3	0,8
2	116	0,23	0,2	1,5	0,205	0,2	1,8	0,3

Згідно з результатами дослідно-промислових випробувань [117], після використання технології очищення шлейфів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня на викидних лініях свердловин 118, 116 дебіт газу збільшився на 0,8 тис.м<sup>3</sup>/д (8,42 %) і 0,3 тис.м<sup>3</sup>/д (20 %).

## Висновок до четвертого розділу

Удосконалено технологію винесення рідини з низьконапірних обводнених газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача та технологію очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини за допомогою в'язкопружного поршня.

Проаналізовано параметри роботи свердловин Хідновицького газового родовища. Для умов свердловини 112-Хд за уточненою методикою розрахунку запроектовано використання установки плунжерного піднімача з метою інтенсифікації винесення рідини із вибою свердловини на поверхню.

Виконано аналіз роботи шлейфів свердловин Хідновицького газового родовища, та вибрано два шлейфа свердловин, в яких виникають додаткові втрати тиску для дослідно-промислових випробувань.

За результатами дослідно-промислових випробувань технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази із застосуванням в'язкопружного поршня у період з 29.07.2013 р. по 31.07.2013 р. було зафіксовано збільшення середньодобових дебітів на свердловинах 116-Хд і 118-Хд на 20 і 8,42 % відповідно.

## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів експериментальних та теоретичних досліджень параметрів роботи установки плунжерного піднімача і процесів руху газорідних сумішей в рельєфних промислових газопроводах удосконалено технології інтенсифікації винесення рідини із вибоїв і понижених ділянок шлейфів свердловин. Одержано такі основні результати.

1. Експериментально встановлено характер зміни в часі витрати газу, тисків на вибої та в затрубному просторі при безперервній роботі плунжерного піднімача за постійної подачі рідини на вибій та проведено теоретичну оцінку їх впливу на усталений режим роботи установки.

2. Експериментальними дослідженнями встановлено оптимальну величину зазору між зовнішньою стінкою плунжера і внутрішньою стінкою піднімальної колони (для умов досліду вона становить 1-1,4 мм).

3. Теоретично одержано аналітичні залежності, які описують швидкість руху корпусу плунжера в ліфтовій колоні у висхідному газовому і рідинному потоках.

4. На підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень удосконалено методику розрахунку параметрів роботи установки плунжерного піднімача, яка враховує втрати тиску на тертя під час руху самого плунжера, швидкість падіння корпусу плунжера у газовому та рідинному потоках і тиск, необхідний для зрушення плунжера і стовпа рідини над ним в момент їх піднімання.

5. Експериментально встановлено вплив швидкості руху газу на перепад тиску в промисловому газопроводі за різного ступеня заповнення його пониженої ділянки рідиною і кута нахилу до горизонталі. Отримано рівняння для визначення граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення рідини із пониженої ділянки промислового газопроводу залежно від кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі.



6. Запропоновано аналітичну залежність для оцінки граничної швидкості руху газу, необхідної для повного винесення накопиченої води з пониженої ділянки промислового газопроводу у процесі його експлуатації.

7. Запропоновано патенто захищену конструкцію плунжера для плунжерного піднімача, яка забезпечує зменшення зовнішнього діаметра плунжера в процесі його падіння у свердловині і збільшення зовнішнього діаметра під час піднімання.

8. Запропоновано патенто захищений склад в'язкопружного поршня для очищення внутрішньої порожнини промислових газопроводів від рідини і твердої фази, який складається з вітчизняних хімреагентів з регульованим періодом розчинення поршня.

9. Удосконалено технології винесення рідини із газових і газоконденсатних свердловин за допомогою установки плунжерного піднімача і очищення викидних ліній від рідини і твердої фази. Використання технологій дозволяє зменшити втрати тиску в системі «свердловина – викидна лінія» і тим самим збільшити дебіт газу.

10. Проведено дослідно-промислові випробування технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня на шлейфах свердловин 116 і 118 Хідновицького газового родовища. Після застосування технології дебіти свердловин 116-Хд і 118-Хд збільшилися на 20 і 8,42 % відповідно.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кондрат Р.М. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Р.М. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С. 20-23.
2. 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.
3. Косачук Г.П. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ [Текст] / Г.П. Косачук, Ф.Р. Биланов, Е. В. Нифантова [и др.] // Газовая промышленность. – 2006. - №11. – С. 29-33.
4. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] / И.П. Чоловский., М.М. Иванова, И.С. Гутман [и др.]. – М.: Нефть и газ, 2002. – 399 с.
5. Серебряков О.И. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь Астраханского ГКМ [Текст] / О.И. Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – №8. – С. 57-58.
6. Севастьянов О.М. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ [Текст] / О.М. Севастьянов, Е.Е. Захарова // Газовая промышленность. – 2004. – №10. – С. 80-82.
7. Ягодовский С.И. Разработка и внедрение технологии выноса жидкости с забоев обводненных газовых и гаоконденсатных скважин с помощью брикетов многофункционального действия [Текст]: дис. ... канд. техн. наук: 20.03.94 / Ягодовский Сергей Игоревич. – Киев, 1994. – 134 с.
8. Обводнення газових і нафтових свердловин [Текст] / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба [та ін.]. – 1-ше вид., Міжнародна економічна фундація: – Київ, 2006. – 791 с. – ISBN 966-96506-2-3.
9. Билецкий М.М. Выбор методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин [Текст] / М.М. Билецкий, М.П. Яцкив, Г.В. Тимашев // Нефтяная и газовая промышленность. – 1985. – №1. – С. 37-40.

10. Бойко В.С. Интенсификация работы обводняющихся газовых скважин: / В.С. Бойко // Обз. инф. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром, 1985, вып. 2. – 35 с.

11. Коротаев Ю.П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах, том 1 [Текст] / Ю.П. Коротаев, Р.Д. Маргулов. – М. : Недра, 1984. – 360 с.

12. Панасов Б.В. Селективный выбор поверхностно-активных веществ для удаления высокоминерализованных пластовых вод на газовых месторождениях / Б.В. Панасов и др. // Обз. инф. сер. Разработка и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром, 1978. – № 7.

13. Шулятиков В.И. Современная технология и оборудование для эксплуатации обводненных скважин / В.И. Шулятиков, С.А. Сидорова // Обз. инф. сер. Разработка и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром, 1984. – № 9.

14. Кондрат Р.М., Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин / Р.М. Кондрат, М.М. Билецкий // Обз. инф. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. ВНИИЭгазпром, 1980. – № 9. – 39 с.

15. Кондрат Р.М. Удаление жидкости с забоя газовых скважин / Р.М. Кондрат, М.М. Билецкий // Экспресс-инф. сер. Геология бурение и разработка гавовых месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром, 1976. – №15. – С. 10-14.

16. Савенков Г.Д. Опыт внедрения глубиннонасосного и газлифтного способов удаления воды с забоя скважин / Г.Д. Савенков, Р.М. Кондрат, Р.М. Попадюк [и др.] // Экспресс-инф. сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром. – 1976. – № 7. – С. 3-6.

17. Кондрат Р.М. Опыт внедрения газлифтного способа эксплуатации обводнившихся скважин Битковокого газоконденсатного месторождения / Р.М. Кондрат, И.Н. Петраш, Т.Л. Левицкий [и др.] // Реф. сб. сер. Разработка и

эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1980. – №9. – С. 30-34.

18. Петришак В.С. Совершенствование технологии эксплуатации обводненных газовых скважин в условиях солеотложений и сероводородной коррозии газопромыслового оборудования [Текст]: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 05.15.06 „Скважинная разработка нефтегазовых месторождений” / Петришак Василий Степанович; Ивано-Франковский институт нефти и газа. – Ивано-Франковск, 1986. – 18 с.

19. Игнатенко Ю.К. Применение вспенивающих поверхностно-активных веществ на месторождениях Северного Кавказа / Ю.К. Игнатенко, А.А. Кеворков [и др.] // Реф. инф. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром. – 1980. – № 7.

20. Шагайденко В.И. Удаление высокоминерализованных вод из газовых скважин / В.И. Шагайденко, К.И. Толстяк, А.Н. Бутенко // Реф. инф. сер. Разработка и эксплуатация газовых и морских нефтяных месторождений. – М. : ВНИИЭгазпром. – 1982. – №12.

21. Пат. 84206 Україна, МПК F04В 47/02 (2006.01). Глибинний штанговий насос [Текст] / Я.Д. Климишин, А.В. Угриновський, Н.С. Дячук, І.І. Штиглян; заявник і патентовласник Климишин Я.Д., Угриновський А.В., Дячук Н.С., Штиглян І.І. – №а2006 12161; заявл. 20.11.2006; опуб. 25.09.2008, Бюл. №18.

22. Джейм Ли. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин [Текст] / Джейм Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. – Москва: ООО Премиул Инжиниринг, 2008. – 358 с.: ил. – Библиогр. : С. 109-112. – ISBN 978-5-903363-06-3.

23. Пат. 84765 Україна, МПК (2006) B01F 11/00, E21В 43/00. Диспергуючий пристрій [Текст] / А.В. Угриновський, Я.Д. Климишин, Н.С. Дячук, І.І. Штиглян; заявник і патентовласник Угриновський А.В., Климишин Я.Д., Дячук Н.С., Штиглян І.І. – №а200612931; заявл. 07.12.2006; опуб. 25.11.2008, Бюл. №22.

24. Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Львів, 1996. – 620с. – ISBN 5–335–01293–5.

25. Угриновський А.В. Класифікація плунжерів та особливості їх вибору для установки плунжерного піднімача / А.В. Угриновський, Л.Б. Мороз, І.В. Криськів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4(41). – С. 13-20.

26. 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.

27. 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.

28. 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.

29. Белов И.Г. Теория и практика переодического газлифта [Текст] / И.Г. Белов. – М.: Недра, 1975. – 143 с.

30. А.с. 979621 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Скважинный гидропакерный поршень [Текст ] / Б.И. Кравченко, Г.П. Корнев, Л.Б. Хусид, Н.Р. Рабинович (СССР). – № 3258690/22–03; заявл. 09.01.1981; опуб. 07.12.1982, Бюл. №45.

31. Медко В.В. Технология удаления жидкости из газовых скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров [Текст]: дис. ...канд. техн. наук: 2007 / Медко Владимир Васильевич. – Москва, 2007. – 142 с.

32. А.с. 791939 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжерный лифт [Текст ] / В.И. Шулятиков, М.М. Розенфельд (СССР). – № 2164770/22–03; заяв. 21.07.1975; опуб. 30.12.1980, Бюл. №48.

33. А.с. 802525 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст ] / В.И. Шулятиков, М.М. Горбачева (СССР). – № 2654245/22–03; заяв. 07.08.1978; опуб. 07.02.1981, Бюл. №5.

34. А.с. 857444 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Устройство для удаления жидкости из обводненных газовых скважин [Текст ] / А.А. Александров, Ю.Н. Соколов, А. Шин (СССР). – № 2800701/22–03; заяв. 24.07.1979; опуб. 23.08.1981, Бюл. №31.

35. А.с. 188423 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Летающий клапан для плунжерного лифта [Текст ] / В.И. Шулятиков, Ю.В. Кобзев (СССР). – № 1019799/22-3; заяв. 19.07.1965; опуб. 01.11.1966, Бюл. №22.

36. А.с. 1017791 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Способ эксплуатации газовой скважины плунжерным лифтом [Текст ] С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, М.М. Билецкий, Р.М. Кондрат, В.Ф. Будымка, Г.В. Тимашев (СССР). – № 3318500/22–03; заяв. 20.07.1981; опуб. 15.05.1983, Бюл. №18.

37. А.с. 1458557 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / М.М. Билецкий, М.П. Яцкив, В.Ф. Будымка, А.Я. Строгий, А.В. Кусакин (СССР). – № 4249889/22-03; заяв. 03.04.1987; опуб. 15.02.1989, Бюл. №6.

38. Воронежский М.К. Автоматизированный плунжерный лифт [Текст] / М.К. Воронежский, А.М. Гнатюк, Ю.Д. Качмар [та ін.] // Машины и нефтяное оборудование. – 1965. – №2. – С. 24 – 26.

39. Машины и нефтяное оборудование / Б.И. Щербий, Б.М. Рылов (ЦНИЛ ПО Укрнефть). Москва, 1986. – №5. – С. 1-5.

40. А.с. 1004620 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст ] / А.М.Г. Абдулзаде, Р.М. Кондрат, М.П. Яцкив (СССР). – №3342855/22–03; заявл. 30.09.1981; опуб. 15.03.1983, Бюл. №10.

41. А.с. 1078033 СССР, МКИ Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст ] / А.М.Г. Абдулзаде, Р.М. Кондрат, Р.А. Абдулзаде, М.П. Яцкив (СССР). – № 3434540/22-03; заявл. 07.05.1982; опуб. 07.03.1984, Бюл. №9.

42. Пат. 1183664 Российская Федерация, МКИ Е 21 В 43/00. Газлифтный эжектирующий плунжер [Текст ] / А.М.Г. Абдулзаде, Э.С.Р. Садыгзаде, М.П. Яцків, Ф.А Абдулзаде (СССР). – № 3710318/22–03; заявл. 31.12.1983; опуб. 07.10.1985, Бюл. №37.

43. А.с. 578445 СССР, МКИ Е 21 В 43/00 Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст ] / В.С. Горшенев, Ю.К. Игнатченко, С.П. Прибытков (СССР). – № 2086681/22–03; заявл. 23.12.1974; опуб. 30.10.1977, Бюл. №40.

44. А.с. 1002535 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст ] / А.М.Г. Абдулзаде, Р.М. Кондрат, М.П. Яцків, С. В. Волковецкий (СССР). – № 3314061/22–03; заявл. 10.07.1981; опуб. 07.03.1983, Бюл. №9.

45. А.с. 108765 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст ] / А.М.Г. Абдулзаде, З.Г. Амирасланов, А.И. Спивак, Р.А. Абдулзаде, А.В. Бобошко (СССР). – № 3388341/22–03; заявл. 25.01.1982; опуб. 23.04.1984, Бюл. №15.

46. Пат. 1183664 Україна. МПК Е21В 43/00 F04В 47/00 F04В 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. – №а200612158; заявл. 20.11.2006; опуб. 27.04.2009, бюл.№8.

47. Пат. 86412 Україна. МПК Е21В 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. – №а200612190; заявл. 20.11.2006; опуб. 26.08.2008, бюл. №16.

48. Plunger Lift Primer. [http://www.proseallift.com/plunger\\_lift\\_primer.htm](http://www.proseallift.com/plunger_lift_primer.htm)

49. Ring Plunger. Solid Plunger. [http://www.pcslift.com/plungerlift/ring\\_plunger.html](http://www.pcslift.com/plungerlift/ring_plunger.html).

50. А.с. 794192 СССР, МКИ Е 21 В 43/00. Летающий клапан для плунжерного лифта [Текст] / И.В. Роман (СССР). – № 2174988/22–03; заявл. 24.09.1975; опуб. 07.01.1981, Бюл. №1.
51. Крилов А.П. Работа и расчет плунжерного лифта / А.П. Крилов // Нефтяное хозяйство, 1940. – №2. – С. 3-8.
52. Муравьев И.М. Эксплуатация нефтяных месторождений / И.М. Муравьев, А.П. Крилов // Гостоптехиздат, 1949. – М.-Л., С. 447-482.
53. Айрапетян М.А. Руководство по эксплуатации скважин плунжерным лифтом / М.А. Айрапетян, Н.А. Шаньгин // Азгостоптехиздат. – Баку, 1941. М., 48 с.
54. Плунжерный метод добычи нефти.; перевод с англ. С.М. Beeson, D.G. Knox, J.H. Stoddard. М. : ГОСИНТИ, 1959. – 59 с.
55. Taitel Y., Barnea D., Brill J.P. Stratified Three Phase Flow in Pipes. / Int. J. Multiphase flow. – Vol. 21, 1995. – № 1 – P. 53-60.
56. Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження процесу руху газорідних сумішей в рельєфному трубопроводі / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 118-128.
57. 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.
58. 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.
59. А.с. 441046 СССР, МКИ В 08 В 9/02. Способ удаления жидкости из газопровода [Текст] / Э.М. Арутюнян, А.П. Сельващук (СССР). – №1725689/28-13; заявл. 17.12.71; опуб. 30.08.74, Бюл. №32.
60. Бурных В. Увеличение пропускной способности газопровода ШБКБ (на участке Шебелинка-Белгород) / В. Бурных, М. Ткаченко // Нефтяная и газовая промышленность. – 1964. – №4. – С. 57-60.



61. Кривошей Б. Анализ эффективности работы дрипов различных конструкций / Б. Кривошей // Новости нефтяной и газовой промышленности. – 1968. – №6. – С. 38-45.

62. Ильский О. Повышение эффективности работы конденсатосборника типа «расширительная камера» / О. Ильский // Газовая промышленность. – 1966. – №12. – С. 24-28.

63. А.с. 671881 СССР, МКИ В 08 В 9/02. Устройство для очистки внутренней поверхности труб [Текст] / Б.П. Тимофеев, Н.М. Козлов, Е.Д. Андрушев, Н.Е. Егоров, С.Г. Гуров (СССР). – №2431601/22-12; заявл. 16.12.76; опуб. 05.07.79, Бюл. №25.

64. А.с. 521033 СССР, МКИ В 08 В 9/04, В 08 В 3/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / Р.Ю. Акчурин (СССР). – №1984071/01; заявл. 04.01.74; опуб. 15.07.76, Бюл. №26.

65. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках [Текст] / Д. Чисхолм. – Пер. с англ.; Пер. изд.: Великобритания, 1983. – М.: Недра, 1986. – 204 с.

66. А.с. 645715 СССР. МКИ В 08 В 9/02. Способ газожидкостной очистки газопроводов / В.С. Бурных, Б.Е. Чистяков, А.П. Агишев [и др.] – №2302118; заявл. 19.12.1975; опуб. 05.02.1979, Бюл. №5.

67. Гончаров В.И. Опыт-промышленные испытания способа пенной очистки МГ [Текст] / В.И. Гончаров, И.И. Капцов, В.К. Тихомиров // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №4. – С. 42-44.

68. V. Goldberg, FMc Kee Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines – Oil&Gas Journal, 19 Aug. 1985.

69. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах [Текст] / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов, А.А. Точигин, 1969.– М.: Недра. – 208 с.

70. Кондрат Р.М. Характеристика та вибір очисних пристроїв для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський, В.С. Петришак, Т.С. Сапожкова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 3(48). – С. 48-61.

71. Терещенко Р.М. Підвищення ефективності використання механічних очисних пристроїв в газопроводах [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 20.05.04 / Терещенко Роман Михайлович. – Івано-Франківськ, 2009. – 147 с.

72. Пат. 42771 Україна, МПК В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу [Текст] / О.Г. Смірнов, Ю.Г. Шевченко, В.І. Варивода, В.Б. Індєйкін; заявник і патентовласник Фірма «Профі Тайер Компані» LTD, UA – №96114296; заявл. 20.11.96; опуб. 15.11.01 Бюл. №10.

73. Пат. 43493 Україна, МПК В 08 В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу [Текст] / О.М. Чурсін, О.І. Петренко, О.М. Барибіна, Л.О. Далік, Г.О. Клісак, М.К. Ільницький, С.І. Іванов, А.Р. Соболь; заявник і патентовласник ТЗОВ Наук.-впровадж. центр «Консіма» – №2000095281; заявл. 14.09.00; опуб. 17.12.01; Бюл. №11.

74. А.с. 444573 ССРСР, МКИ В 08В 9/06. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / В.М. Клишевский, В.Г. Селиверстов, П.Д. Романов [и др.] (СРСР). – №1747297/29–14; заявл. 14.02.72; опуб. 30.09.74, Бюл. №36.

75. А.с. 925439 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / А.А. Кононов, А.Р. Курбаков (СРСР). – №2845798/29–12; заявл. 30.11.79; опуб. 07.05.82, Бюл. №17.

76. А.с. 1585024 ССРСР, МКИ В 08В 9 / 04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / Ф.Г. Габибов, А.В. Туркия, С.Р. Шалов (СРСР). – №4498259/23–12; заявл. 28.09.88; опуб. 07.05.82, Бюл. №30.

77. Пат. 33943 Україна, МПК В 08В 9 / 04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу [Текст] / Я.С. Марчук, Б.О. Клюк, М.П. Андрієшин [та ін.]; заявник і патентовласник Дочірня компанія "Укртрансгаз" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". – №u200714860; заявл. 27.12.2007; опубл. 25.07.2008, бюл. № 14.

78. А.с. 420356 ССРСР, МКИ В 08В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Д.М. Мубинов,

Ф.Г. Мансуров, Ю.А. Сквородников, А.Н. Тюпа (СРСР). – №1813188/28–13; заявл. 26.07.72; опуб. 25.03.74, Бюл. №11.

79. А.с. 710678 СССР, МКИ В 08В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности труб [Текст] / В.Е. Бычков, В.А. Третьяков, К.В. Рыбаков (СРСР). – №2557770/29–12; заявл. 22.12.77; опуб. 25.01.80, Бюл. №3.

80. Пат. 18805 Україна, МПК В 08В 9/04. Пристрій для очищення внутрішньої поверхні трубопроводу / М.П. Лінчевський, Ю.Г. Мокеєв, С.О. Охрімчук; заявник і патентовласник Товариство з обмеженою відповідальністю "Українські технології". – №u200606291; опуб. 15.11.2006, бюл. № 11.

81. Пат. 33942. Україна, МПК В 08В 9 / 04. Газодинамічний пристрій для очищення внутрішньої поверхні шлейфів свердловин підземних сховищ газу / Я.С. Марчук, Б.О. Клюк, М.П. Андріішин [та ін.]; заявник і патентовласник Дочірня компанія "Укртрансгаз" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". – №u200714858; заявл. 27.12.2007; опуб. 25.07.2008, бюл. № 14.

82. А.с. 1397097 СССР, МКИ В 08В 9/04. Устройство для очистки полости трубопровода от жидких скоплений [Текст] / В.Я. Грудз, С.И. Калинин, В.Б. Михалкив, Д.Ф. Тымкив (СРСР). – №4156384/31-12; заявл. 02.12.86; опуб. 23.05.88, Бюл. №19.

83. А.с. 453205 СССР, МКИ В 08В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Р.Ю. Акчурин (СРСР). – №1833581/28-13; заявл. 05.10.72; опуб. 15.12.74, Бюл. №46.

84. Гончаров В.Н. Очистка газопроводов высокократными пенами / В.Н. Гончаров, Б.Е. Чистяков // Газовая промышленность. – 1980. – №11. – С. 36-38.

85. Гончаров В. И. Опытно-промышленные испытания способа пенной очистки МГ / В. И. Гончаров, И. И. Капцов, В. К. Тихомиров // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №4. – С. 42-44.

86. А.с. 1189457 СССР, МКИ А 62 С 5/04, В 08 В 9/00. Пеногенератор / В.Н. Гончаров, В.К. Тихомиров, Н.С. Лещук, И.И. Капцов – №3714991; заявл. 20.01.1984; опуб. 07.11.1985, Бюл. №41.

87. Патент 56025 Україна, МПК А 62 С 5/02, В 08 В 9/06, Е 21 В 21/14. Піногенератор / В.М. Гончаров, І.І. Капцов, С.В. Чопань [та ін.]; заявник і патентовласник Дочірня компанія “Укргазвидобування” Український науково-дослідний інститут природних газів (філія). – №2002087015; заявл. 28.08.2002; опуб. 15.04.2003, Бюл. №4.

88. А.с. 604567 СССР, МКИ В 01 D 19/02. Устройство для разрушения пены / В.С. Бурных, В.Н. Гончаров, В.И. Завадин, И.А. Зинченко (СССР). – №2429033; заявл. 14.12.1976; опуб. 30.04.1978, Бюл. №16.

89. Патент 32471 Україна, МПК 6 В 08 В 9/02, В 08 В 9/06. Спосіб очистки внутрішньої поверхні трубопроводу / В.В. Клявлін, О.Ф. Немчин; заявник і патентовласник Клявлін В.В., Немчин О.Ф. – №99116463; заявл. 29.11.1999; опубл. 15.12.2000, Бюл. №7.

90. Коротаев Ю.П. Подготовка газа к транспорту / Ю.П. Коротаев, Б.П. Гвоздев, А. И. Гриценко, Л.М. Саркисов. – М.: Недрa, 1973. – 240 с.

91. Наджафов М.Г. Экспериментальное исследование вязкоупругого разделителя с целью удаления скоплений воды из ствола скважины / М. Г. Наджафов, Фан Нгок Чунг // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1988. – №9. – С. 27-29.

92. Бошкова И.Л. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин [Текст]: Учебное пособие / И.Л. Бошкова. – Одесская государственная академия холода, 2010. – 144 с.

93. А. с. 1622038 СССР, МКИ В 08 В 9/04. Состав гелеобразного поршня для очистки внутренней полости каналов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.Р. Байков, М.М. Хасанов, Б.В. Гейер (СССР). – №4653656/12; заявл. 21.02.89; опубл. 23.01.91, Бюл. №3.

94. Саморазрушаючіеся устройства для очистки трубопроводов. – Киев: НПК “Техногаз-89”. – 1989. <http://www.npf-konsta.ru/vodosnabzhenie/gidravlicheskiy-metod-ochistki-truboprovodov.html>.

95. Баренблатт Г.И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика [Текст] / Н.Б. Баренблатт. – Ленинград гидрометеоиздат, 1882. – 252 с.

96. Дорошенко В.М. Основи наукових досліджень / В.М. Дорошенко. – К.: ІСДО, 1993. – 126 с.

97. Айрапетян М.А. Руководство по эксплуатации скважин плунжерным лифтом [Текст] / Айрапетян М.А., Шаньгин Н.А. – М.: Азгостоптехиздат, 1941. – 49 с.

98. Гурбанов Р.С. Об обтекании вязкой жидкостью цилиндрического тела в вертикальной колонне труб [Текст] / Р.С. Гурбанов, А.Ф. Касимов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1962. – №5. – С. 29-32.

99. Гукасов Н.К. вопросу расчета плунжерного лифта [Текст] / Н.К. Гукасов, А.М. Пирвердян // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1961. – №2. – С. 28-30.

100. Вирновский А.С. Ламинарное обтекание однородной жидкостью цилиндрических тел в восходящем потоке в вертикальных трубах [Текст] / А.С. Вирновский, М.Г. Минигаимов // Науч.-техн. сб. по добыче нефти. – Москва, ВНИИ, 1960. – вып. 10. – С. 105-107.

101. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям [Текст] / И.Е. Идельчик. – под ред. М.О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Машиностроение, 1992. – 672 с. – 13ВК 5-217-00393-6.

102. Гідравліка: навчальний посібник / М.П. Андрійшин, Л.В. Возняк, Р.Ф. Гімер [та ін.]; за ред. Р.Ф. Гімера. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 253с. – ISBN 966-7327-14-0.

103. Пат. 82863 Україна, МПК (2013.01) E21B 43/00. Плунжер для плунжерного піднімача / Кондрат Р.М., Угриновський А.В.; заявник і

патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – № а 201213719; заявл. 30.11.2012; опуб. 27.08.2013, бюл. №16.

104. Угриновський А.В. Експериментальні дослідження особливостей експлуатації рельєфних трубопроводів за наявності рідини в газовому потоці / А.В. Угриновський // Анотації міжнародної науково-технічної конференції “Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі”. – м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012. – С. 280-282.

105. Карасевич А.М. Анализ результатов экспериментов по оценке гидравлического сопротивления полиэтиленовых труб / А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев, И.В. Тверской // Развитие компьютерных комплексов моделирования, оптимизации режимов работы систем газоснабжения и их роль в диспетчерском управлении технологическими процессами в газовой отрасли. Сб. тезисов докладов I междунар. науч.-техн. конф. «B18COM 2002». – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – С. 41-42.

106. Мамаев В.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах [Текст] / В.А. Мамаев, Г. Э. Одишария, Г. Э. Клапчук [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 270 с.

107. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения [Текст] / Г. Уоллис. – М.: Изд-во „Мир”, 1972. – 440 с.

108. Ситенков В.Т. Теория и расчет двухфазных систем [Текст]: Гидравлика / В.Т. Ситенков. – Нежневартовск, 2006. – 204 с.

109. Акимов В.Ф. Измерение расхода газонасыщенной нефти [Текст] / В.Ф. Акимов. – М.: Недра, 1978. – 200 с.

110. Ксенич А.І. Прогнозування пропускної здатності та гідравлічної енерговитратності поліетиленових газових мереж [Текст]: дис. ...канд. техн. наук: спец. 17.02.12 / Ксенич Андрій Іванович. – Івано-Франківськ, 2012. – 185 с.

111. Чарный И.А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопроводов / И.А. Чарный // Нефтяное хозяйство. – №6. – 1965. – С. 51-55.

112. Галлямов А.К. Оценка скорости выноса скоплений жидкости из пониженных участков трубопроводных систем / А.К. Галлямов, И.Р. Байков, Р.М. Аминев // Изв. ВУЗов. – Баку, Нефть и газ, 1990. – №7. – С. 73-76.

113. Кутуков С.Е. Проблема постороения технологической модели нефтепровода / С.Е. Кутуков // Нефтегазовое дело. – 2004. – т. 1. – С. 1-11.

114. Пат. 78315 Україна, МПК В08В 9/04, С09К 8/52. В'язкопружний очисний поршень / Кондрат Р.М., Угриновський А.В., Петришак В.С., Огерук І.М.; заявник і патентовласник Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – № u 201211740; заявл. 11.10.2012; опуб. 11.03.2013, Бюл. №5.

115. Угриновський А.В. Математична модель рідинного скупчення в пониженій ділянці газопроводу / А.В. Угриновський, Р.М. Кондрат, П.Р. Гімер // Науковий вісник Нац. гірничого ун-ту. – 2013. – №4 – С. 36-41.

116. Звіт про НДР [Текст]: Корективи проекту до розробки нижньосарматських покладів Хідновицького газового родовища / О.М. Іщенко, О.В. Чебан. – Харків: УкрНДІГаз. – 2005. – 184 с.

117. Угриновський А.В. Дослідно-промислові випробування технології очищення викидних ліній свердловин за допомогою в'язкопружного поршня / А.В. Угриновський // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2013” – м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. – С. 59.

## ДОДАТКИ



Додаток А

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Головний інженер Львівського  
відділення газопромислового  
управління „Полтавагазвидо-  
бування”

В.Є. Блізняков

09 2013 р.

### **АКТ**

проведення промислових досліджень та випробувань технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня

У період з 29.07.2013 р. по 31.07.2013 р. працівниками Львівського відділення газопромислового управління „Полтавагазвидобування” та Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу здійснено промислові дослідження та випробування технології очищення викидної лінії свердловини від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня.

Для дослідження був використаний шлейф свердловини №116 Хідновицького газового родовища.

**Мета промислових досліджень.**

Встановлення ефективності використання в'язкопружного поршня для очищення викидної лінії свердловини від скупчень рідини і твердої фази.

**Опис в'язкопружного поршня.**

В'язкопружний поршень – це гелеподібна композиція, в склад якої входять токсично безпечні компоненти (карбоксиметилцелюлоза, вода, ПАР). Готується в'язкопружний поршень безпосередньо на промислі, у невеликій ємності об'ємом 20 – 30 л., шляхом перемішування води, ПАР і КМЦ до утворення однорідної маси. Після цього суміш обробляють метанолом впродовж 20-30 хв.,

при об'ємному співвідношенні 1:2 і надають їй форму циліндра з діаметром, близьким до діаметра трубопроводу.

## 1. ІСНУЮЧИЙ СТАН ШЛЕЙФУ СВЕРДЛОВИНИ

1.1. Довжина	605 м
1.2. Внутрішній діаметр	68 мм
1.3. Тиск на початку шлейфу	0,23 МПа
1.4. Тиск в кінці шлейфу	0,2 МПа
1.5. Температура на початку шлейфу	20 °С
1.6. Температура в кінці шлейфу	22 °С
1.7. Дебіт газу	1,5 тис.м <sup>3</sup> /д
1.8. Дебіт конденсату	—
1.9. Дебіт води	16,3 л/д

## 2. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

Промислові випробування технології проведені 29.07.2013 р.

2.1. У ємність об'ємом 20 л, завантажили 1,5 кг КМЦ, 10,75 кг води і 0,25 кг ПАР (Стінол). Вміст компонентів в ємності перемішали до утворення однорідного гелю. Одержану композицію залили у заделегідь підготовлену ємність з метанолом, при об'ємному співвідношенні 1:2, витримали впродовж 30 хв. Після цього із отриманої суміші сформували поршень циліндричної форми, діаметр якого дещо перевищував внутрішній діаметр шлейфу.

2.2. Зупинили свердловину, закрили засувку на викиді ФА і корінну засувку, стравили газ між ними.

2.3. Буфер свердловини обладнали продувочним коліном.

2.4. Закрили засувки в кінці викидної лінії, між вимірною діафрагмою, стравили газ між ними.

2.5. Зняли вимірну діафрагму і вставили підготовлений поршень у стравлений простір.

2.6. Змонтували вимірну діафрагму, подали газ із УППГ у зворотньому напрямі його руху для проштовхування поршня до устя свердловини на продувочне коліно. Очікуваний час проходження поршня до кінця шлейфу становить 10 – 12 хв.

## РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ВИПРОБУВАНЬ

Результати досліджень застосування в'язкопружного поршня для очищення викидної лінії свердловини №116 від рідини і твердої фази наведені в таблиці.

Таблиця – Результати досліджень застосування в'язкопружного поршня для очищення від рідини і твердої фази викидної лінії всердловини №116

Дата проведення досліджень	Тиск на початку шлейфу, МПа	Тиск в кінці шлейфу, МПа	Втрати тиску вздовж шлейфу, МПа	Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д
До застосування в'язкопружного поршня				
29.07.2013	0,23	0,2	0,03	1,5
Після застосування в'язкопружного поршня				
30.07.2013	0,205	0,2	0,005	1,8

## ВИСНОВОК





Згідно з результатами дослідно-промислових випробувань після проведення робіт на шлейфі свердловини № 116 Хідновицького газового родовища шляхом очищення викидної лінії від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня перепад тиску вздовж шлейфу зменшився з 0,03 МПа до 0,005 МПа, а дебіт газу зріс з 1,5 до 1,8 тис.м<sup>3</sup>/д. Після попередніх аналогічних продувань шлейфу свердловини без поршня перепад тиску вздовж

шлейфу зменшувався з 0,03 МПа до 0,02 МПа, а зростання дебіту було всього на 0,1 – 0,15 тис.м<sup>3</sup>/д.

Результати проведення промислових досліджень свідчать про ефективність використання в'язкопружного поршня для очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази.


Від підприємства Львівського відділення газопромислового управління  
„Полтавагазвидобування”

Начальник виробничого відділу  
Начальник технічного відділу  
Головний геолог  
Майстер Хідновицького ЦВНГК

 Д.Р. Пітула  
 Р.Т. Ільчишин  
 О.В. Чебан  
 Т.В. Потятинник

Від ІФНТУНГ

Аспірант кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

 А.В. Угриновський

Додаток Б

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Головний інженер Львівського  
відділення газопромислового  
управління „Полтавагазвидобування”

В.Є. Блізняков

09 2013 р.

### **АКТ**

проведення промислових досліджень та випробувань технології очищення промислових газопроводів від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня

У період з 29.07.2013 р. по 31.07.2013 р. працівниками Львівського відділення газопромислового управління „Полтавагазвидобування” та Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу здійснено промислові дослідження та випробування технології очищення викидної лінії свердловини від скупчень рідини і твердої фази за допомогою в'язкопружного поршня.

Для дослідження був використаний шлейф свердловини №118 Хідновицького газового родовища.

Мета промислових досліджень.

Встановлення ефективності використання в'язкопружного поршня для очищення викидної лінії свердловини від скупчень рідини і твердої фази.

Опис в'язкопружного поршня.

В'язкопружний поршень – це гелеподібна композиція, в склад якої входять токсично безпечні компоненти (карбоксиметилцелюлоза, вода, ПАР). Готується в'язкопружний поршень безпосередньо на промислі, у невеликій ємності об'ємом 20 – 30 л., шляхом перемішування води, ПАР і КМЦ до утворення однорідної маси. Після цього суміш обробляють метанолом впродовж 20-30 хв.,

при об'ємному співвідношенні 1:2 і надають їй форму циліндра з діаметром, близьким до діаметра трубопроводу.

## 1. ІСНУЮЧИЙ СТАН ШЛЕЙФУ СВЕРДЛОВИНИ

1.1. Довжина	1673 м
1.2. Внутрішній діаметр	104 мм
1.3. Тиск на початку шлейфу	0,23 МПа
1.4. Тиск в кінці шлейфу	0,2 МПа
1.5. Температура на початку шлейфу	19 °С
1.6. Температура в кінці шлейфу	22 °С
1.7. Дебіт газу	9,5 тис.м <sup>3</sup> /д
1.8. Дебіт конденсату	–
1.9. Дебіт води	6,5 л/д

## 2. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

Промислові випробування технології проведені 31.07.2013 р.

2.1. У ємність об'ємом 20 л, завантажили 1,5 кг КМЦ, 10,75 кг води і 0,25 кг ПАР (Стінол). Вміст компонентів в ємності перемішали до утворення однорідного гелю. Одержану композицію залили у зазделегідь підготовлену ємність з метанолом, при об'ємному співвідношенні 1:2, витримали впродовж 30 хв. Після цього із отриманої суміші сформували поршень циліндричної форми, діаметр якого дещо перевищував внутрішній діаметр шлейфу.

2.2. Зупинили свердловину, закрили засувку на викиді ФА і корінну засувку, стравили газ між ними.

2.3. Зняли буферний фланець і вставили підготовлений поршень у стравлений простір.

2.4. Закрили засувки в кінці викидної лінії між вимірною діафрагмою, стравили газ між ними.

2.5. Зняли вимірну діафрагму, змонтували фланці без діафрагми.

2.6. Пустили свердловину в роботу на УКПГ. Очікуваний час проходження поршня до кінця шлейфу становить 10 – 12 хв.

2.7. Після однієї години роботи свердловини на установку підготовки газу змонтували вимірну діафрагму, та провели повторне вимірювання параметрів її роботи.

## РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ВИПРОБУВАНЬ

Результати досліджень застосування в'язкопружного поршня для очищення викидної лінії свердловини №118 від рідини і твердої фази наведені в таблиці.

Таблиця – Результати досліджень застосування в'язкопружного поршня для очищення від рідини і твердої фази викидної лінії всвердловини №118

Дата проведення досліджень	Тиск на початку шлейфу, МПа	Тиск в кінці шлейфу, МПа	Втрати тиску вздовж шлейфу, МПа	Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /д
До застосування в'язкопружного поршня				
30.07.2013	0,23	0,2	0,03	9,5
Після застосування в'язкопружного поршня				
31.07.2013	0,212	0,2	0,012	10,3

## ВИСНОВОК




Згідно з результатами дослідно-промислових випробувань після проведення робіт на шлейфі свердловини № 118 Хідновицького газового родовища шляхом очищення викидної лінії від скупчень рідини і твердої фази за допомогою

в'язкопружного поршня перепад тиску вздовж шлейфу зменшився з 0,03 МПа до 0,012 МПа, а дебіт газу зріс з 9,5 до 10,3 тис.м<sup>3</sup>/д.

Результати проведення промислових досліджень свідчать про ефективність використання в'язкопружного поршня для очищення викидних ліній свердловин від скупчень рідини і твердої фази.


Від підприємства Львівського відділення газопромислового управління „Полтавагазвидобування”

Начальник виробничого відділу  
Начальник технічного відділу  
Головний геолог  
Майстер Хідновицького ЦВНГК

 Д.Р. Пітула  
 Р.Т. Ільчишин  
 О.В. Чебан  
Т.В. Потятинник

Від ІФНТУНГ

Аспірант кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

 А.В. Угриновський

