

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ГОРІН ПЕТРО ВІКТОРОВИЧ

УДК 622.691.4

ДИСЕРТАЦІЯ
ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОПРОВІДІВ ГАЗОЗБІРНИХ
СИСТЕМ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ

05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело



П. В. Горін

Науковий керівник

Тимків Дмитро Федорович
професор, доктор технічних наук

Івано-Франківськ – 2021

АНОТАЦІЯ

Горін П.В. Підвищення ефективності газопроводів газозбірних систем нафтових і газових промислів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – «трубопровідний транспорт, нафтогазосховища». – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2021.

Дисертація присвячена підвищенню ефективності газопроводів газозбірних систем нафтових і газових промислів.

В цій роботі, враховуючи нагальну актуальність впровадження заходів щодо зменшення втрат тиску, основну увагу буде присвячено вибору раціонального методу очистки (або звільнення порожнини газопроводу, для збору попутного газу) від накопичених забруднень, який залежить від наступних чинників:

- прийнятої системи збору продукції (централізованої чи децентралізованої);
- конфігурації (технічної характеристики) газозбірної системи;
- рельєфу місцевості із наявністю природних пасток рідини;
- якісного складу газу і його вологовмісту;
- структурних форм руху газорідного потоку в газозбірній мережі;
- термодинамічних умов експлуатації в різні періоди року.

Їх сукупний вплив буде позначатись на роботі газопроводу для збору попутного газу і визначати їх пропускну здатність в умовах експлуатації її на низьких тисках.

Основним завданням теоретичних досліджень є розробка математичних моделей роботи найбільш розповсюдженого обладнання для звільнення газозбірної мережі від накопичених забруднень, оскільки кожна з них може

застосовуватись на окремих ділянках, як оптимальний захід зменшення величин гідроопору.

Проведено огляд літератури присвяченій проблемам збору попутного газу та очищення системи трубопроводів. З огляду на те, що на даний момент в області немає достатньо ефективного методу підвищення ефективності роботи шлейфів і зниження негативного впливу забруднень рідинного і твердого типу на величину робочого тиску свердловин на завершальній стадії експлуатації, запропоновано в якості технічного рішення розробку пружного рідинного поршня і технології очищення шлейфів свердловин з його допомогою.

Наведено компонентний склад типових газового, газоконденсатного і нафтового родовищ України. Вирішено питання, яким чином формуються забруднення конденсатного типу на певному кілометрі траси газозбірної мережі, як вони впливають на режими роботи мережі та обладнання для підготовки попутного газу.

Представлений алгоритм визначення структурної форми руху газорідинного потоку, оцінки його типу (за основним перекачуванням продуктом) і однорідності, визначення параметрів гідравлічного стану: номінальних і реальних втрат тиску під час збору і транспортування продукції, що обумовлюють різні значення кінцевого тиску на досліджуваних ділянках трубопроводу.

Проведена систематизація методів і способів очищення газозбірних мереж для транспортування попутного газу виснажених родовищ. Побудовано алгоритм вибору раціонального способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу.

Виявлено, що газозбірні системи виснажених українських нафтових і газоконденсатних родовищ застарілі з точки зору облаштування їх нерівнопрохідною запірною арматурою, що фактично виключає можливість проведення періодичного очищення традиційними поршнями-скребками.

Для виконання стендових експериментальних досліджень моделі еластичного поршня, здатного проходити місцеві звуження і опори під час очищення внутрішньої поверхні трубопроводу, розроблена «Програма з методикою стендових експериментальних досліджень пружно-полімерної композиції для очищення шлейфів свердловин». Створена фізична модель руху поршня по трубопроводу. Проведено моделювання роботи чинного шлейфа з агресивними умовами експлуатації.

У промислових умовах, особливо при проходженні висхідних «сухих» ділянок шлейфів свердловин, можливо застрягання пружно-полімерної композиції в порожнині шлейфу. Тому технологія очищення чинного шлейфу свердловини повинна передбачити використання поршня, що складається з двох частин:

- пружно-полімерна композиція в оболонці (штовхаючий пристрій);
- технічна вода з додаванням поверхнево-активних (миючих або слизьких) речовин і інгібітору корозії (речовина, яку штовхають).

Проведено математичне моделювання результатів стендових експериментальних досліджень. Систематизовано дані проведеного факторного експерименту щодо поведінки пружно-полімерної композиції при очищенні гладкостінних трубопроводів. За результатами аналізу отримана математична регресійна модель руху композиції, що зв'язує час її проходження порожниною ділянки з певною технічною характеристикою зі швидкістю газового потоку, орієнтовним обсягом забруднень певного типу в порожнині газопроводу. Проведена апроксимація результатів експериментальних досліджень для застосування композиції на діючих шлейфах свердловин.

Розроблена регресійна модель адаптована до промислового використання шляхом зв'язку її з основними параметрами роботи шлейфу свердловини або міжпромислового газопроводу (фактично до технологічного режиму його роботи). Модель показує наскільки щільною необхідно створити

композицію до моменту руйнування її зовнішньої еластичної оболонки і час початку прийому забруднень в сепараційному обладнанні установок.

Розроблено дослідницьку технологію реалізації процесу очищення діючих шлейфів свердловин для типових нафтових, газоконденсатних і газових родовищ за допомогою управління процесу на запірній арматурі свердловини і установки збору і підготовки продукції. Технологія впроваджена на свердловинах Пасічнянського нафтового родовища. Ефект полягав у зменшенні робочих тисків на гирлах свердловин і відповідному зростанні видобутку газу. Очікуваний економічний ефект від впровадження розробки досягається для родовищ природних газів, що працюють в газовому режимі на виснаження, з розрахунку 30% зростання видобутку до базового (до проведення очищування) на період до наступної операції (типово – 45 діб).

Ключові слова: газозбірна система, очистка газопроводу, попутний газ, очисний поршень, математичне моделювання, запірна арматура.

SUMMARY

Gorin P. V. Efficiency improving of gas pipelines in gas collection systems of oil and gas industries.

The thesis has been written to get the scientific degree of the candidate of technical sciences major in 05.15.13 – pipeline transportation, oil and gas storage. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2021.

The dissertation is devoted to efficiency improving of gas pipelines in gas collection systems of oil and gas fields.

In this work, taking into account the urgent need for the implementation of measures to reduce pressure losses, the focus will be on choosing the optimal purification method (or obviation of the gas pipeline cavity, for the collection of petroleum gas) from accumulated pollution, which depends on the following factors:

– the adopted system for collecting produce (centralized or decentralized);

- the configuration (technical characteristics) of the gas-collecting system, since the smaller its diameter, the higher the speed of «greasy» petroleum gas, the less probability of liquid drops precipitation;
- terrain with the presence of natural fluid traps;
- qualitative composition of gas and its moisture content;
- structural forms of motion of the gas-liquid flow in the gas-collecting network;
- thermodynamic conditions of operation in different periods of the year.

Their combined effect will be reflected in the operation of the gas pipeline to collect petroleum gas and determine their capacity under conditions of its operation at low pressures.

The main task of theoretical research is the development of mathematical work models of the most common equipment for releasing the gas-collecting network from accumulated pollution, since each of them can be applied in separate sections as an optimal reduction measure of hydro-resistance values.

A review of literature devoted to the problems of petroleum gas collection and purification of the pipeline system has been conducted. Given that at present there is no effective method of increasing the efficiency of plumbing and reducing negative impact of pollution of the liquid and solid type on the value of the working pressure of the wells at the final stage of operation in the region, a development of elastic fluid pig and technology for cleaning plumbing wells with its help is proposed as a technical solution.

The component composition of typical gas, gas condensate and oil deposits of Ukraine is presented. The question has been answered how condensate type pollution is formed on a certain kilometer of the pipeline network, how they affect the operating modes of the network and equipment for petroleum gas preparation.

The algorithm for determination of the structural motion form of the gas-liquid flow, evaluation of its type (by the main pumped product) and its homogeneity, determination of the hydraulic state parameters: nominal and actual pressure losses during the collection and transportation of produce, which is

determined by different values of the final pressure on the investigated sections of the pipeline.

The systematization of methods and ways of cleaning gas-collecting networks for petroleum gas transportation has been carried out. An algorithm for choosing the optimal method for removing contaminants from the pipeline cavity has been constructed. To clean the small length gas pipelines (branch, industrial gas pipelines) with unequal shutoff valves, it is proposed to use the method of high-speed gas flow.

The adaptation results of the designed mathematical algorithm for the operating pipeline area transporting the multiphase environment are presented.

It is revealed that gas-collecting systems of mature Ukrainian oil and gas condensate deposits are morally outdated in terms of the arrangement of their unequal shutoff valves, which in fact excludes the possibility of periodic cleaning by traditional pig-scrappers.

For the implementation of bench experimental studies of an elastic pig model capable of undergoing local contractions and supports during the cleaning of the inner pipeline surface, “ Program with a technique of bench experimental studies of an elastic-polymeric composition for wells cleaning” is developed. A physical model of the pig movement along the pipeline has been created. The simulation of the current loop with aggressive operating conditions is carried out.

In industrial conditions, especially in the course of passing «dry» sections of wells, it is possible that the elastic-polymeric composition will get stuck in the well cavity. Therefore, the technology for cleaning the existing well should be provided for the use of a pig consisting of two parts:

- elastic-polymeric composition in the shell (pushing device);
- technical water with the addition of surface-active (washing or slippery) substances and an inhibitor of corrosion (the substance being pushed).

The mathematical modeling of the results of bench experimental research is carried out. The data of the conducted factorial experiment on the behavior of the elastic-polymeric composition during the purification of smooth-wall pipelines is systematized. According to the results of the analysis, a mathematical regression

model of the composition motion that binds its passage through the cavity of a site with a certain technical characteristic with the speed of the gas stream, the approximate volume of pollution and their type in the cavity of the gas pipeline is obtained. The approximation of the results of experimental studies for the application of the composition on the existing wells is carried out.

The designed regression model is adapted for industrial use by connecting it with the basic work parameters loop or inter-industrial gas pipeline (in fact, with the technological mode of its operation). The model shows how dense the composition should be until the destruction of its outer elastic shell and the time of the beginning of the reception of contaminants in the separation equipment installations.

The research technology of process realization of cleaning operating wells for typical oil, gas condensate and gas fields with the help of process control on the shutoff valves of a well and collection installation and preparation of produce is developed. This technology is implemented in the wells of the Pasichnian oil field. The effect is to reduce the working pressure at the wells and corresponding increase in gas production. The expected economic effect of the design implementation is achieved for natural gas fields operating in the gas mode for exhaustion, at the rate of 30% increase in extraction to the base (before cleaning) for the period until the next operation (typically – 45 days).

Key words: gas-collecting system, purification of the pipeline, petroleum gas, cleaning piston, mathematical modeling, shutoff valves.

Список публікацій здобувача:

1. Горін П. В., Поляруш К. А., Тимків Д.Ф., Романова В.В., Добрунов Д.Є. Розробка способу очистки шлейфів свердловин. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. № 6 (247) 2018. С. 213-222. **(наукове фахове видання України).**

2. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Братах М. І., Філіпчук О. О. Обґрунтування оптимальних методів очищення газопроводів для різних структур газорідних потоків. *Журнал Technology audit and production reserves*. № 1/2

(45), 2019. С. 21-30. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах).**

3. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В.В., Філіпчук О. О. Оцінка пропускної здатності системи газопроводів, що приймають і транспортують газ власного видобутку. *Журнал EUREKA: Physics and Engineering*. 2019. № 1. С. 13-21. **(Естонія, індексується в світових наукометричних базах даних і системах, Scopus).**

4. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Голубенко В. П. Систематизація методів очистки газозбірних мереж для транспортування газу зрілих родовищ. *Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*. 2017. Вип. 134. С. 52-57. **(наукове фахове видання України).**

5. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В. В. Моделювання процесу очистки шлейфів свердловин. Інтегровані технології та енергозберігання. Щоквартальний науково-практичний журнал. Харків: НТУ «ХП», 2018. № 1. С. 37-44. **(наукове фахове видання України).**

6. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутний нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. *Нафтогазова енергетика. Всеукраїнський науково-технічний журнал*. 2018. №1 (29). С. 7-10. **(наукове фахове видання України).**

7. Горін В.П., Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. Спосіб очищення внутрішньої порожнини трубопроводу: патент Україна. №201803083, заявл. 26.03.18; опубл. 06.08.2003, № 21412/ЗУ/18. 7 с. **(патент на корисну модель).**

8. Горін П. В. Особливості експлуатації систем для сумісного збору нафти, газу, конденсату і води. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 382.

9. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутній нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. Міжнародна науково-технічна конференція «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні» 28-30 березня, 2017 р. С. 148.

10. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Компонентний склад нафтогазового газу і його вплив на якісний склад забруднень газопроводів. Міжнародна науково-технічна конференція «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання». 2017 р. С. 179-181.

11. Горін П. В., Скрильник К. Ю., Снігур Є. В., Братах М. І. Гідравлічний розрахунок трубопроводів для перекачування двохфазових потоків із високим газовмістом. Збірник наукових праць «ΛΟΓΟΣ». 2017. Частина 2. С. 175-180.

12. Горін П. В. Математичне моделювання руху газорідних сумішей при забрудненні трубопроводу. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 190-191.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	13
ВСТУП.....	14
РОЗДІЛ 1. СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ ГАЗОЗБІРНОЇ СИСТЕМИ ВИСНАЖЕНИХ УКРАЇНСЬКИХ НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ НА ОБСЯГИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ, ТОВАРНОГО ГАЗУ ТА ПОЯВУ РИЗИКІВ АВАРІЙНИХ ВІДМОВ.....	19
1.1 Аналіз гідравлічного стану газозбірної системи нафтових і газоконденсатних родовищ.....	19
1.2 Огляд науково-технічних джерел, присвячених проблемам збору попутного газу і очистки системи трубопроводів.....	22
1.3 Технологічні системи збору і транспортування попутного газу.....	30
1.4 Компонентний склад попутного газу і його вплив на якісний склад забруднень газопроводів.....	33
1.5 Вплив забруднень на режими роботи газозбірних систем та обладнання для підготовки попутного газу.....	37
1.6 Систематизація методів і способів очистки газозбірних мереж для транспортування попутного газу виснажених родовищ.....	43
1.7 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи.....	53
РОЗДІЛ 2. НАЙБІЛЬШ РАЦІОНАЛЬНІ СПОСОБИ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДУ НА ОСНОВІ ДОСЛІДЖЕНЬ СТРУКТУРИ ГАЗОВИХ ПОТОКІВ.....	56
2.1 Особливості експлуатації систем для сумісного збору нафти, газу, конденсату і води.....	56
2.2 Алгоритм визначення структури течії газорідинних потоків та однорідності течії.....	60

2.3	Визначення критеріїв для вибору раціонального методу звільнення порожнини трубопроводів від накопичених забруднень.....	68
2.4	Побудова алгоритму вибору раціонального способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу.....	76
	Висновки до розділу 2.....	80
РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОЧИСТКИ СИСТЕМИ ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПРУЖНО-ПОЛІМЕРНОЇ КОМПОЗИЦІЇ.....		
3.1	Створення полімерно-пружної композиції.....	84
3.2	Створення фізичної моделі руху поршня по трубопроводу.....	88
3.3	Моделювання руху пружно-полімерної композиції.....	90
3.4	Моделювання роботи діючого шлейфа з агресивними умовами експлуатації.....	97
3.5	Експериментальні дослідження з розробленням математичної регресійної моделі.....	100
	Висновки до розділу 3.....	109
РОЗДІЛ 4. ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН ПРИ ВИКОРИСТАННІ КОМПОЗИЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ.....		
4.1	Алгоритм очистки ділянки трубопроводу еластичними (пружно-полімерними) поршнями.....	114
4.2	Адаптація розробленої математичної моделі до фактичних умов експлуатації газозбірної системи.....	117
4.3	Розробка технології дослідного випробування.....	124
4.4	Економічна оцінка варіантів експлуатації системи.....	124
	Висновки до розділу 4.....	125
	ВИСНОВКИ.....	127
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	129
	ДОДАТКИ.....	140

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГКР	–	газоконденсатне родовище
ГПА	–	газоперекачувальний агрегат
ГПЗ	–	газопереробний завод
ГРС	–	газорозподільна станція
ДЕГ	–	діетиленгліколь
ДКС	–	дотискувальна компресорна станція
К.К.Д	–	коефіцієнт корисної дії
МГ	–	магістральний газопровід
ПАР	–	поверхнево-активні речовини
ПАТ	–	публічне акціонерне товариство
РК	–	розширювальна камера
ТЕГ	–	триетиленгліколь
СПБТ	–	суміш пропан-бутанова технічна
ЦПЗНГ	–	централізований пункт збору нафти і газу
УЗГ	–	уловлювач забруднень газу
УКПГ	–	установка комплексної підготовки газу
УКПН	–	установка комплексної підготовки нафти
УКПНГ	–	установка комплексної підготовки нафти і газу
УППГ	–	установка попередньої підготовки газу
ШФЛВ	–	широка фракція легких вуглеводнів
DN	–	умовний діаметр

ВСТУП

Актуальність теми. Найчастіше стабілізація видобутку природного газу, передусім, пов'язана із пошуком резервів робочого тиску свердловин, варіації зменшення величини якого дозволять збільшити різницю між пластовим тиском та тиском на гирлі свердловини, викликаючи додатковий приплив газу. Для цього вводяться в експлуатацію дотискувальні компресорні станції, знаходяться та залучаються до низьконапірної мережі газопостачання нові потужні споживачі природного газу, очищуються газопроводи та шлейфи свердловин, замінюється обладнання установок збору і підготовки газу, удосконалюється сам процес підготовки газу тощо. Будь-який із перелічених заходів спрямовано на зниження величини робочого тиску свердловин. Але слід зважати і на процес перерозподілу мас рідини та інших типів забруднень в ланках системи «свердловина – шлейф – установка збору і підготовки газу – промисловий газопровід», що постійно змінює втрати тиску на транспортування газу власного видобутку, негативно позначаючись на величині робочого тиску свердловин родовища.

Враховуючи той фактор, що на початку епохи видобутку нафти та газу в Україні для облаштування нафтогазопромислових об'єктів використовувалися трубопроводи із різними товщинами стінки та внутрішніми діаметрами, встановлювалась нерівнопрохідна запірна арматура, відсутність камер пуску-прийому очисних поршнів, і взагалі, на той час відсутність такого поняття як «очищення систем трубопроводів» є великим викликом при підході до вибору методу, а також засобів для очищення газозбірних систем, в реаліях сьогодення. Аналізуючи наявні сучасні розробки та засоби для очищення газозбірних систем хочеться відмітити про відсутність універсальних очисних пристроїв, які можна було б використовувати, як для трубопроводів із змінними діаметрами по довжині, так і для різних діаметрів трубопроводів із наявною нерівнопрохідною арматурою без необхідності облаштування камер пуску-прийому очисних поршнів, а також відсутністю

необхідності виготовлення нової конструкції очисного пристрою під різні діаметри трубопроводів.

Тому, враховуючи нагальну актуальність впровадження заходів щодо зменшення втрат тиску, основну увагу буде присвячено вибору раціонального способу очистки газопроводу (або звільнення порожнини газопроводу, для збору попутного газу) від накопичених забруднень, який залежить від прийнятої системи збору продукції (централізованої чи децентралізованої) та її конфігурації (технічної характеристики), рельєфу місцевості із наявністю природних пасток рідини; якісного складу газу і його вологовмісту; термодинамічних умов експлуатації в різні періоди року, які у підсумку формують різні структурні форми руху газорідного потоку в газозбірній мережі, від точності визначення яких і залежить вибір раціонального методу очищення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Роботу виконано в рамках першого етапу довгострокової стратегії розвитку ПАТ «Укрнафта», яким передбачено покращення поточної діяльності із розвідки, видобутку і збуту та розпорядження Кабінету міністрів України №1079-р від 26 грудня 2016 р. про схвалення концепції розвитку газовидобувної галузі України.

Дослідження вибраного напрямку проводились в рамках виконання науково-дослідних робіт, базових для підготовки і подання дисертаційної роботи.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є збільшення обсягу видобутку природного газу шляхом підвищення ефективності роботи газопроводів під час переміщення природного газу від місць видобутку до точки передачі газу в магістральний газопровід.

Вказана мета досягається шляхом вирішення таких завдань дослідження:

1. Аналіз режимів роботи промислових трубопроводів та оцінка впливу ефективності їх роботи при застосуванні різних методів очистки на рівень робочого тиску на гирлі свердловин і обсяги видобутку газу.

2. Розробка математичної моделі структурних форм течії газових і газорідних потоків для родовищ на різних етапах його розробки.

3. Експериментальні дослідження пружно-полімерних композицій для створення еластичних поршнів, що застосовуватимуться для очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин та міжпромислових газопроводів.

4. Адаптація експериментальних досліджень руху пружно-полімерних композицій порожниною трубопроводу для діючих газозбірних мереж.

Об'єкт дослідження – шлейфи і міжпромислові трубопроводи, призначені для переміщення природного та попутного газу від місць видобутку до точки передачі у магістральний газопровід.

Предмет дослідження – вплив ефективності роботи газозбірної системи на обсяги видобутку газу з родовищ на різних стадіях його розробки.

Методи дослідження. У роботі використано методи математичного моделювання квазістаціонарних режимів роботи промислових газопроводів, інтегральні перетворення, теорії узагальнених функцій, згладжування і диференціювання диспетчерських даних, даних польових досліджень і експериментальних даних, застосовано новітні комп'ютерні технології для одержання числових результатів досліджень.

Положення, що виносяться на захист. Закономірності впливу структурних форм руху газових і газорідних потоків в різних стадіях розробки родовищ на вибір способу очищення внутрішньої порожнини газопроводів газозбірної системи.

Наукова новизна одержаних результатів. У дисертаційній роботі проведені експериментальні та теоретичні дослідження на основі яких:

– удосконалена методологія досліджень структурних форм газових і газорідних потоків на різних стадіях розробки родовищ;

– вперше розроблено пружно-полімерну композицію, що займає внутрішній переріз трубопроводу і тримає форму під час проходження всієї довжини ділянки, що піддається очищенню;

– отримано математичну часову модель руху пружно-полімерної композиції порожниною рельєфного трубопроводу за умов різних структур-них рухів потоку;

– удосконалено методологію досліджень очищення внутрішніх порожнин шлейфів свердловин і між промислових газопроводів.

Практичне значення отриманих результатів. У результаті виконання досліджень розроблено композиційний пристрій для очищення трубопроводів із нерівнопрохідною арматурою та змінним діаметром по довжині. Даний пристрій є універсальним для всіх типів і розмірів трубопроводів. Також перевагою даного очисного пристрою є те, що для проведення очищення трубопроводів їх не потрібно облаштовувати камерами пуску-прийому очисних пристроїв.

Проведене дослідження дало змогу провести очищення діючих шлейфів свердловин Пасічнянського нафтогазового родовища з метою зменшення втрат тиску між гирлом свердловини і вузлом входу, зменшення протиску в системі збору попутного газу, що в підсумку відбилося у збільшенні обсягів видобутку газу.

Особистий внесок здобувача. Безпосередньо автором:

– проаналізовано та систематизовано типові схеми збору попутного газу, газорідинних сумішей та сухого газу на промислах і найбільш часто вживані заходи щодо підвищення ефективності роботи газозбірних мереж [21, 26, 29, 32];

– визначено структурні форми руху газових і газорідинних потоків в горизонтальних трубах, та їх притаманність для різних стадій розробки родовищ [23, 24, 30, 32];

– встановлено залежність між режимом роботи газопроводу і величиною робочого тиску на гирлі свердловин, обрано раціональний спосіб очистки газозбірних систем і реалізованого його у фізичній моделі [22, 23, 25, 31];

– розроблено математичну модель руху фізичної моделі еластичного поршня порожниною діючого шлейфа свердловини чи міжпромислового

газопроводу і адаптовано її на практиці експлуатації газозбірних мереж [21, 24, 29, 31].

Апробація роботи. Матеріали дисертації доповідалися на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика-2017» (м. Івано-Франківськ, 15 - 19 травня, 2017р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (м. Івано-Франківськ, 14 - 16 листопада, 2017 р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні» (м. Дніпро, 28 - 30 березня, 2017 р.); Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика - 2017» (м. Івано-Франківськ, 15-19 травня, 2017 р.); збірник наукових праць «ЛОГОС». 2017. Частина 2. С. 175-180.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 12 друкованих праць, із них 2 – у міжнародних наукових журналах, що індексуються в світових наукометричних базах даних і системах, 4 – у наукових фахових виданнях, затверджених МОН України, 1 – патент на корисну модель; 5 – тези доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел і додатків. Робота містить 29 рисунків і 18 таблиць. Список використаної літератури вміщує 105 найменувань. Роботу викладено на 149 сторінках машинописного тексту, обсяг основного тексту дисертації складає 113 сторінок.

РОЗДІЛ 1

**СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ ГІДРАВЛІЧНОГО СТАНУ
ГАЗОЗБІРНОЇ СИСТЕМИ ВИСНАЖЕНИХ УКРАЇНСЬКИХ
НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ НА ОБСЯГИ
ВИДОБУТКУ ГАЗУ, ТОВАРНОГО ГАЗУ ТА ПОЯВУ РИЗИКІВ
АВАРІЙНИХ ВІДМОВ**

**1.1 Аналіз гідравлічного стану газозбірної системи нафтових і
газоконденсатних родовищ**

Різниця між величинами тиску є втратами тиску на підйом продукції свердловини на денну поверхню та її транспортування газопроводами системи видобутку та збору газу. Ці втрати, як відомо, є реакцією на гідроопір системи. Його складовими є незменшуваний гідроопір тертю, що зростає в умовах низького робочого тиску, та гідроопір місцевим опорам та забрудненням, про кількісний вміст яких говорить зміна оперативних даних. Оскільки впровадженням певного комплексу заходів можна зменшити об'єм забруднень і нівелювати вплив місцевих опорів, то і загальний гідроопір системи скорочується, отже скорочується величина втрат тиску в системі. Відповідно можна досягти зменшення величини робочого тиску на гирлі свердловини.

Рідина локалізується не лише в свердловині. Внаслідок процесів перерозподілу її маси більш щільна складова газорідинної суміші формує утворення на нижній твірній шлейфа в сприятливих точках рельєфу та за сприятливих швидкісних умов (не завантаженість шлейфу на завершальній стадії розробки родовища).

На завершальній стадії розробки родовищ рідина потрапляє та накопичується в порожнині труб в умовах низьких дебітів за рахунок охолодження газорідинного потоку під час його руху від горизонту до гирла, перетоків вод водоносних горизонтів, припливу води з верхніх водоносних горизонтів по тектонічних порушеннях тощо. Під час розробки родовища

постійно знижуються робочі дебіти видобувних свердловин і за рахунок відповідного падіння швидкості газу відбувається накопичення рідини в ліфтових трубах, а газу – в затрубному просторі. Цей процес триватиме до того, поки тиск газу в затрубному просторі стане достатнім для винесення рідини з порожнини ліфтових труб на поверхню (в шлейф). Тобто протягом певного часу свердловина працює з перемінним дебітом та періодичним винесенням рідини, подібним до залпового викиду [11]. З часом об'єм рідини, що накопичується в ліфтових трубах, змінюється відповідно до впливу змінних в часі чинників:

- швидкості газового потоку;
- величини тиску природного газу;
- якісного складу газорідинного потоку.

Якщо в якийсь період нагромадження рідини сягне критичного значення, свердловина зупиниться. Очевидно, що для певного моменту часу при $q_r = \text{const}$ (відповідно $\omega_r = \text{const}$) в умовах незмінного якісного складу газорідинної суміші об'єм рідини в ліфтових трубах є функцією відгуку на зміну тиску $V_{\text{нум}}^{\text{сеп}} = f(P)$. Оптимальній роботі свердловини має відповідати умова рівності тиску в затрубному просторі та тиску на гирлі свердловини. Відмінність їх значень свідчить про різницю висоти стовпів рідини та газу в ліфтових трубах і затрубному просторі.

Накопичення рідини в шлейфі (на відміну від ліфтових труб) носить дещо інший характер. Адже вона ніколи не перекриває повністю переріз трубопроводу, а накопичується на його нижній твірній залежно від рельєфу місцевості, займаючи форму і об'єм, що відповідає стану її спокою. Цей стан спокою рідини в коліні трубопроводу визначає центральний кут до дзеркала рідини. Звісно, що під час проходження залпового викиду рідини з свердловини, об'єм рідини зі свердловини переміщується в порожнину шлейфа, збільшуючи кут до дзеркала рідини, відповідно, збільшуючи об'єм рідини в коліні газопроводу. Таке зростання центрального кута до дзеркала рідини можливе лише до певної величини – критичного значення, при

досягненні якого відбувається залповий викид рідини з цього коліна газопроводу і переміщення її до іншого. Кут, відповідно, зменшиться до певного нормального значення, що відповідає стану спокою рідинного формування в коліні трубопроводу.

Отже, оперуючи навіть найменшим набором диспетчерських даних: дебітом свердловини, температурою потоку та зміною тиску і спираючись на викладене вище у теоретичному підході, можна представити та кількісно оцінити дві величини:

- об'єм рідини, що накопичується в ліфтових трубах свердловини в процесі видобутку газу $V_{нит}^{свр}$;
- критичний об'єм рідини, що формується в порожнині шлейфу в процесі збору газу $V_{кр}^{шл}$.

Порівняння цих величин дає змогу оцінити значення впливу їх різниці на обсяги видобутку газу зі свердловини:

- накопичення рідини в ліфтових трубах свердловини ($V_{нит}^{свр} > V_{кр}^{шл}$);
- забруднення порожнини шлейфу свердловин ($V_{нит}^{свр} < V_{кр}^{шл}$);
- сукупний вплив перерозподілу мас рідини в свердловині та її шлейфі ($V_{нит}^{свр} \approx V_{кр}^{шл}$).

На сьогодні операції по звільненню від накопичених стовпів рідини в порожнині ліфтових труб та шлейфах проводяться в такий спосіб:

- 1) продуванням трубного простору свердловини;
- 2) продуванням затрубного простору свердловини;
- 3) закачуванням піноутворювача ПАР з подальшим продуванням;
- 4) продуванням шлейфу на геологічний сепаратор на установку збору та підготовки газу;
- 5) очистка шлейфів за допомогою пін (поодинокі випадки);
- 6) розріз труби з стравлюванням газу в атмосферу;
- 7) закачуванням метанолу (в умовах гідратоутворення).

Переважна більшість цих заходів призводить до простого перерозподілу мас рідини між ділянками системи, як вже наголошувалось, під час продувки (або створення умов для високошвидкісного газового потоку) зменшення об'єму рідинної пробки відбувається лише до якогось певного нормального значення. При чому, чим довше експлуатується свердловина, чим менший тиск на гирлі свердловини, чим менша її потужність, тим менше можливості впливу на локацію рідини за допомогою високошвидкісного потоку газу.

Застосування піноутворювачів для створення та подальшого проштовхування під дією робочого тиску свердловини або компресорним способом пінної пробки вимагає визначених параметрів очистки (щонайменше стабільної, без амплітуд у часі, лінійної швидкості руху пінної пробки (поршня) в межах 2-4 м/с), що відповідає її цілісності і роботі в якості проштовхуючого поршня.

Зважаючи на те, що на даний момент в галузі всі наявні методи підвищення ефективності роботи шлейфів і зниження негативного впливу забруднень рідинного та твердого типу на величину робочого тиску свердловин на завершальній стадії експлуатації мають певні недоліки, в якості технічного рішення запропоновано розробити пружний рідинний поршень та технологію очистки шлейфів свердловин за його допомогою.

1.2 Огляд науково-технічних джерел, присвячених проблемам збору попутного газу й очищення системи трубопроводів

У цій роботі, із безлічі представлених думок і систематизованих експлуатаційних даних, ми спробували виокремити нагальні проблеми експлуатації надземної частини родовищ на завершальній стадії розробки, виявити їх взаємозв'язок із підземними процесами та представити шляхи вирішення проблемних питань на прикладі конкретних родовищ.

За своєю суттю матеріал є доволі новим і присвячений:

– впливу збільшених гідравлічних опорів (забруднення внутрішньої порожнини газопроводів, наявність нерівнопрохідної запірної арматури тощо) на обсяги видобутку під час транспортування газу .

Звісно, що багатьма дослідниками за роки експлуатації низьконапірних родовищ шукаються шляхи подолання проблеми сезонної нерівномірності видобутку газу з родовищ. Зокрема, Рибчичем І.Й., Капцовим І.І. значну увагу було звернено на аналіз існуючих і розробку перспективних шляхів збуту природного газу з Шебелинського родовища. Саме шляхи подолання проблеми для цього родовища і результати їх впровадження дали поштовх для аналізу всіх родовищ України.

Попри позитивні результати аналізу, в рамках теоретичного підходу до перерозподілу потоків газу в регіоні видобутку-споживання газу, впровадження пропозицій та технічних рішень на практиці зіткнулось із певними труднощами. Серед них гідравлічний стан труб, несправність запірної арматури, механічне винесення дрібнодисперсної рідини, умови роботи регуляторів тиску, низка організаційних проблем.

Незважаючи на всебічне обговорення використання попутного газу, питання глибокого системного підходу до проблем оптимізації збору та подальшого транспортування попутного газу детально не розглядалось. Але окремим складовим питанням присвячено детальну увагу.

Російськими дослідниками А. В. Филиповым (ООО «ЭНЕРГАЗ») і А. А. Крамской (ООО «СервисЭНЕРГАЗ») [52, 69, 67] приділено багато уваги проблемам та перспектив використання попутного газу, зокрема складу попутного газу, вибору способів підготовки газу до транспортування. Дослідником К. Е. Лалаєвим [56] приділено значну увагу інтенсифікації виробництва та транспортування попутного газу, проведено аналіз технологічних режимів та технологічних процесів підготовки попутного газу. Фахівці А. П. Джус, І. Б. Галюк, В. В. Борківський, М. О. Боян, Ишмурзина Н. М. [36,42] вивчали розроблення заходів щодо ефективного використання попутного газу. Дослідником М. І. Братахом [56, 9] розроблено заходи щодо підвищення

ефективності експлуатації промислових газопроводів шляхом розробки способу визначення об'єму рідинних забруднень, який формується в їх порожнині під впливом ряду чинників, та розробки заходів щодо очистки порожнини газопроводу від накопичених забруднень. Фахівцями І. І. Капцовим, Г. В. Гончаровим, та А. Ф. Редько [45,11,44] представлено методи очистки газопроводів з використанням поверхнево-активних пін. Дослідниками Р. Ю. Банахевичем, В. О. Крупкою та В. П. Лук'яненко [1] визначено чинники та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб. О. Ф. Саленко [73] розглянув питання щодо підвищення ефективності гідроочищення магістральних трубопроводів шляхом створення нових струминних інструментів інтегральної дії на основі вивчення процесу взаємодії рідинного або рідинно-абразивного струменя із захисним поверхневим шаром. У роботі Р. М. Терепенко [82] розглянуто підвищення ефективності використання механічних пристроїв у газопроводах. Фахівцями Р. М. Кондратом, А. В. Угриновським, В. С. Петришаком, Т. С. Сапожковою [53] виконано аналіз різноманітних конструкцій механічних очисних пристроїв, та їх характерних особливостей, а також поршнів на основі гелів, які використовуються на практиці для очищення трубопроводів від різного роду забруднень.

Моніторинг гідравлічного стану потенційно-небезпечних ділянок після точок підключення газових промислів для запобігання аварійним відмовам обладнання внаслідок залпового викиду рідини з порожнини газопроводу та припинення подачі газу споживачам через утворення гідратних пробок слід проводити в такі періоди року:

- під час підготовки до зимового періоду експлуатації магістрального газопроводу, зростання обсягів подачі газу попутним споживачам;
- в зимово-весняний період експлуатації (найбільш сприятливий для конденсації рідини з газового потоку під час його транспортування);
- під час будь-якої зміни режиму роботи газопроводу, викликаній підключенням нових родовищ, зміни робочого експлуатаційного тиску,

перерозподілу потоків газу в системі газопроводів, аварійних відмов обладнання на промислах тощо.

Причиною таких жорстких термінів є погіршення якості газу, зумовлене недосконалою очисткою газу на промислах, незадовільною роботою сепараційного обладнання (механічне винесення рідини), конденсаванням рідини з газового потоку під впливом сприятливих термодинамічних і швидкісних умов експлуатації газопроводу. Діючий ГОСТ 5542 [34] не регламентує ні вплив цих умов на формування мас рідини на ділянках газопроводу, ні якість газу на вході в газорозподільну станцію (ГРС). Перерозподіл мас рідини ділянками газопроводу через досягнення величини критичного об'єму забруднень на одній із них або зміни режиму експлуатації газопроводу призводять до залпових викидів рідини з порожнини газопроводу до технологічного обладнання ГРС, компресорної станції (КС), та спричиняє аварійні відмови обладнання, забруднення навколишнього середовища, припинення подачі газу споживачам [6].

Попри високий ступінь виснаження існуючих великих видобувних областей, Україна планує наростити видобуток природного та попутного газу. Це досягається введенням у розробку нових родовищ і залученням нових технологій, а також підвищенням продуктивності існуючих великих родовищ, підвищенням активності у сфері пошуку та розвідки нових газових родовищ, впровадження технологій та інвестицій для глибокого буріння (більше 6 км нижче поверхні землі) та гідрозривів пласта.

Вищезгаданий перелік заходів, спрямованих на підвищення вуглеводневіддачі, є комплексним і пов'язаним із геологією родовищ, але фактично за своєю суттю передбачає збільшення темпу відбору газу з родовищ.

Іншим потужним заходом, спрямованим на підвищення обсягів вилучення вуглеводнів, є компримування [92]. Компримування передбачає зниження робочого тиску на гирлі свердловин шляхом введення в експлуатацію ДКС для компримування попутного газу і зниження

гідравлічного опору газозбірної системи. Для кожного з родовищ вплив на зниження робочого тиску на гирлі свердловин буде різним, як і реакція родовища на зниження робочого тиску. Саме тому комплексна оцінка впливу зниження робочого тиску для родовищ на завершальній стадії експлуатації є доволі актуальною.

Питання раціонального розміщення основних газопромислових об'єктів і комунікацій розглядається, в основному, під час облаштування родовища [2]. Для родовищ, які в світовій практиці отримали класифікацію “mature” (виснажені родовища, що розробляються достатньо довгий період) і до яких можна віднести понад 90 % українських родовищ, питання раціонального розміщення основних споруд слід розглядати з точки зору оптимізації системи промислового збору, транспортування та підготовки природного газу [60]. Воно буде оптимальним, якщо досягається мінімум приведених затрат при максимальному прибутку, який отримується за рахунок реалізації товарного газу при максимальному коефіцієнті газовилучення. На завершальній стадії розробки щораз більшого впливу набуває гідравлічний стан газозбірних систем через виникнення і постійну динаміку рідинних забруднень у порожнині газопроводів [8]. Тому під час розробки проектів подальшої експлуатації родовищ слід оцінювати його вплив на розподіл робочого тиску і шукати резерви його зменшення.

Стабілізація видобутку природного газу, передусім пов'язана з пошуком резервів робочого тиску свердловин, варіації зменшення величини якого дозволять збільшити різницю між пластовим тиском і тиском на гирлі свердловини, викликаючи додатковий приплив газу. Для цього вводяться в експлуатацію дотискувальні компресорні станції, знаходяться та залучаються до низьконапірної мережі газопостачання нові потужні споживачі природного газу, очищуються газопроводи та шлейфи свердловин, замінюється обладнання установок збору і підготовки газу, вдосконалюється сам процес підготовки газу тощо. Будь-який із перелічених заходів спрямовано на зниження величини робочого тиску свердловин. Але слід зважати і на процес

перерозподілу мас рідини та інших типів забруднень у ланках системи «свердловина – шлейф – установка збору та підготовки газу – промисловий газопровід», що постійно змінює втрати тиску на транспортування газу власного видобутку, негативно позначаючись на величині робочого тиску свердловин родовища [23].

В представленому матеріалі ми спробуємо оцінити вплив чинників на обсяги видобутку газу під час розробки родовищ на завершальній стадії.

В першу чергу, пригадаємо, якими саме оперативними даними керується диспетчер або інженер геологічної служби, контролюючи процес видобутку газу. Зазвичай це :

- тиск у затрубному просторі свердловини;
- робочий тиск свердловини;
- статичний тиск свердловин (періодичне вимірювання);
- тиск на вході та виході з установки збору та підготовки газу;
- температура робочого середовища на гирлі свердловини, вході та виході з установок;
- дебіт свердловин родовища та загальний обсяг передачі газу з установки до промислового газопроводу.

Інші величини: компонентний склад газу, забруднень, відокремленої в сепараторах рідини, температура точки роси за водою та вуглеводнями-допомагають отримати цілісну картину роботи родовища (їх значення відслідковуються і контролюються). Величини вибійного тиску, втрат тиску на підйом продукції свердловини та її транспортування і підготовку, температури гідратуутворення тощо є розрахунковими і дозволяють оперативно приймати рішення щодо усунення та попередження ускладнень в процесі видобутку та транспортування природного газу.

Різниця між величинами тиску є втратами тиску на підйом продукції свердловини на денну поверхню та її транспортування газопроводами системи видобутку та збору газу. Ці втрати, як відомо, є реакцією на гідроопір системи, складовими якого є незменшуваний гідроопір тертю, що зростає в умовах

низького робочого тиску, та гідроопір місцевим опорам та забрудненням, про кількісний вміст яких говорить зміна оперативних даних. Впровадженням певного комплексу заходів можна зменшити об'єм забруднень, і нівелювати вплив місцевих опорів. Це скорочує загальний гідроопір системи, отже скорочується величина втрат тиску в системі. Відповідно, можна досягти зменшення величини робочого тиску на гирлі свердловини.

Загальноприйнятими аспектами у видобуванні газу зазвичай є:

- перший: достатньо знизити робочий тиск родовища, щоб досягти збільшення видобутку газу або принаймні його стабілізації;
- другий: шлейф свердловини спроектовано так, щоб вся рідина, яку винесено до гирла свердловини, попрямувала до установки підготовки газу.

Практика експлуатації родовищ на завершальній стадії розробки цим твердженням відповідає далеко неповною мірою. Часто дослідники припускаються помилки, розглядаючи систему видобутку газу (свердловину) та систему збору газу (шлейф) окремо. Подивимось на місця локалізації забруднень, розглянувши ланки системи в цілому (рисунок 1.1).

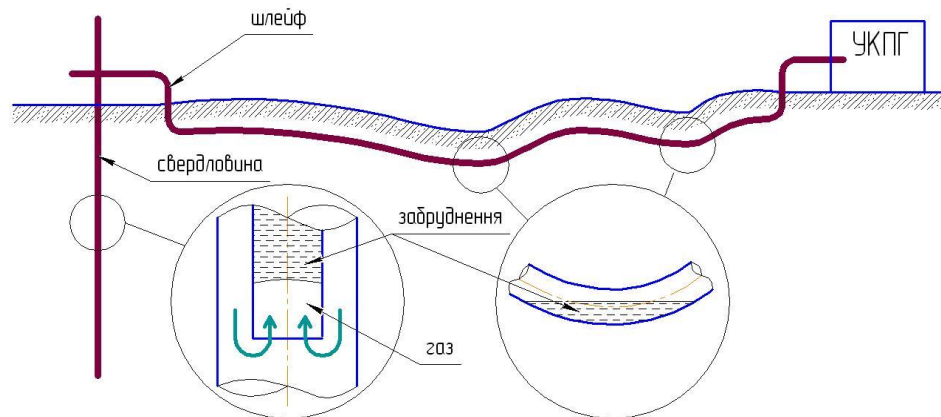


Рисунок 1.1 – Локалізація мас рідини в системі видобутку та збору газу

Як видно з рисунку, рідина локалізується не лише в свердловині. Внаслідок процесів перерозподілу її маси і, як більш щільна складова газорідинної суміші, вона формує утворення на нижній твірній шлейфа в

сприятливих точках рельєфу та за сприятливих швидкісних умов (незавантаженість шлейфу на завершальній стадії розробки родовища).

Наразі відсутній системний підхід до вирішення проблеми ідентифікації рідинних і твердих накопичень в порожнині промислових газопроводів і шлейфів свердловин. Попри це окремим складовим питанням присвячена детальна увага.

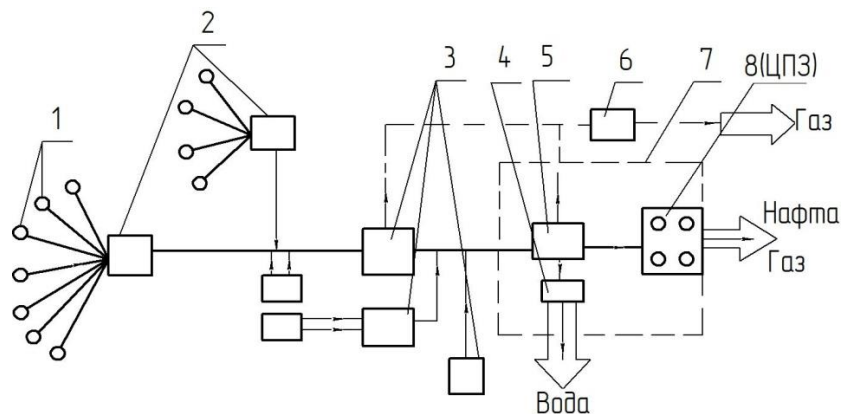
Фахівцями науково-дослідних організацій Капцовим І. І., Одішарія Г. Є., Гусейновим Ч. С. широко розглянуто питання ідентифікації рідинних утворень і механічних домішок, враховуючи зростання шорсткості труб, на основі аналізу ефективності роботи газопроводів за зміною коефіцієнтів гідравлічної ефективності ділянок газопроводу [47, 64]. Дослідниками Чарним І. А., Галімовим А. К., V. Goldberg, Mahmood Moshfeghian розглянуто питання впливу режиму роботи газопроводу на зміну геометрії рідинної пробки в порожнині діючого газопроводу. Ними розроблено рівняння кореляції визначення втрат тиску під час перекачування газового потоку [96, 101]. Російськими дослідниками Шагаповим В. Ш., Нігматуліним Р. І. розглянуто аспекти виникнення хвильових рухів рідини в посудинах, що працюють під тиском, і можливості виникнення залпових викидів рідини з газонафтових свердловин [87, 62]. Українськими фахівцями Рудніком А. А., Беккером М. В. запатентовано способи контролю утворення гідратів у порожнині газопроводів на основі аналізу температурного режиму [78, 79].

Але всі існуючі методи визначення об'єму забруднень у порожнинні газопроводів і шлейфів свердловин і причин погіршення гідравлічного стану можна розглядати як розрізнені. Тобто такі, що розглядають ці проблеми в певний визначений момент часу. Більшість із них не містить змістовних заходів подолання проблеми погіршення ефективності роботи лінійної частини трубопроводу.

1.3 Технологічні системи збору та транспортування попутного газу

Об'єктом дослідження є системи газопроводів, що збирають і транспортують попутний газ. За своєю технічною суттю технологічні схеми збору та підготовки продукції на нафтових промислах континентальних і шельфових родовищ мали б забезпечувати якість й унеможливити будь-які ускладнення в транспортній системі.

На континентальних нафтових родовищах, як правило застосовується централізована схема збору та підготовки нафти (рисунок 1.2). Попутний газ разом з нафтою і пластовою водою від кожної свердловини нафтового родовища промисловим трубопроводом надходить на автоматизовану централізовану установку збору попутного газу, де проводять заміри обсягу продукції, що надходить від кожної свердловини. Така схема спрямована на проведення первинної сепарації нафтогазоводної суміші з відділенням води, газу і механічних домішок і подальшого направлення відокремленого газу міжпромисловим газопроводом на ГПЗ [56,42].



- 1 – нафтова свердловина; 2 – автоматизовані групові вимірні установки;
 3 – дотискувальна насосна станція; 4 – установка очищення пластової води;
 5 – установка підготовки нафти; 6 – дотискувальна компресорна станція;
 7 – центральний пункт збору нафти, газу і води; 8 – резервуарний парк

Рисунок 1.2 – Схема збору та підготовки продукції свердловин на нафтовому промислі

Для українських родовищ така схема збору нафтогазопромислової продукції застосовується, фактично, для 80 % серед загальноприйнятих схем.

Вона використовується при свердловинній сепарації нафти і газу, оскільки застосовується для виснажених родовищ, що працюють періодично, і займає залишкові 20% прийнятих схем збору видобутої продукції. В переважній більшості низьконапірний попутний газ за такою схемою орієнтується на подачу газу споживачу або спалюється на факельних лініях.

Оскільки на континентальному шельфі технології збору та підготовки ШФЛВ (широкої фракції легких вуглеводнів) та попутного газу відпрацьовані, то освоєння шельфових родовищ нафти і газу є одним з нових стратегічних напрямків розвитку паливно-енергетичного комплексу. Будівництво шельфової інфраструктури пов'язане зі значними екологічними, інженерно-технічними, гідрологічними і природно-кліматичними ризиками. Тому при розробці таких родовищ є важливим мінімальний набір споруд на шельфі. Одним з ключових завдань при цьому є утилізація попутного газу – цінної хімічної сировини і вискоєфективного палива [63]. За цією схемою видобування на платформах ДПл-1-3 нафта з попутним газом надходить на райзерний блок, призначений для первинної підготовки пластового флюїду: для сепарації нафти, компримування попутного газу до надкритичних параметрів, підвищення тиску нафти для подачі в транспортну систему.

Як видно з описів двох найбільш розповсюджених схем, під час видобування нафти зі свердловини надходить не чиста продукція, а суміш нафти, газу, пластової рідини. Першочергово з суміші видаляють воду, яка може становити більше 90% вмісту. При підготовці нафти до транспортування з неї виділяють попутний газ у механічних сепараторах-розділювачах.

Останньою з розглянутих схем збору і транспортування газу є схема із використанням попутного газу для зворотного закачування в пласт для збільшення нафтовіддачі (система «газліфтової експлуатації») [52].

За будь-якої з розглянутих схем попутний газ проходить від 1 до n ступенів сепарації з поступовим падінням тиску, із подальшим направленням

потоків газу з різним тиском від газліфтового повернення в пласт до споживача.

Газ, відокремлений від нафти механічним способом, класифікується як «жирний» газ, багатий важкими конденсатними фракціями від С3+. Температура точки роси такого газу за вуглеводнями і вологою є близькою або рівною температурі газу. Зниження температури газу до температури ґрунту і зниження його тиску в газозбірній мережі, призводить до конденсації рідини з газу і формування забруднень різного типу.

Для перевірки цього твердження, а саме умов утворення рідинної фази, гідратів та місць їх дислокації, побудуємо графіки зміни температури точки роси трасою газопроводу за вуглеводнями, температурного режиму його експлуатації та температур, що відповідають умовам утворення гідратів (рисунок 1.3, 1.4).

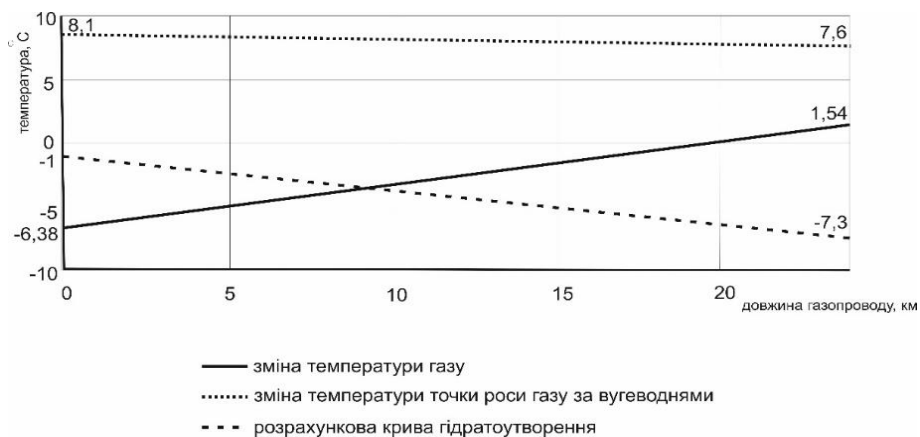


Рисунок 1.3— Криві зміни температури газу, температури точок роси й умов гідратуутворення міжпромислового газопроводу в системі збору Пасічнянського ГПЗ станом на січень 2017

Оскільки криві зміни температури точки роси та температури гідратуутворення знаходяться вище температурної кривої газу по трасі газопроводу до 5 км (станом на січень) та до 10 км (станом на лютий), це дає змогу оцінити можливість накопичення рідини в балках газопроводу в районі 5-10 км його траси.

Аналогічна ситуація спостерігається для більшості централізованих схем збору попутного газу при проведенні ступеневої сепарації газу без його осушки з використанням абсорбційних установок, турбодетандерів або пропаново-холодильних установок.

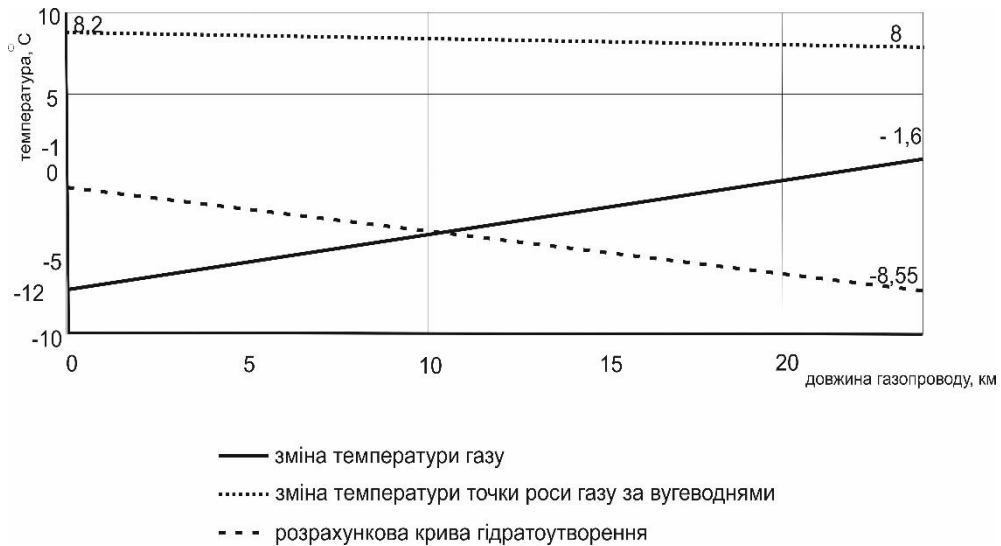


Рисунок 1.4 – Криві зміни температури газу, температури точок роси й умов гідратуутворення міжпромислового газопроводу в системі збору Пасічнянського ГПЗ станом на лютий 2017

Формування певного обсягу забруднень на певних кілометрах траси і є першопрчиною раптового збільшення гідроопору газозбірної системи та зростання величин робочого тиску на гирлі свердловин.

1.4 Компонентний склад попутного газу та його вплив на якісний склад забруднень газопроводів

Попутний газ – це суміш легких газоподібних вуглеводнів, які знаходяться в розчиненому стані в пластових умовах. Його вміст може коливатися від декількох одиниць до декількох тисяч кубічних метрів на тонну нафти. Розчинений газ містить метан, біля 10% етану, пропану, бутану та

інших вуглеводнів. Виділену при переробці попутного газу суміш цих важчих вуглеводнів (C3+) відносять до широкої фракції легких вуглеводнів [28].

На відміну від природного газу, компонентний склад попутного газу може значно відрізнятись, залежно від родовища. Крім того, навіть на одному і тому ж нафтовому родовищі в різні періоди часу компонентний склад ПНГ буде різний. Типові склади газових, газоконденсатних і нафтових родовищ України представлено в таблиці 1.1.

Як видно з таблиці 1.1, кількість важчих фракцій, які при стандартних умовах поведуть себе як рідина в газоконденсатних і нафтових родовищах, у сотні разів переважають ці показники для типових газових родовищ. Їх вплив виражають у питомій ваговій кількості важчих вуглеводнів і регламентують при подачі до газотранспортної мережі вимогами Кодексів газотранспортної мережі [95].

Таблиця 1.1– Компонентний склад типових газового, газоконденсатного та нафтового родовищ України

Родовища	Компонентний склад природного та попутного газу (об'ємні долі), %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄₊ вищі	N ₂	CO ₂	H ₂ S	*O ₂
Свидницьке	99,037	0,194	0,074	0,032	0,012	0,001	0,456	0,185	-	0,009
Пасічнянське	90,205	3,211	4,164	0,717	0,398	0,537	0,452	0,304	-	0,012
Яблунівське	79,616	6,663	3,098	1,646	0,904	0,933	2,936	4,089	-	0,015

Конденсат у вигляді фракцій C₅^{+вищі} у природному газі газоконденсатних родовищ і попутному газі буде конденсувати при досягненні температурою газу температури точки роси за вуглеводнями. Цей показник більш жорстко в Кодексах газотранспортних систем регламентується у зимово-весняний період. Адже підготовка газу на промислах, яка супроводжується лише механічною сепарацією або низькотемпературною сепарацією, суттєво залежить від температури навколишнього середовища і впливу сонячного проміння.

Як і у випадку з вологою для типових газових родовищ, показник температури точки роси за вуглеводнями за сприятливих термодинамічних і швидкісних умов призводить до ретроградної конденсації важких вуглеводнів із подальшим формуванням гідравлічних пробок у понижених місцях траси міжпромислових газопроводів газозбірної мережі нафтового або газоконденсатного родовища.

Для визначення питомої вагової кількості важких вуглеводнів в потоці газу, досліджуваного, при відомому компонентному складі, використовують формулу:

$$q' = 10 \sum_{i=5}^{\text{вищі}} \frac{y_i M_i}{24,04}, \text{ г/м}^3, \quad (1.1)$$

де y_i – об'ємний вміст i -того компонента, що за нормальних умов поводить себе як рідина (пентани, гексани, нонани, октани + вищі); M_i – молекулярна маса i -того компонента.

Таким чином для газоконденсатного родовища та попутного газу, що транспортуються газозбірною мережею, основним видом забруднень, що формуватиметься в понижених місцях траси, буде газовий конденсат [28]. Він виділятиметься з газового потоку за сприятливих термобаричних і швидкісних умов як наслідок ретроградної конденсації важких вуглеводнів у газопроводах.

Якщо проаналізувати криві на рисунку 1.5 для ряду різних температур флюїду, то відношення між тиском і об'ємом рідинних компонентів можна нанести на діаграму з локусом температур випаровування та температур точок роси. Вони з'єднуються разом в окремі точки, що зветься критичною.

Двофазова суміш, в якій рідинні та газові компоненти будуть знаходитись в стані рівноваги, відповідатиме зоні всередині конверту, утвореному локусами температур випаровування та температур точок роси. Над цим конвертом показані зони, в яких газоподібна фаза і рідинна фаза існують окремо. Тому за будь-якого сталого тиску флюїдної системи зменшення об'єму газоподібної фази буде супроводжуватися перетворенням

газової фази в рідинну при зменшенні температури через двофазову зону. Це притаманне для попутних газів після другої і третьої ступенів сепарації. Однак при тисках, вищих за критичну температуру, це перетворення буде відбуватись раптово, що притаманно високонапірним газам після першого ступеня сепарації.

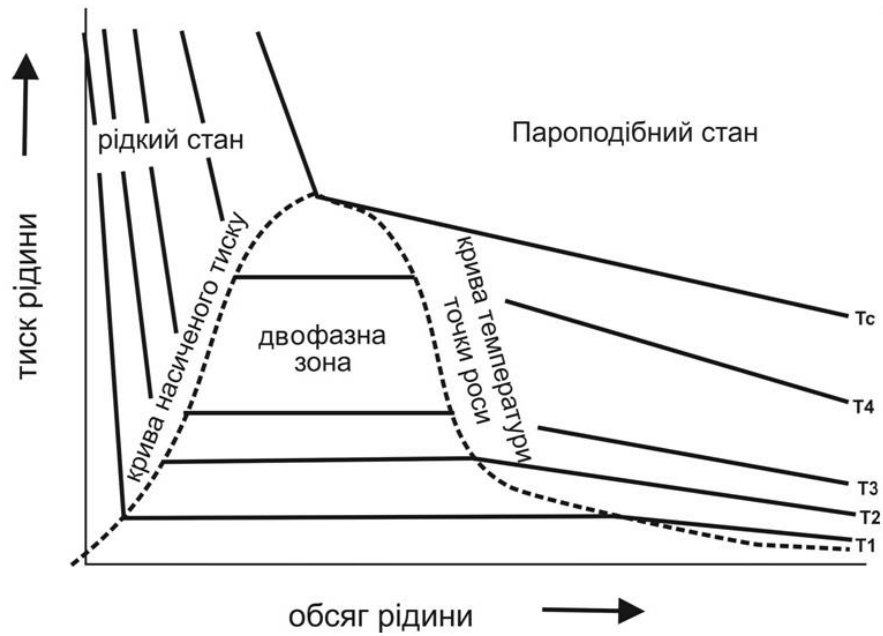


Рисунок 1.5 – Поведінка рідинного компонента за різних тисків і температур

Саме ці два процеси спостерігаються під час збору газової продукції, яка пройшла лише механічне розділення фаз:

- якщо газ транспортується з невеликим дебітом від свердловини до установки (або між установкою попередньої підготовки і центральним збірним пунктом) і його тиск фактично не змінюється, температура газу, відповідно до рівняння енергетичного балансу, буде знижуватись до величини температури оточуючого середовища, і з газу виділятиметься певна кількість важких вуглеводнів (пряма конденсація);

- якщо газ транспортується зі значними втратами тиску довгим трубопроводом у літній період за умовно незмінної температури у визначений момент тиск газу стане рівним тиску максимальної конденсації важких

вуглеводнів із формуванням дзеркала рідини на певному кілометрі траси газозбірної системи (зворотня конденсація).

Основним висновком цього розділу є вирішення питання, яким чином формуються забруднення конденсатного типу на певному кілометрі траси газозбірної мережі.

1.5 Вплив забруднень на режими роботи газозбірних систем та обладнання для підготовки попутного газу

Відповідно до аналізу літературних джерел основні види забруднень, які можуть виникати в газозбірних системах газоконденсатних родовищ та обладнанні збору і транспортування попутного газу, поділяють на такі типи:

1. Гідратні пробки – тверді сполуки, що виникають переважно у місцевих опорах газопроводів і являють собою пастку для молекул води в кристалічних ґратках вуглеводнів. Три умови, що зумовлюють виникнення гідратів, – це значний вологовміст газу за високого робочого тиску і низької температури газового потоку. Раптове утворення гідратної пробки призводить до негайної зміни термобаричного режиму роботи, але швидко усувається шляхом руйнування метанолу при його введенні на гирлі свердловини або через свічний патрубок [89]. Цей вид забруднень чинить короткотермінову дію, тому в цій роботі розглядатися не буде.

2. Гідравлічні пробки конденсатного типу – накопичення рідини в пониженому місці газопроводу, через конденсація важких вуглеводнів з газового потоку. Такі понижені місця називають природними пастками рідини. Дзеркало конденсату гідравлічної пробки не знаходиться в стані спокою і не перекриває повністю переріз трубопроводу. Накопичуючись до певного критичного об'єму, гідравлічна пробка спричиняє раптову зміну баричного режиму з винесенням рідини до наступної за рухом газу ділянки залповим викидом рідини [5].

3. Гідравлічні пробки водного типу за своєю суттю подібні до попереднього виду, але сформовані в газозбірних мережах типових газових родовищ конденсаційною вологою з природного газу з високим вологовмістом [89].

4. Гідравлічні пробки масляного типу – також подібні до попереднього типу, але спричинені механічним виносом і осадженням мастила з компресорного обладнання, а також інших флюїдів, що використовуються в процесах очистки природного газу: метанолу, ДЕГу, ТЕГу, конденсатів при маслоабсорбційній осушці, хімічних сполук інших типів [89].

5. Гідравлічні пробки механічного типу найменш поширені, але найбільш небезпечні. Механічний тип пробки може утворюватися внаслідок ерозійного зношення обладнання при високих швидкостях газу, або внаслідок стороннього потрапляння в порожнину перед його введенням в експлуатацію. Проте найбільш поширеними є глинисті відкладення в шлейфах і газопромислових колекторах, утворені виносом суспензованої у пластовій воді глини, що за рахунок різниці в густині гравітаційно осаджується на початкових ділянках газозбірної системи [2].

Впливи цих забруднень на роботу газоперекачувального обладнання і газозбірної системи родовищ, так і родовищ в цілому, умовно можна розділити на дві великі групи: енергетичний вплив та ризику [29, 30].

Енергетичний вплив проявляється у збільшенні гідроопору системи на ділянці до ДКС. Водночас збільшується робочий тиск на гирлі свердловин, що призводить до зменшення обсягів вилучення вуглеводнів при розробці родовища в режимі компресії (зниження робочого тиску). З іншого боку, на ділянці після ДКС енергетичний вплив проявляється у збільшенні робочого тиску на виході з компресорної станції. Це зумовлює зростання кількості паливного газу, необхідного для компримування продукції. Ці два види енергетичного впливу легко оцінюються з економічної точки зору. Необхідно порівняти обсяги видобутку газу до і після проведення очистки газопроводів

до ДКС і обсяги витрат паливного газу, необхідного для компримування газу до різних величини для газопроводів після ДКС [5].

Збільшення ризиків і їх менеджмент є новою течією в реаліях експлуатації виснажених родовищ. Вона полягає в оцінюванні впливу аварійної ситуації на збільшення витрат підприємства для долання цих наслідків. Якщо перші енергетичні впливи відносять до ефективності експлуатації газозбірних систем, то оцінка ризиків прямо пов'язана з надійністю експлуатації і безперебійністю як видобутку вуглеводнів, так і поставок газу споживачам.

Ризики, що виникають внаслідок наявності забруднень, розділяють на такі типи:

1. Ризики відмов обладнання, що можуть виникнути через надходження значних мас рідини до обладнання з газопроводу внаслідок залпових викидів рідини або при заповненні 90% рівнинного газопроводу – наслідок гідроудару. В цьому випадку аварійна відмова обладнання пов'язана з його розривом.

2. Ризики забруднення навколишнього середовища, що виникають через перевантаження збірників сепараторів, розрахованих на приймання набагато менших обсягів рідини, ніж ті, що надходять в результаті залпових перерозподілів рідини. Так званий «liquid carryover» зумовлює до необхідності втручання рідини на факельні лінії, піноутворення та розгерметизації обладнання, що супроводжується забрудненням навколишнього середовища.

3. Ризики припинення процесу видобування газу тісно пов'язані з зупинкою газоперекачувального обладнання, раптовим зростанням робочого тиску і високою ймовірністю обводнення свердловин і падіння дебітів свердловин.

Усі три види ризиків не є розрізненими, і поява одного із них тягне за собою можливість появи іншого.

При аналізі рівняння руху природного газу стає зрозуміло, що гідравлічний опір газозбірної системи чинить суттєвий вплив на розподіл робочого тиску на гирлі свердловин і при його збільшенні, збільшуватиметься

робочий тиск свердловин (рисунок 1.6). Гідравлічний опір (гідравлічні втрати тиску) розподіляється на 3 основні типи: тертя до стінки труби, тертя в місцевих опорах і тертя через наявність забруднень.

Перші дві складові (відповідно до рівняння руху) збільшуватимуться в умовах зниження робочого тиску. Третя складова є умовно змінною і чинить гідравлічний опір руху попутного газу, як скупчення в нижньому місці трубопровідної системи. Оскільки перші дві складові є умовно незмінними, в умовах стабілізації чи нарощування видобутку є функцією відгуку на дебїти свердловин і загальний дебіт УКПН, увагу в цій роботі приділено третій складовій, чий негативний вплив може суттєво вплинути на обсяги видобутку газу.

Слід наголосити, що для виснажених родовищ, які у світовій практиці отримали назву «mature field», ефект введення в експлуатацію ДКС на базі централізованого чи децентралізованого пункту збору попутного газу часто нівелюється саме зростанням втрат тиску в процесі збору нафтогазової продукції, оскільки вони не можуть розглядатись як постійні (рисунок 1.6).

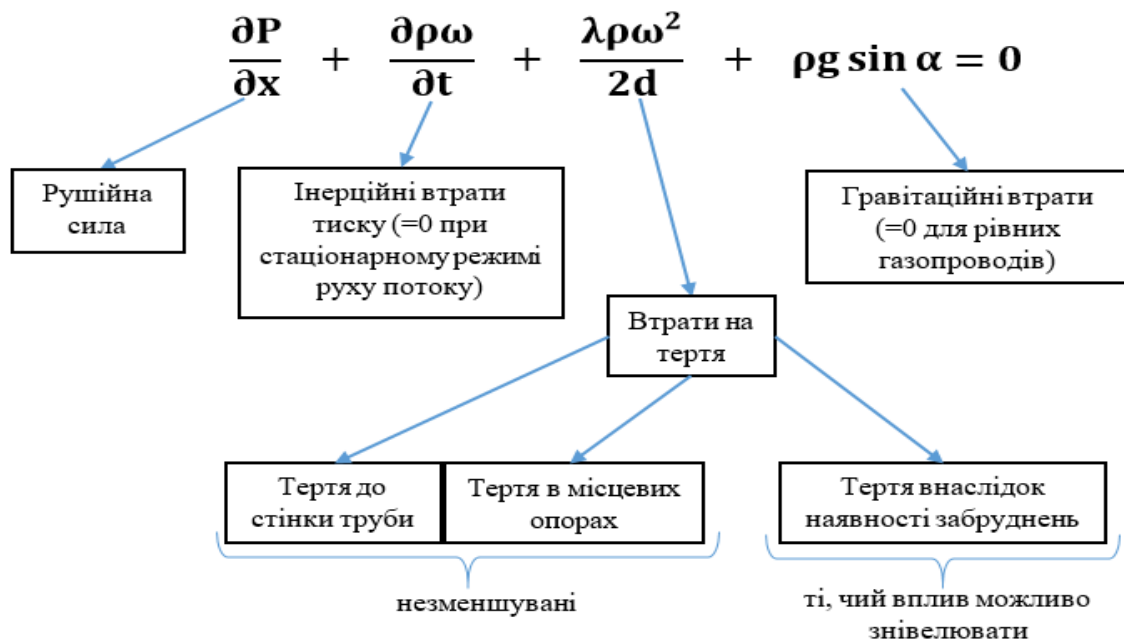


Рисунок 1.6 – Структура рівняння руху попутного газу

Впровадження такого заходу зі зменшення втрат тиску під час збору нафтогазопромислової продукції суттєво позначається не лише на видобутку попутного газу з групи родовищ, але й додаткових продуктів видобутку – широкої фракції легких вуглеводнів, з якої на центральному газозбірному пункті отримується пропан-бутанова фракція та стабільний конденсат.

Звісно, що для кожного унікального родовища чи групи родовищ, така зміна у видобутку попутного газу, конденсату та пропан-бутану буде різною і залежатиме від параметрів розробки, конфігурації газозбірної системи, ступеня підготовки попутного газу перед його міжпромисловим транспортуванням, прийнятої схеми збору газу. Відповідно, для виснаженого родовища в його газозбірній системі буде накопичено певний об'єм забруднень, обсяг якого слід скоротити або контролювати його збільшення. Це знизить втрати тиску і, відповідно, робочий тиск свердловин (рисунок 1.7).

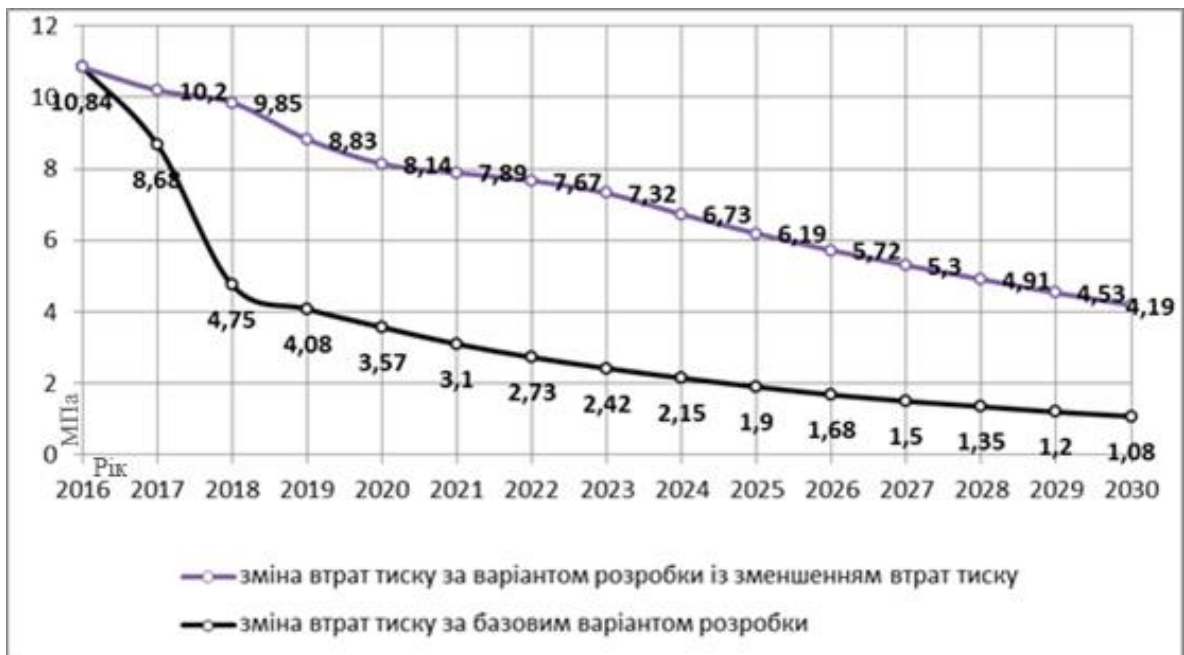


Рисунок 1.7 – Зміна втрат тиску під час збору продукції від гирла свердловини до входу в ДКС для типового нафтогазоконденсатного родовища

У цій роботі, враховуючи нагальну актуальність впровадження заходів по зменшенню втрат тиску, основна увага буде присвячена вибору раціонального способу очистки (або звільнення порожнини газопроводу, для збору попутного газу) від накопичених забруднень. Вибір залежатиме від таких чинників:

- прийнятої системи збору продукції (централізованої чи децентралізованої);
- конфігурації (технічної характеристики) газозбірної системи, оскільки менший діаметр зумовлює вищу швидкість «жирного» попутного газу, та меншу ймовірність осідання крапель рідини;
- рельєфу місцевості з наявністю природних пасток рідини;
- якісного складу газу та його вологовмісту;
- структурних форм руху газорідинного потоку в газозбірній мережі;
- термодинамічних умов експлуатації в різні періоди року.

Їх сукупний вплив позначатиметься на роботі газопроводу для збору попутного газу і визначатиме пропускну здатність газопроводів в умовах експлуатації їх на низьких тисках (рисунок 1.8). Графік залежності пропускну здатності типового міжпромислового газопроводу для збору попутного газу (діаметром 500 мм) від робочого тиску, демонструє на скільки зменшується можливість подачі газу власного видобутку в систему магістральних газопроводів в умовах зниження робочого тиску на виході з УКПГ або іншого пункту передачі газу від нафтогазовидобувного до газотранспортного підприємства.

Основним завданням теоретичних досліджень є розроблення математичних моделей роботи найбільш розповсюдженого обладнання для звільнення газозбірної мережі від накопичених забруднень і вибір оптимального заходу зменшення величин гідроопору на кожній окремій ділянці.

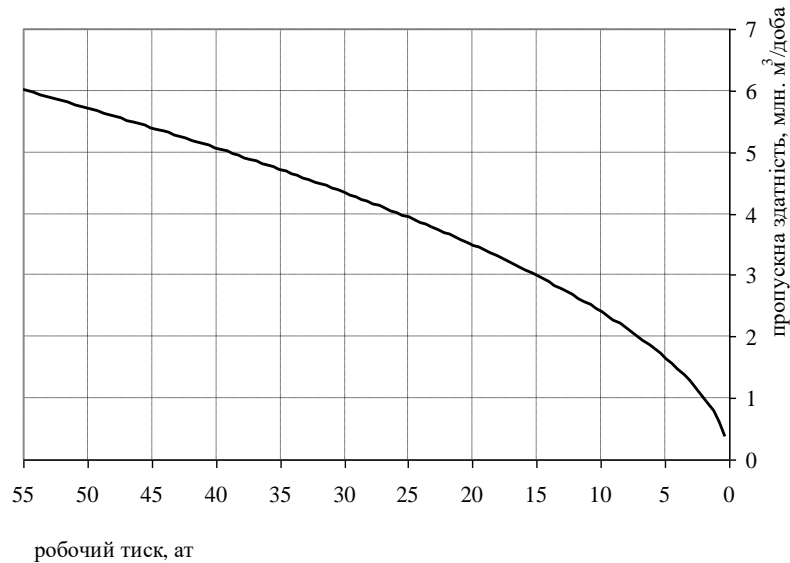


Рисунок 1.8 – Пропускна здатність типового міжпромислового газопроводу діаметром 500 мм за різних тисків

1.6 Систематизація методів і способів очистки газозбірних мереж для транспортування попутного газу виснажених родовищ

Розроблені на даний час методи очистки газопроводів із нерівнопрохідною арматурою можна умовно поділити на такі групи (рисунок 1.9) [26]:

- технічні пристрої;
- технічні засоби;
- технічні способи;
- комбіновані методи.

Технічні пристрої для очистки газопроводів і відводів із нерівнопрохідною арматурою поділяються на дві основні групи:

- пристрої періодичної дії для видалення конденсату з газопроводу-очисні пристрої зі змінною геометрією манжет, які самоущільнюються;
- стаціонарні пристрої безперервної дії для збору та відводу конденсату.

Для очистки наступних ділянок газопроводів необхідно застосувати спеціальну технологію, яка б врахувала аспекти сумісної роботи родовищ, газопроводів, найближчих ДКС і споживачів, а саме:

– ділянки з нерівнопрохідною арматурою, де є технологічні перемички, відводи на великі промислові вузли, селища та підключення від родовищ, на яких не передбачено встановлення стаціонарних вузлів запуску та прийому очисних пристроїв;

– ділянки газопроводів, до яких підключено декілька родовищ із різними характеристиками та режимами роботи.

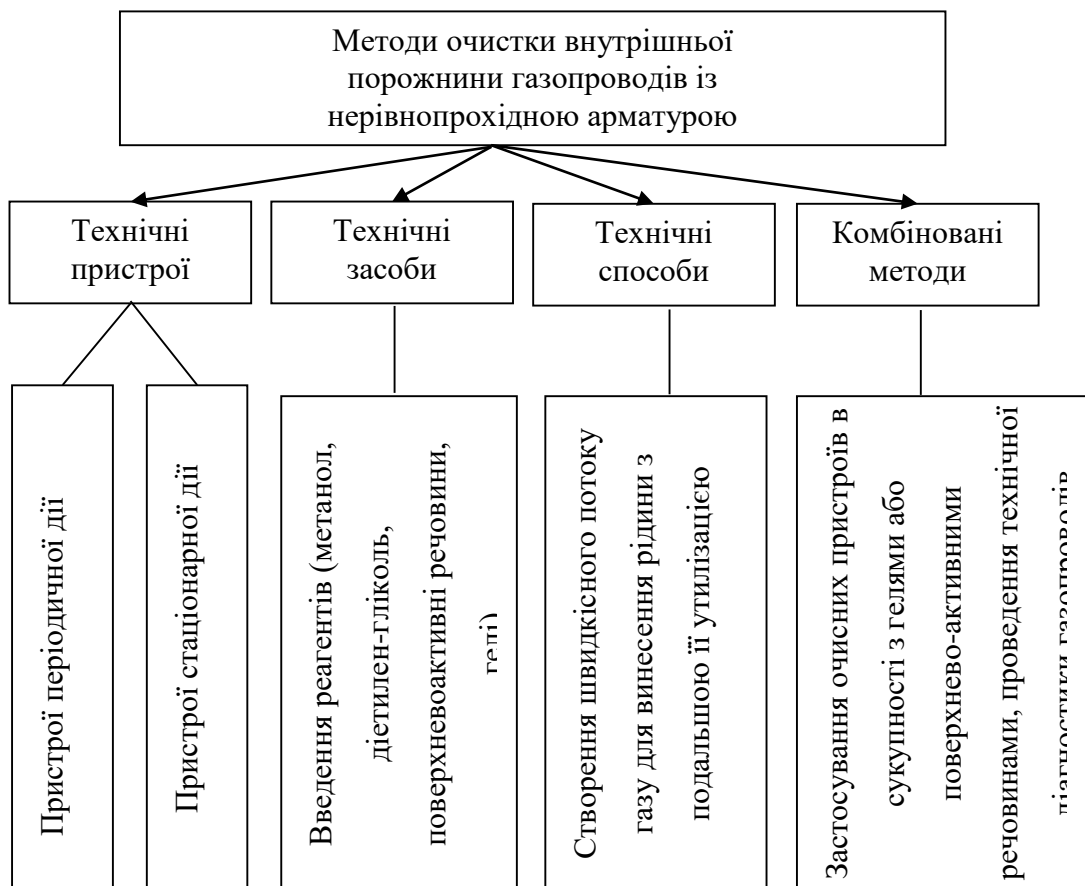


Рисунок 1.9 – Методи очистки газопроводів з нерівнопрохідною запірною арматурою

Застосування очисних пристроїв на цих ділянках стало можливим завдяки використанню розроблених УкрНДІгазом мобільних камер запуску та

прийому [88]очисних пристроїв із конструкцією принципово нового типу, які забезпечують можливість прийому та наскрізного пропуску очисних пристроїв.

За своєю суттю заходи щодо покращення ефективності роботи шлейфів розділяються на такі:

- очистка за допомогою поршнів;
- очистка за допомогою стаціонарних пристроїв для відведення рідини;
- створення умов для самоочищення ділянок шлейфів свердловин.

Використання металевих або гнучких поршнів для очистки шлейфів свердловин, як і встановлення та продування уловлювачів забруднень типу розширювальної камери, є найменш витратним. Переведення ділянки шлейфу у режим самоочищення вимагає обґрунтування доцільності створення такого режиму. Тому обрано наступні заходи (рисунок 1.10).

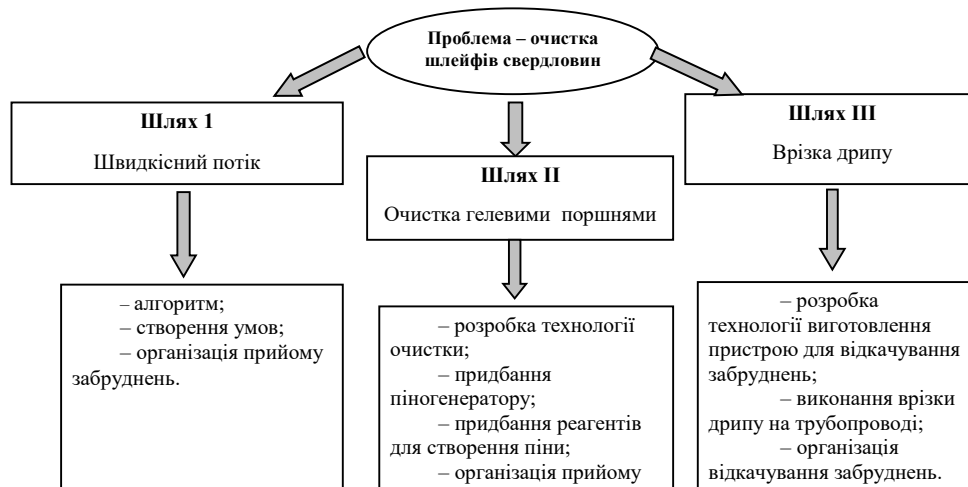


Рисунок 1.10 – Шляхи очистки порожнини шлейфів свердловин

Розглянемо метод створення швидкісного потоку газу.

Задача вирішується за рахунок того, що імпульсний режим робочого потоку газу виникає внаслідок перекривання газопроводу (шлейфу) краном. Перепад тиску для надання рідинним накопиченням енергії, необхідної для долання природних пасток рідини в прямому чи реверсному напрямку, розраховано відповідно до алгоритму, поданого нижче.

За запатентованим способом [4] визначення критичної швидкості газу на ділянці газопроводу, яка відповідає винесенню критичного об'єму забруднень із порожнини газопроводу, відповідає рівнянню:

$$\omega_{кр} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{zRTDg \cos \alpha \left(\gamma_p - \frac{P}{zRT} \right)}{\beta \Phi(\varphi_{кр}) P}}, \quad (1.2)$$

де $\beta=1,045-1,1$ – коефіцієнт Коріоліса (поправочний коефіцієнт на нерівномірність розподілення швидкостей); ω – лінійна швидкість газу, м/с; P – середній тиск газу на ділянці газопроводу, Па; z – коефіцієнт стисливості газу (для некомпримовааного газу ГКР і ГР України – 0,96); R – постійна газова стала, Дж/кг·К; T – середня температура газового потоку на ділянці газопроводу, К; D – внутрішній діаметр газопроводу; м, g – прискорення вільного падіння, м/с; α – кут нахилу ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні, рад; γ_p – густина рідини, кг/м³; $\Phi(\varphi_{кр})$ – функція критичного центрального кута, що враховує режим роботи газопроводу та його технічну характеристику, якісний склад забруднень.

Швидкість газу на ділянці до проведення очисних операцій визначаємо згідно з рівнянням для лінійної швидкості газу [54]:

$$\omega = 0.052 \frac{q_{\Phi} z T}{P_{сер} D}, \quad (1.3)$$

де q_{Φ} – фактична продуктивність, млн. м³/добу; $P_{сер}$ – середній тиск на ділянці, МПа.

Із рівняння 1.3, враховуючи, що на ділянці слід створити швидкість газу для повного винесення рідини із природних пасток рідини, отримаємо рівняння середнього критичного тиску:

$$P_{сер}^{кр} = 0.052 \frac{q_{\Phi} z T}{\omega_{кр} D}. \quad (1.4)$$

Один із трьох параметрів є розрахунковим за критичною швидкістю $P_{сер}^{кр}$. Кінцевий тиск є параметром фіксованим і, в основному, сталим. Беручи до уваги значення початкового тиску $P_{крn}$ розрахуємо за рівнянням:

$$P_{cep}^{kp} = \frac{2}{3} \left(P_n^{kp} + \frac{P_n^{kp2}}{P_n^{kp} + P_k} \right). \quad (1.5)$$

Перепад тиску, який необхідно створити на крані для забезпечення швидкості, що відповідатиме винесенню рідинних забруднень з порожнини газопроводу, рівний:

$$\Delta P = P_n^{kp} - P_k. \quad (1.6)$$

Об'єм рідини, що виноситиметься з порожнини газопроводу в результаті залпового викиду рідини, складе:

$$V = V_{kp} - V_n, \quad (1.7)$$

де V_n – нормальний об'єм рідини в газопроводі (шлейфі), що спонукає до процесу проходження залпового викиду рідини за даного режиму роботи, м³.

Попри простоту та економічність методу, дотримання викладеного алгоритму дозволить досягти максимально ефективної очистки ділянок шлейфу. Метод найбільш придатний для переведення у режим самоочищення шлейфів свердловин родовищ із досить високим значенням робочого тиску. Найбільшим недоліком представленого методу є необхідність продувати шлейфи свердловин у атмосферу, що передбачає втрати газу. Зменшити його негативний вплив можна залученням для продувки шлейфів свердловин ділянок труб великого діаметру. При цьому їх порожнина використовується як буфер, а газ продувки – на власні потреби.

Крім рідинних відкладень, в газопроводі існує проблема утворення гідратів. Технічні засоби для очистки внутрішньої порожнини труби від гідратів включають в себе такі реагенти як метанол, діетиленгліколь, поверхнево активні речовини та гелі [47].

Для забезпечення необхідних технологічних параметрів технологічних рідин в Україні широко впроваджуються розроблені УкрНДІгазом технологічні рідини на основі розсолів оброблених реагентами рослинного походження [13]. Частина з них виробляється в Україні: крохмалі харчові, модифіковані, екструзійні, а також висівки зернових рослин [12] тощо. А

також акрилові полімери, біополімери та інші похідні целюлози, вироблені за кордоном [100,105].

В результаті дослідження А. Редько, І. Капцова [45,71] було визначено найбільш ефективну технологію очищення внутрішньої порожнини газопроводів від відкладень малих діаметрів із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР) високої кратності. Розроблена схема і конструкція піногенератору дозволяє створювати високократну піну в потоці газу, що транспортується під високим тиском для очищення газопроводу [44]. Конструкція парогенератору високого тиску дозволяє вибирати оптимальний режим піноутворення при постійній витраті розчину ПАР зміною швидкості потоку газу. Газодинамічний розрахунок піногенератору дає можливість визначити конструктивне рішення за заданими параметрами.

Сьогодні час в Україні не застосовуються комбіновані способи очистки внутрішньої порожнини газопроводів із нерівнопрохідною арматурою і не проводиться діагностика стану внутрішньої поверхні труби. Такі роботи проводяться за кордоном фірмами T. D. Williamson, Knapp Polly Pig Inc., S.U.N. Engineering Inc., тощо [104]. Застосування комбінованих методів очистки та проведення технічної діагностики трубопроводів з тривалим терміном експлуатації дають значну економію коштів. Це можна використати для газотранспортної системи України, адже третина газопроводів мають тривалий термін експлуатації.

Застосування того чи іншого методу для підвищення гідравлічної ефективності промислових та магістральних газопроводів вимагає вирішення певного кола задач. Серед них: визначення економічного ефекту від застосування та розгляд впливу на навколишнє середовище. Крім того, застосування певних методів вимагає відповідних умов експлуатації:

– створення запасу газу перед лінійним краном трасою газопроводу для методу швидкісних потоків (але це практично виключає очистку промислових газопроводів малого діаметру при малому дебіті свердловини та очистку газопроводів з різними діаметрами);

- наявність камер запуску та прийому очисних пристроїв для проведення очистки порожнини газопроводу методом пропуску очисного поршня;
- затрат на спорудження вловлювачів забруднень по трасі газопроводу.

Для очистки газопроводів великої протяжності, в яких, на відміну від газопроводів малої довжини, процес очистки є послідовним переміщення рідинних забруднень по ділянках до місць встановлення конденсатозбірників, дренажних пристроїв або на кінцеві ділянки для вловлювання в пиловловлювачах на КС та ГРС, рекомендується комплексне використання швидкісного потоку газу та технічних засобів для вловлювання рідинних забруднень в процесі очистки.

Доцільність додаткового встановлення конденсатозбірників трасою газопроводу визначається залежно від таких факторів:

- рельєфу траси газопроводу;
- протяжності ділянки між лінійними кранами;
- періодичності очистки та прогнозованого об'єму забруднень.

Якщо є неефективним чи неможливим застосування вище перерахованих методів, а також необхідно провести діагностику технічного стану газопроводу, можна застосувати мобільні камери запуску та прийому очисних пристроїв. Найбільш ефективно застосувати їх останніх на промислових газопроводах, газопроводах-відгалуженнях, на газопроводах з нерівнопрохідною запірною арматурою. Це забезпечить економію коштів на спорудження та експлуатацію камер через можливість проведенням очистки декількох газопроводів одним комплектом мобільних камер.

Вибір раціонального способу очистки систем збору і транспортування нафтогазопромислової продукції є досить актуальним як на стадії проектування цих систем, так і на стадії експлуатації цих систем для виснажених родовищ [21]. Це пов'язано з металоємністю конструкції і відповідними капіталовкладеннями. Проведений аналіз дає змогу виділити два основні типи способів відведення забруднень з порожнини нафтогазопроводів:

– постійної дії (пристрій, встановлений на трубопроводі, який працює в квазістаціонарному режимі приймання і відведення забруднень і за принципом дії та технологічним процесом подібний до експлуатації сепараторів на УКПН і УКПГ);

– періодичної дії (заходи та пристрої спрямовані на періодичне видалення забруднень з порожнини трубопроводів у міру їх накопичення).

Базуючись на їх принципі дії і наявності технологічних даних щодо їх роботи, для подальшого аналізу обрано наступні способи очистки нафтогазопроводів, представлені в (таблиці 1.2).

Таблиця 1.2 – Вибір способів звільнення порожнини трубопроводів від накопичених забруднень

№	Назва	Принцип дії
1	Переведення ділянки в режим самоочищення.	Штучне збільшення перепаду тиску на запірному органі та створення запасу газу до запірного органу для продування ділянки трубопроводу в сепараційне обладнання на груповому чи центральному пункті збору. Використовується періодично по мірі накопичення забруднень.
2	Пропускання очисних пристроїв: скребкових для трубопроводів, обладнаних рівнопрохідною арматурою; гелеподібних і з манжетами, що ущільнюються у «вузьких» місцях, – для нерівно прохідних.	Обладнання трубопроводів камерами запуску і приймання очисних поршнів із періодичним пропускання поршнів-розділювачів різних типів. Використовується періодично у міру накопичення забруднень.
3	Дренажні пристрої: дренажні трубки різних конструкцій.	Облаштування дренажним пером найнижчих ділянок трубопроводів для їх періодичного продування протягом року по мірі накопичення забруднень. Або облаштування трубок для стравлювання газу з перевальних точок трубопроводів, що перекачують багатофазове середовище.

Продовження таблиці 1.2

4	Дренажні пристрої: дриви, розширювальні камери різних конструкцій.	На відміну від попереднього типу трубопроводів можуть використовуватись по всій довжині відповідно до швидкісного режиму роботи і структури течії. Працюють постійно, відводячи рідину із передавлюванням її в камеру приймання забруднень або в систему трубопроводів на замкнутий тип збору і транспортування нафти, газу, конденсату (ШФЛВ) і води.
---	--	--

- існують дві системи сумісного збору і транспортування широкої фракції легких вуглеводнів (ШФЛВ): замкнута – трубопроводною нафто-газозбірній системою; відкрита – на ємності-розділювачі з її подальшим відстоюванням і транспортування автомобільним або залізничним транспортом. Відкрита схема переважно використовується для порівняно невеликих родовищ.

Відповідно до вимог [15] збір нафтогазопромислової продукції свердловин здійснюється промисловими трубопроводами. До їх складу яких на нафтогазових і газоконденсатних родовищах входять шлейфи свердловин, призначені для транспортування нафти, газу і газового конденсату від свердловин родовищ до установок збору і підготовки нафти і газу УКПН, УКПГ (УППГ). Норми [15] розповсюджуються на ці трубопроводи в частині виконання гідравлічних розрахунків (додаток 2 до [15]). Згідно з цим додатком гідравлічні розрахунки виконують для:

- газопроводів, що транспортують природний газ в однофазовому стані (відповідно до вимог [65] частина 1);
- трубопроводів, що транспортують газорідинні суміші - двофазовий потік) (відповідно до вимог додатку 2 до [15]).

Визначення меж переходів між структурами потоку не нормується. Виходячи з аналізу науково-технічної інформації [59], визначення меж переходу між структурами потоку основним вимагає розрахунку критеріїв подібності (числа Фруда та Рейнольдса) й об'ємного газовмісту.

Фактично, об'ємний газ показує відсоток газу в газорідному потоці відносно об'єму газорідної суміші: $\varphi_{\beta} = Q_{\text{газ}} / (Q_{\text{газ}} + Q_{\text{рід}})$. Тому для однофазових газових потоків він буде сягати 1, для однофазових рідинних наблизатиметься до 0, для двофазових (за результатами практичних досліджень) – знаходитиметься в межах 0,6-0,99 [10]. За цим коефіцієнтом обирають однорідність суміші, але лише після визначення його дійсного значення, представленого в алгоритмі нижче.

Отже, першим кроком у виборі раціонального методу очистки шлейфів свердловин і промислових трубопроводів є оцінка структури потоку на основі аналізу швидкісного режиму експлуатації.

Якщо шлейфи транспортують потік непідготовленого газу в однофазному стані з дуже незначним вмістом рідини, яка через високу швидкість газу диспергується в газовому потоці у вигляді дрібнодисперсних крапель, констатують, що такий режим течії є типовим для газопроводів, що транспортують газ із зваженою в його потоці рідиною в однофазовому стані. Гідравлічний розрахунок таких газопроводів рекомендовано проводити за [65] відповідно до рельєфу місцевості, якою вони прокладені:

- для рівнинних газопроводів (перепад висот між суміжними точками газопроводу менше 100 м) із деталюванням розрахунку згідно з вимогами [76];
- для рельєфних газопроводів (перепад висот більше 100 м) – за методикою додатку до [15].

Другим етапом є аналіз трас прокладання шлейфів, газопроводів, трубопроводів для сумісного збору та транспортування нафти, газу і води, використовуючи будь-який доступний GIS-ресурс: від Google Earth до топографічних карт М 1:100000.

Останній крок – це гідравлічний розрахунок, який має підтвердити наявність забруднень на певній ділянці газозбірної системи, оцінити їх якісний і кількісний склад.

Мінімальний набір вихідних даних для виконання гідравлічних розрахунків для вибору раціонального методу очищення трубопроводів наступний:

- технічна характеристика шлейфів свердловин;
- дані газоконденсатних досліджень (компонентний склад природного газу, густина за стандартних умов);
- дані технологічних режимів (тиск, температура природного газу в контрольних точках, дебіт свердловин, газоконденсатний і газоводяний фактори);
- термін обслуговування нафтогазозбірної системи для трубопроводів виснажених родовищ;
- при проектуванні нових родовищ для нових труб малого діаметру рекомендовано приймати коефіцієнти еквівалентної шорсткості за [33] рівними 0,015.

1.7 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи

Область застосування результатів цієї роботи розповсюджується на газозбірні системи нафтових і газоконденсатних родовищ, а також може буде використана для газових родовищ зі значним вологовмістом природного газу. Ці родовища є основними суб'єктами ринку природного газу України. Тому застосування результатів проведених досліджень має підвищити енергонезалежність держави шляхом нарощування видобутку вуглеводнів; збільшення обсягу товарного газу, що передається у точках входу в газотранспортну систему, зменшення рівня відмов і падіння обсягів видобутку. Таким чином, результати роботи можуть бути використані для підвищення як ефективності, так і надійності роботи газозбірних систем.

В результаті проведеного системного аналізу роботи газозбірних мереж і даних науково-технічних джерел виявлено, що газозбірні системи виснажених українських нафтових і газоконденсатних родовищ є морально

застарілими з точки зору облаштування їх нерівнопрохідною запірною арматурою. Це фактично унеможлиблює проведення періодичної очистки традиційними поршнями-скребками. Загальна протяжність газозбірних систем виснажених родовищ України перевищує 15 тис. км (60% – ПАТ «Укргазвидобування», 35 % – ПАТ «Укрнафта», 5 % – інші приватні родовища), їх заміна потребуватиме значних капіталовкладень, приведенного грошового потоку від реалізації яких не вистачить на покриття витрат. Зважаючи на це, актуальним залишиться питання підтримання їх пропускної здатності і надійності на високому рівні. Одним із аспектів підтримання газозбірних систем у безаварійному стані та забезпечення ефективного видобутку вуглеводнів є вилучення забруднень різного типу з понижених місць системи промислових газопроводів і шлейфів свердловин.

Вибір правильного методу очистки газопроводів системи видобутку та збору газу є найважливішим завданням, оскільки він визначає необхідні капіталовкладення в його впровадження і позитивний ефект збільшення обсягів товарного газу або зниження рівня ризику технологічних умов. Такий вибір залежить від:

- типу забрудника, що визначений в цьому розділі роботи, як газовий конденсат для газоконденсатних і нафтових родовищ;
- структурних форм руху газорідинної суміші порожниною газопроводу;
- конфігурації газозбірної системи, в тому числі оцінки технічного рівня;
- прийнятої схеми видобутку і збору газу газоконденсатних родовищ і попутного газу;
- рельєфу місцевості, притаманного для тієї чи іншої газозбірної системи який формує утворення певного об'єму рідини в найнижчій точці певної ділянки трубопроводу.

Існує три позитивних прояви зменшення гідравлічного опору системи газопроводів для збору і транспортування газу власного видобутку:

зменшення робочого тиску на гирлі свердловин виснажених газоконденсатних родовищ, збільшення обсягу товарного газу, як наслідок зменшення технологічних витрат природного газу на компримування, зменшення ступеня ризиків аварійної відмови обладнання, що перекачує попутний чи природний газ. Тому основними цілями цієї дисертаційної роботи є:

1. Системний аналіз впливу гідравлічного стану газозбірної системи виснажених українських родовищ на обсяги видобутку газу, обсяги товарного газу та появу ризиків аварійних відмов.

2. Дослідження структурних форм руху газорідних сумішей порожниною систем збору газу і вибір раціональної моделі способу відведення рідини з порожнини газозбірних систем, враховуючи необхідність відповідності цієї моделі структурній формі руху газорідної суміші на різних етапах розробки родовища.

3. Експериментальні дослідження створення пружно-полімерної композиції в еластичній оболонці, що буде використовуватись в якості еластичного поршня, здатного проходити місця змінного діаметру та інших місцевих опорів в шлейфах та міжпромислових газопроводах.

4. Розробка регресійної моделі часу проходження еластичного поршня через порожнину газопроводу системи збору і міжпромислового транспортування газу та її адаптація до фактичних умов експлуатації з метою визначення часу руйнування пружно-полімерної композиції і моменту приймання забруднень в сепараційному обладнанні на установках.

РОЗДІЛ 2

НАЙБІЛЬШ РАЦІОНАЛЬНІ СПОСОБИ ОЧИСТКИ ТРУБОПРОВОДУ НА ОСНОВІ ДОСЛІДЖЕНЬ СТРУКТУРИ ГАЗОВИХ ПОТОКІВ

Періодична очистка внутрішньої порожнини газопроводів дозволяє підвищити гідравлічну ефективність і надійність транспортування газу за рахунок підтримання максимальної продуктивності газопроводів при постійних енерговитратах на компресорних станціях (КС) і стабільній роботі газоперекачувальних агрегатів (ГПА), запобігаючи попаданню забруднень та рідини у технологічні лінії. Залежно від виду та кількості забруднень застосовуються відповідні засоби очистки внутрішньої порожнини газопроводу. Для проведення періодичної очистки газопроводи обладнуються стаціонарними камерами прийому та запуску очисних поршнів.

Для очистки трубопроводів, зазвичай, використовують скребки або поршні різних конструкцій. Існують конструкції поршнів, оснащені різноманітними приладами, що наділені широкими інформаційно-логічними можливостями. На сьогодні жодна з конструкцій не може бути успішно використана на трубопроводах змінного діаметру та з нерівнопрохідною запірною арматурою. Основною причиною обмеження використання цієї групи технічних пристроїв є забезпечення часткової очистки трубопроводів, що мають місцеві звуження лише круглого перерізу. Проте, при цьому їх неможливо застосувати для труб з широко розповсюдженими кранами виробництва колишнього СРСР, які було встановлено у 1957-1975 рр на всіх газопроводах DN 300-700 з прохідним перерізом пробки трапецеподібної форми.

2.1 Особливості експлуатації систем для сумісного збору нафти, газу, конденсату і води

Більшість нафтопроводів, продуктопроводів, конденсатопроводів, прокладених на промислових площах, працюють із неповним завантаженням

(неповним заповненням порожнини трубопроводу рідинним продуктом), а отже частина трубопроводу буде заповнена газом.

Такі трубопроводи називають трубопроводами, що транспортують двофазове середовище. За умови потрапляння в порожнину трубопроводу води, окрім газової та рідинної вуглеводневої фази, з'являється третя фаза – водна. Внаслідок цього активні корозійні та ерозійні процеси зношення внутрішньої поверхні трубопроводу зумовлюють появу ще однієї фази – твердих відкладів. Саме тому виникає необхідність розробки алгоритму, спрямованого на вирішення проблеми розрахунку параметрів гідравлічного стану трубопроводів, що транспортують багатофазове середовище [22].

На відміну від газопроводів, які вважаються рівнинними (за умови перепаду висот менше за 100 метрів між двома перевальними точками), для трубопроводів, що транспортують багатофазове середовище, вплив рельєфу яскраво простежується навіть при перепаді висот менше за 10 м. При цьому виділяють три типи ділянок трасою трубопроводу: висхідні, низхідні, рівнинні.

Складність розрахунку зумовлюється відносним рухом фаз у газорідинному потоці відповідно до їх густини та в'язкості, тобто, ковзанням цих фаз одна відносно іншої. Вуглеводнева рідина та вода, як більш щільні складові суміші, займатимуть в рельєфному трубопроводі певний об'єм, формуючи, залежно від швидкості потоку, хвильову, розшаровану, пробкову або кільцеву структуру. Ця структура буде різнитися не лише залежно від швидкості потоку (яку визначатиме завантаження трубопроводу), але і від типу ділянки, яку проходить газорідинний потік [32].

Згідно з дослідженнями вміст механічних домішок у газорідинному потоці не перевищує 2,5 %. Це підтверджено відбором проб із порожнини діючих шлейфів свердловин та промислових трубопроводів. Отже, найбільш щільною складовою суміші буде вода, яка в понижених місцях формуватиме малорухомі рідинні накопичення певного нормального об'єму, що чинитимуть постійний гідравлічний опір рухові рідинно-газової суміші.

Газ, що потрапляє в трубопровід як складова нестабільного продукту (нафто-водо-конденсатної суміші) і виділяється в умовах зниження тиску, займатиме, як більш легка складова суміші, верхню твірну трубопроводу. При цьому в перевальних точках трубопроводу формуються газові шапки різного об'єму, що стискатимуться і розширюватимуться під впливом тиску, супроводжуючи роботу трубопроводу пульсацією тиску, серед яких дослідники виділяють високочастотні мікропульсації і низькочастотні макропульсації.

Поява цих пульсацій тісно пов'язана із появою хвиль або пробок у структурі нерозривного газорідного потоку. Залежно від структури течії газорідного потоку ці види пульсацій відповідають даним таблиці, що представлені у таблиці 2.1 [24].

В промислових умовах макропульсації притаманні або початковому етапу розробки нафтогазоконденсатоносних площ, або кінцевому етапу, коли не досягається повне завантаження трубопроводу та, відповідно, заплановані швидкості руху [15].

У трубопроводі великої довжини на різних (за орієнтацією в просторі) ділянках, що його формують, структура руху потоку в певний момент часу є різною. І лише на одній із ділянок визначальною для параметрів режиму роботи трубопроводу. Саме на цій ділянці в певний момент часу може відбутись або проходження потужної хвилі, або перерозподіл мас рідини під дією газового мішка, що призведе: до зміни тиску в початковій і кінцевій точках трубопроводу та зміни кількості суміші, що надходитиме до насосного обладнання в кінцевій точці трубопроводу.

Більшість досліджень, що стосуються руху газорідного потоку, стосувались здебільшого визначення його структури [50], основні форми прояву якої представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Характеристика режиму роботи трубопроводів з різною структурною формою газорідинного потоку

Структурна форма потоку	Число Фруда	Тип пульсації	Характеристика пульсації	Характеристика режиму роботи
Розшарована з гладкою поверхнею розділу фаз	менше 0,01	пульсації відсутні	притаманна для низхідних ділянок трубопроводу або рівнинних із наднизьким завантаженням із чітким розподілом газової і рідинної фаз	без значних коливань тиску у початковій та кінцевій точках трубопроводу
Розшарована хвильова	від 0,01 до 0,1	низькочастотна макропульсація	притаманна висхідним ділянкам системи, незначна амплітуда коливання тиску із низькою частотою повторення протягом періоду спостереження	незначне коливання тиску в початковій та кінцевій точках трубопроводу
Пробкова	від 0,1 до 40	низькочастотна макропульсація	притаманна перевальним точкам трубопроводів із незначною частотою, але великою амплітудою тиску, відбувається при продавлюванні рідини потоком газу та її залповим викидом під його дією	значні коливання тиску в початковій та кінцевій точках трубопроводів із надходженням різних мас рідини на кінцевий пункт приймання продукту (до насосного обладнання)
Кільцева плівкова	вище 40	високочастотна мікропульсація	низька амплітуда коливань, притаманна для високошвидкісних потоків	коливання тиску в контрольних точках наднизькі і при збільшенні швидкості руху прагнуть до зникнення

Нормативні документи (на кшталт ВСН 51-3), із інструкціями з гідравлічного розрахунку промислових трубопроводів для газорідинних сумішей [41], (а також отримані розрахункові і фактичні перепади тиску для

типових газопроводів [42]), а також останні технічні рішення [77], пропонують визначати градієнт падіння тиску по кожній із досліджуваних ділянок. Як результат, ці документи можливо використати лише для періоду проектування трубопровідної системи і режимів роботи насосів або компресорів. Також їх не можна застосовувати для отримання певної величини кінцевого тиску, яка, на думку авторів, є оптимальною для даного гідравлічного стану системи. Представлені рішення в такому вигляді не дають змогу оцінити процеси перерозподілу мас рідини, амплітуду коливання робочого тиску, визначити місця утворення газових шапок і водних пробок в порожнині трубопроводу.

Основним завданням алгоритму є визначити реальні структурні форми течії багатофазового середовища й обрати для кожної з них раціональний метод відведення забруднень.

В основу алгоритму покладено розрахунок гідравлічних параметрів трубопроводів, що перекачують газорідинні суміші, представлений в ВСН 51-3 [15], доповнений методиками УкрНДІгазу [77]. Вони базуються на обробці теорій А.К. Галлямова [86] і А.І. Чарного [18] щодо визначення межі розділу скупчень рідини в понижених ділянках трубопроводу.

2.2 Алгоритм визначення структури течії газорідинних потоків та однорідності течії

Для розробки алгоритму визначення структури однорідної течії та течії однорідних потоків необхідно виконати ряд послідовних етапів: скласти план профілю траси трубопроводу; визначити еквівалентну висхідну і низхідну ділянки траси та провести їх гідравлічний розрахунок.

Поздовжній план-профіль траси трубопроводу складають для визначення впливу рельєфу місцевості на формування зон збільшеного гідравлічного опору рухові рідинно-газового потоку (локалізація води, парафінів, механічних домішок) і зон утворення газових шапок, що

збільшують швидкість зміни тиску в трубопроводі при закачуванні рідини до його порожнини за допомогою відцентрових насосів.



Рисунок 2.1 –Повздовжній план-профіль траси газопроводу

Крім того, поздовжній план-профіль траси трубопроводу складають також відповідно до рельєфу місцевості, якою прокладений трубопровід, що зазначено в технічному проекті на спорудження або паспорті трубопроводу. За відсутності вищеперерахованих документів поздовжній план-профіль траси трубопроводу складають на підставі топографічних умов його прокладання за картами М 1:100, даними визначення геодезичних відміток траси за приладами GPS - системи позиціонування, за допомогою барометра (альтиметра) при відомій відмітці висоти реперної точки [75].

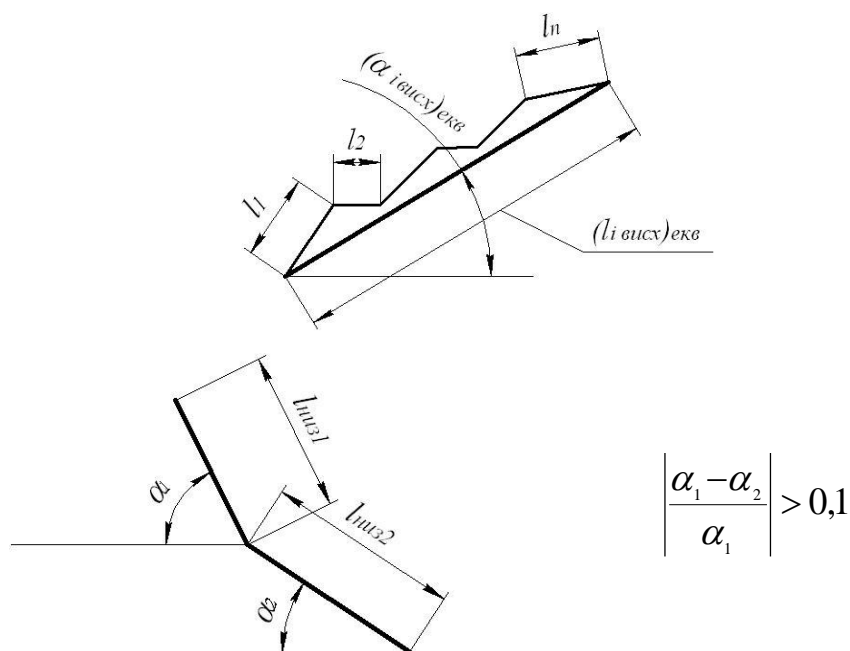


Рисунок 2.2 – Визначення еквівалентної висхідної та низхідної ділянки траси, в якій кути нахилу спряжених ділянок відрізняються більше, ніж на 10 %

Приклад складання поздовжнього плану-профілю траси трубопроводу наведено на рисунку 2.1.

Висхідною ділянкою еквівалентної траси вважається такий відрізок між перевальними точками реального профілю, по якому, незалежно від кількості і кутів ухилу проміжних ділянок, рух суміші відбувається тільки на підйом.

За довжину i -ої еквівалентної висхідної ділянки приймається загальна довжина висхідної ділянки реальної траси між двома перевальними точками (рисунок 2.2).

$$(l_{i_{\text{висх}}})_{\text{екв}} = \sum_{k=1}^{n_i} l_{k_{\text{висх}}}, \quad (2.1)$$

де $l_{k_{\text{висх}}}$ – довжина k -ої ділянки, що входить у висхідну ділянку між перевальними точками, м.

За кут нахилу висхідної еквівалентної ділянки приймається усереднений кут нахилу, що визначається за умовою:

$$(\sin \alpha_{i_{\text{висх}}})_{\text{екв}} = \frac{H_n - H_k}{(l_{i_{\text{висх}}})_{\text{екв}}}, \quad (2.2)$$

де $H_n - H_k$ – відмітки початкових та кінцевих точок висхідної ділянки, м.

Низхідною ділянкою еквівалентної траси вважається такий відрізок реальної траси, на якому течія суміші відбувається при постійному куті нахилу.

В еквівалентну низхідну ділянку можуть бути включені спряжені низхідні ділянки, якщо їх кут нахилу відрізняється, відносно першої (за ходом руху) ділянки, не більше, ніж на 10% (рисунки 2.2, 2.3).

За розрахункову довжину i -ої низхідної ділянки приймається загальна довжина всіх відрізків реальної траси, що входять у низхідну ділянку еквівалентної траси:

$$(l_{i_{\text{низ}}})_{\text{екв}} = \sum_{k=1}^n l_{k_{\text{низ}}}, \quad (2.3)$$

де $l_{книз}$ – довжина кінцевої ділянки, що входить у низхідну ділянку реальної траси, м.

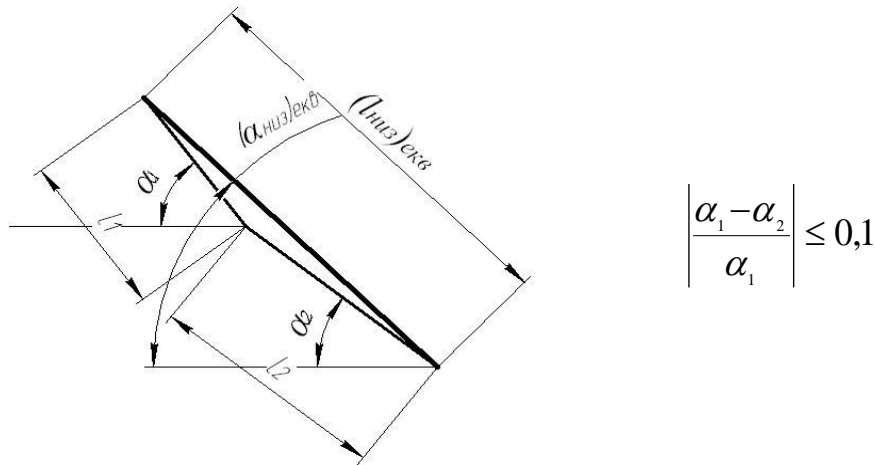


Рисунок 2.3– Еквівалентна низхідна ділянка траси, в якій кути нахилу спряжених ділянок відрізняються менше, ніж на 10%

За кут нахилу низхідної еквівалентної ділянки траси приймається усереднений кут, що визначається з умови:

$$\left(\sin \alpha_{i_{низ}} \right)_{екв} = \frac{H_n - H_k}{\left(l_{i_{низ}} \right)_{екв}}, \quad (2.4)$$

де $H_n - H_k$ – відмітки початкової та кінцевої точок еквівалентної низхідної ділянки, м.

Визначення режиму перекачування рідинно-газової суміші на висхідній ділянці трубопроводу проводиться в такій послідовності [90]:

а) визначається величина V^*

$$V^* = (8,2 - 0,017 \cdot \bar{\mu}^{-0,6}) \cdot \left(Re_2 \cdot Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{-1/3} \cdot \exp[(8 + 62 \cdot \bar{\mu}) \cdot \beta_1], \quad (2.5)$$

де $\bar{\mu} = \frac{\mu_2}{\mu_1}$ – приведена в'язкість; μ_1, μ_2 – динамічна в'язкість рідинної та

газової фази відповідно, Па·с; $\beta_1 = \frac{Q_1}{Q_c}$ – вміст рідини в потоці рідинно-газової

суміші; Q_1, Q_c – об'ємні витрати рідини та суміші відповідно, м³/с; ρ_1, ρ_2 –

густина рідинної та газової фаз, кг/м³; $Re_2 = \frac{\rho_2 \cdot w_c \cdot D}{\mu_2}$ – число Рейнольдса, яке

описує режим руху газу в складі суміші; $w_c = \frac{4Q_c}{\pi D^2}$ – швидкість рідинно-газової

суміші, м/с; $Fr_c = \frac{w_c^2}{gD}$ – критерій Фруда для рідинно-газової суміші.

При $V^* \leq 1$ – режим течії кільцевий;

$V^* > 1$ – режим течії пробковий або розшарований;

б) визначається критерій Фруда Fr^* за вмістом газу та рідини в суміші:

$$Fr^* = \left(0,2 + \frac{2 \cdot \sin \alpha_{\max}}{\lambda_p} \right) \cdot \beta_1^{-2} \cdot \exp(-2,5 \cdot \beta_2), \quad (2.6)$$

де $\beta_2 = 1 - \beta_1$ – вміст газу в потоці рідинно-газової суміші; α_{\max} – максимальний

кут нахилу низхідних ділянок еквівалентної траси трубопроводу, рад.; λ_p –

коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається з системи рівнянь:

$$\begin{cases} \lambda_p = \frac{2 \sin \alpha \cdot g \cdot D}{w_p^2} \\ \lambda_p = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re_p} + \frac{2 \cdot K_{екв}}{D} \right)^{0,2} \end{cases}, \quad (2.7)$$

де $Re_p = \frac{\rho_1 \cdot w_p \cdot D}{\mu_1}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху лише рідинної

складової; $K_{екв}$ – еквівалентна шорсткість, м; $w_p = \frac{4Q_1}{\pi D^2}$ – швидкість рідини, м/с.

При $Fr_c > Fr^*$ на даній ділянці трубопроводу має місце пробковий режим течії суміші. При $Fr_c < Fr^*$ на даній ділянці трубопроводу наявна розшарована течія суміші.

Перепад тиску на розрахунковій ділянці за кільцевої та пробкової течії визначається за формулою [99]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_c \cdot \frac{w_c^2}{2D} \cdot \left(\frac{\beta_1^2}{\varphi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \rho_2 \right) - (\varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2) \cdot g \cdot |\sin \alpha|, \quad (2.8)$$

де φ_1 – дійсний об'ємний вміст рідини в потоці (частина труби, що зайнята рідиною); λ_c – коефіцієнт гідравлічного опору.

Величина φ_1 за низхідної течії рідинно-газової суміші в кільцевому режимі визначається за формулою:

$$\varphi_1 = \left[1 - \frac{1}{1 + 3,84 \cdot 10^{-6} \cdot \left[Re_1 Fr_c \left(\frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right) \right] \cdot |\sin \alpha|^{-1,66}} \right] \cdot \frac{5,5 \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}}{\left[Re_1 Fr_c \left(\frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}, \quad (2.9)$$

де $Re_1 = \frac{\rho_1 \cdot w_c \cdot D}{\mu_1}$ – число Рейнольдса, яке описує режим руху рідини в складі суміші.

Величина φ_1 при низхідному пробковому потоці визначається за формулою:

$$\varphi_1 = 1 - K \cdot \beta_2, \quad (2.10)$$

де K – коефіцієнт, що враховує вплив в'язкості рідини.

$$K = 0,35 + 1,4 \cdot \sqrt[4]{\bar{\mu}} \quad \text{при} \quad \bar{\mu} \leq 0,01, \quad (2.11)$$

$$K = 0,77 + 0,23 \cdot \sqrt{\bar{\mu}} \quad \text{при} \quad \bar{\mu} > 0,01. \quad (2.12)$$

Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору до кільцевого режиму визначається за формулою:

$$\lambda_c^\phi = \lambda \cdot \psi, \quad (2.13)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору при течії однорідної рідини; ψ – зведений коефіцієнт гідравлічного опору.

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re_1} + \frac{2 \cdot K_{екв}}{D} \right)^{0,2}, \quad (2.14)$$

$$\psi = 1 + 0,0031 \cdot \left(Re_2 Fr_c \cdot \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot \exp[-15 \cdot (\bar{\rho} + \beta_1)] \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}. \quad (2.15)$$

При пробковому режимі течії фактичний коефіцієнт гідравлічного опору визначається за формулою:

$$\lambda_c^\phi = \left((3 - 1,26 \cdot a) - 2 \cdot a \cdot \lg \left(\frac{2K_{екв}}{D} + \frac{18,7}{Re_1 \cdot \sqrt{\lambda}} \right) \right)^{-2}, \quad (2.16)$$

де $a = \sqrt{\frac{1}{1 + 18,8 \cdot (1 - K)^2 \cdot (\beta_2 / \beta_1)^2}}$; K – визначається за формулами (2.11), (2.12).

При розширеному режимі течії гідравлічний розрахунок визначається за формулою [98]:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_2 \cdot \frac{\rho_2 \cdot w_2^2}{2 \cdot D_r} - \rho_2 \cdot g \cdot |\sin \alpha|. \quad (2.17)$$

Гідравлічний діаметр $D_r = D \cdot \sqrt{\varphi_2}$,

$$w_2 = \frac{4 \cdot Q_2}{\pi \cdot D_r^2},$$

$$\varphi_2 = \frac{\theta - \sin \theta \cdot \cos \theta}{\pi}, \quad (2.18)$$

де Q_2 – об'ємна витрата газу, м³/с; φ_2 – дійсний об'ємний вміст газу в потоці; θ – половина центрального кута до сегменту рідини, рад (рисунок 2.4).

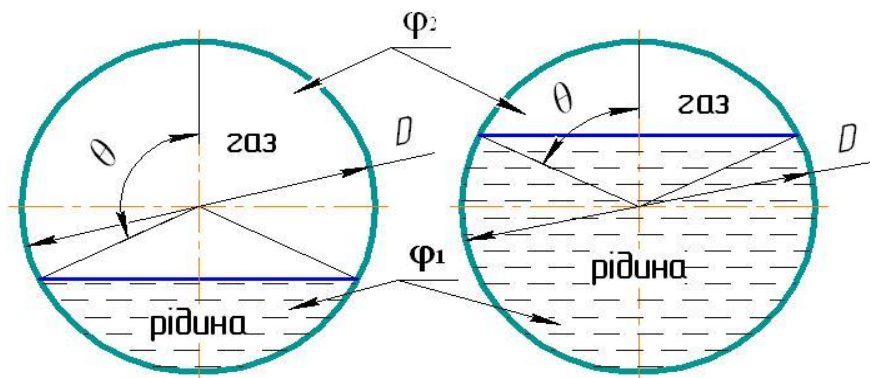


Рисунок 2.4 – Схема розподілу рідини і газу в трубі конденсатопроводу

Дійсний вміст рідини визначається за формулою:

$$\varphi_1 = 2,63 \cdot \sqrt[3]{Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \cdot \beta_1^2 \cdot (0,02 + \sqrt{|\sin \alpha|})^{-1}}. \quad (2.19)$$

Фактичний коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda_c^\phi = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_\Gamma} + \frac{2K_{\text{екв}}}{D_\Gamma} \right)^{0,2}, \quad (2.20)$$

де $\text{Re}_\Gamma = \frac{4 \cdot Q_2 \cdot \rho_2}{D_\Gamma \cdot \mu_2 \cdot \theta}$ – число Рейнольдса, що описує режим руху газу для гідравлічного діаметру.

Визначення режиму перекачування рідинно-газової суміші на висхідній ділянці трубопроводу базується на визначенні величини (формула 2.5) V^* :

- при $V^* \leq 1$ – наявний кільцевий режим течії суміші;
- при $V^* > 1$ – реалізується пробковий режим течії суміші.

Гідравлічний розрахунок висхідної ділянки трубопроводу проводиться за формулою:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_c \cdot \frac{w_c^2}{2D} \left(\frac{\beta_1^2}{\varphi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \rho_2 \right) + (\varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2) \cdot g \cdot \sin \alpha. \quad (2.21)$$

Величина φ_1 для висхідного кільцевого потоку визначається за формулою [102]:

$$\varphi_1 = \frac{\varphi_1^*}{1 + 200 \cdot \beta_1} + \frac{5,5 \cdot \sqrt{100 \cdot \beta_1}}{\left(\text{Re}_1 \cdot Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{1/3}}, \quad (2.22)$$

де φ_1^* – дійсний об'ємний вміст рідини при нульовому подаванні рідини:

$$\varphi_1^* = 0,0053 \frac{3,3 - W_\alpha}{\left(\text{Re}_1 \cdot Fr_c \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{1/3}} \quad \text{при } W_\alpha < 3,3, \quad (2.23)$$

$$\varphi_1^* = 0 \quad \text{при } W_\alpha \geq 3,3,$$

де $W_\alpha = w_c \left(\frac{\rho_1 - \rho_2}{\sigma \cdot g \cdot \sin \alpha} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0,5}$, σ – зусилля поверхневого натягу основної

складової рідинно-газової суміші, Н/м.

Для висхідного пробкового потоку дійсний газоміст визначається за формулою:

$$\varphi_2 = K \cdot \left[1 - \exp\left(-4,4 \cdot \sqrt{\frac{Fr_c}{Fr_\alpha}}\right) \right] \cdot \beta_2 . \quad (2.24)$$

Значення Fr_α визначається за співвідношеннями:

$$\begin{aligned} Fr_\alpha &= 1150 \cdot \bar{\mu}^{0,79} \quad \text{при } \bar{\mu} < 0,001, \\ Fr_\alpha &= 9,8 \cdot \bar{\mu}^{0,1} \quad \text{при } \bar{\mu} \geq 0,001. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Значення K визначається за формулами (2.11) та (2.12).

При висхідній кільцевій течії суміші величина λ_c визначається за формулами (2.13), (2.14), (2.15). При висхідній пробковій течії суміші величина λ_c визначається за формулою (2.16).

2.3 Визначення критеріїв для вибору раціонального методу звільнення порожнини трубопроводів від накопичених забруднень

Швидкість рідинно-газової суміші визначають відповідно до маси рідини, що подається в трубопровід та його технічної характеристики:

$$w_c = \frac{M_c}{F \cdot \rho_c} = \frac{4M_c}{\pi \cdot D^2 \cdot \rho_c} = 1,273 \frac{Q_c}{D^2}, \quad (2.26)$$

де w_c – швидкість суміші, м/с, що має бути меншою швидкості ерозійного зношення [91]; M_c – масова витрата суміші, кг/с; F – площа поперечного перерізу трубопроводу; ρ_c – густина суміші, кг/м³; D – внутрішній діаметр трубопроводу, м; Q_c – об'ємна витрата суміші, м³/с.

Оцінити рух рідинних пробок в умовах зменшення робочого тиску в системі міжпромислових газопроводів або зміни інших умов експлуатації (зокрема зростання завантаження газотранспортної системи в умовах збільшення обсягу видобутку з свердловин) можна за рахунок застосування двох чи більше симуляцій при різних можливих швидкостях [25, 32]. Це представлено, як

приклад діючої системи збору газу на прикладі одного з газових родовищ, в якій накопичено 15 м³ рідини (таблиця 2.2).

Час, необхідний для переміщення цієї пробки з пониженого місця трубопроводу до входу в сепараційне обладнання, представлений в таблиці 2.2.

Для його оцінки використано розрахункові дані:

– максимальна швидкість, що утворюється в газопроводі при зниженні робочого тиску до 12 ат – 28 м/с;

– максимальна швидкість, що утворюється в газопроводі при роботі за тиску 24 ат – 4 м/с;

– середня швидкість, що утворюється в газопроводі при зниженні робочого тиску до 12 ат – 16 м/с.

Як видно з таблиці 2.2, очікуваний час надходження рідини настане через 4 хв після зниження робочого тиску і закінчиться через 30 хв, протягом якого в сепараторах буде вловлено 15 м³ рідини.

Таблиця 2.2– Час, необхідний для переміщення рідинної пробки [103]

Рівень	Обсяг рідинної пробки, м ³	Довжина ділянки, м	Лінійна швидкість, м/с	Час, необхідний для переміщення пробки, хв
Мінімальний	15,0	7000,0	4,0	30
Середній	15,0	7000,0	16,0	8
Максимальний	15,0	7000,0	28,0	4

Значення тиску та температури в початковій, кінцевій і проміжних точках ділянки трубопроводу одночасно обираються за показами опитувачів або даних вимірювань. Хроматографічний аналіз дозволяє знайти газоконденсатну характеристику в разі безперервного опитування потоковими витратомірами [97].

Для кожної конкретної ділянки трубопроводу, відповідно до її орієнтації в просторі, за алгоритмом, представленим в попередньому розділі, обирається структура (тип) руху рідинно-газового потоку та розраховуються відповідні

параметри гідравлічного стану. Оцінюють дійсний гідравлічний стан висхідних і низхідних ділянок трубопроводів за фактичним коефіцієнтом гідравлічного опору, який розраховують відповідно до структури рідинно-газового потоку за алгоритмом.

Усереднюють фактичний коефіцієнт гідроопору за довжиною досліджуваних ділянок із певною орієнтацією в просторі [24]:

$$\lambda_c^\phi = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_{ci}^\phi \cdot l_i}{l_{екв}}, \quad (2.28)$$

де n – кількість досліджуваних ділянок незалежно від їх орієнтації в просторі; λ_{ci}^ϕ – фактичний коефіцієнт гідроопору кожної з ділянок; l_i – фактична довжина кожної з ділянок, м; $l_{екв}$ – загальна довжина трубопроводу, м.

Розраховують втрати тиску для дійсного гідравлічного стану трубопроводу:

$$\Delta P_{зідр} = 1,05 \cdot \lambda_c^\phi \frac{l_{екв}}{D} \cdot \frac{w_c^2 \cdot \rho_c}{2}, \quad (2.29)$$

де 1,05 – коефіцієнт збільшення фактичного гідроопору за рахунок місцевих опорів.

Оперуючи значеннями початкового робочого тиску і розрахунковими втратами тиску, визначають розрахунковий кінцевий тиск і порівнюють його із вимірними показниками за даними опитувачів або приладовим вимірюванням (рисунок 2.9). Якщо значення розрахункового кінцевого тиску є вищим вимірних, фіксують утворення забруднень у понижених місцях траси трубопроводу.

Приклад розрахунку наведено для діючої ділянки трубопроводу, що перекачує газопромислову продукцію між двома насосними установками (повздовжній план-профіль на рисунку 2.1). Результати порівняння виміряного значення кінцевого тиску і його розрахункового значення зведено до таблиці 2.3. Результати дослідження зведено до таблиці 2.4.

Як видно з таблиць 2.3 та 2.4, структура руху газорідинної суміші в порожнині трубопроводу може бути різною навіть для одного трубопроводу. Це зумовлює необхідність застосування різних способів відведення

забруднень, а для певних трубопроводів потребує комплексного підходу до вирішення питання відведення забруднень із порожнини трубопроводів.

Таблиця 2.3 – Деталізація по втратах тиску через гідроопір ділянок у період досліджень з 01 по 14 травня 2017 року

Час/ дата	Маса суміші, що подається, кг/год	Тиск по- чатко- вий, ат	Втрати гідрравлічні (розрах.), ат	Тиск кінцевий (розрах.), ат	Тиск кінцевий (вимір.), ат	Різниця в значеннях кінцевого тиску, ат
01/05/17	3387	18,97	0,98	18,59	18,27	0,32
02/05/17	3215	18,80	0,98	18,41	18,20	0,21
03/05/17	3254	18,83	0,98	18,45	18,19	0,26
04/05/17	3255	18,60	0,98	18,21	17,95	0,26
05/05/17	3406	19,03	0,98	18,65	18,22	0,43
06/05/17	3365	18,87	0,97	18,50	18,17	0,33
07/05/17	3356	18,70	0,97	18,32	18,04	0,28
08/05/17	3352	18,40	0,98	18,00	17,67	0,33
09/05/17	3465	18,88	0,98	18,50	18,04	0,46
10/05/17	3451	19,09	0,97	18,72	18,29	0,43
11/05/17	3420	18,83	0,96	18,47	18,07	0,40
12/05/17	3432	18,79	0,97	18,41	17,97	0,44
13/05/17	3506	18,98	0,97	18,61	18,03	0,58
14/05/17	3521	19,46	0,97	19,11	18,47	0,64
Середньозваже ні показники	3384,6	19,51	0,97	18,51	18,13	0,38

На основі даних, які наведені у таблицях 2.3 та 2.4 побудовано відповідні графічні залежності (рисунки 2.5 - 2.9).

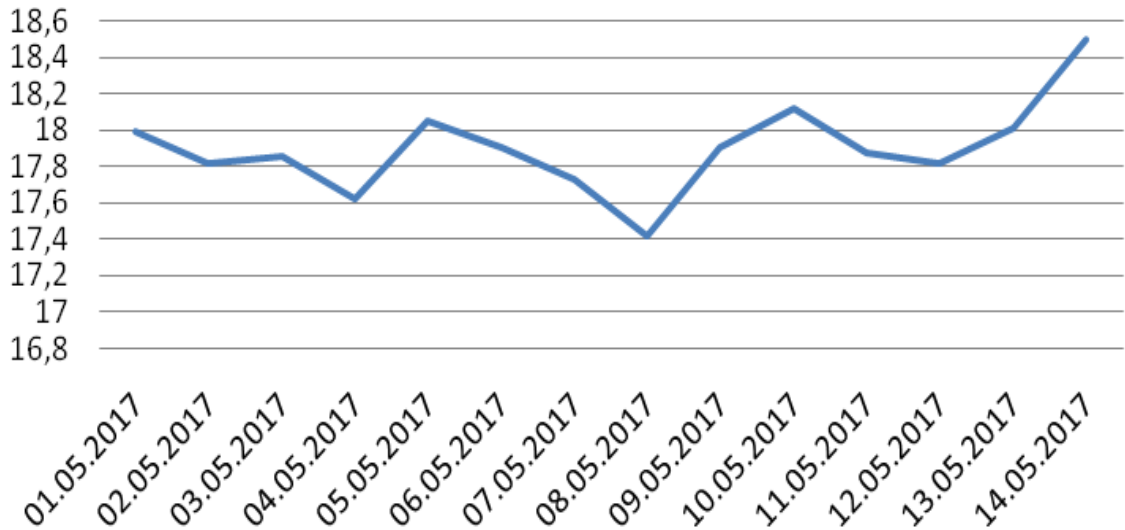


Рисунок 2.5 – Деталізація по кінцевому тиску (розрах.) у період досліджень з 01 по 14 травня 2017р.

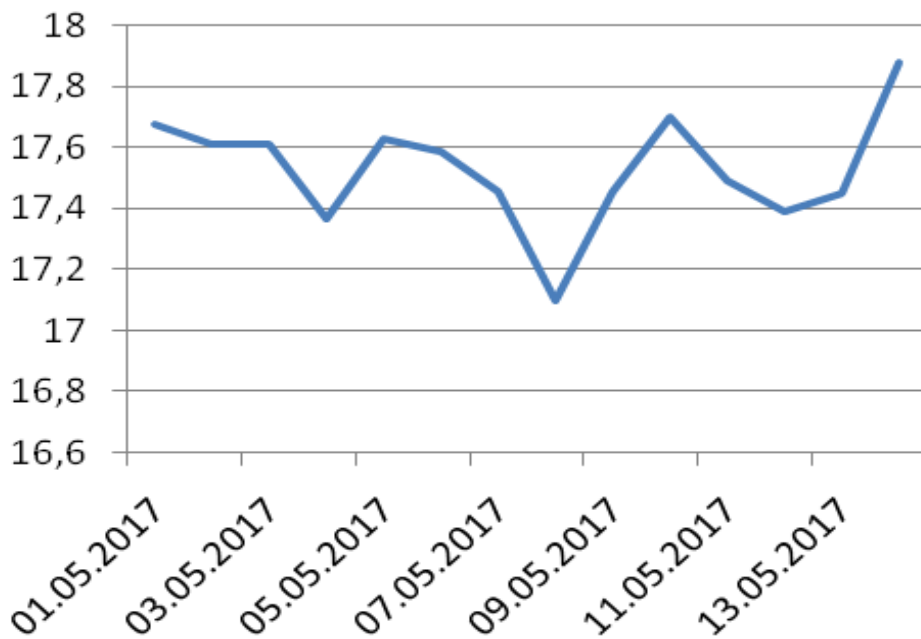


Рисунок 2.6 – Деталізація за кінцевим тиском (вимір.) у період досліджень з 01 по 14 травня 2017р.

Таблиця 2.4 – Визначення коефіцієнтів гідроопору і структури течії

Назва трубопроводу		Трубопровід для перекачування багатофазової суміші						
Виміряні параметри гідравлічного стану		9:00 01 травня 2017 року – 9:00 02 травня 2017 року						
Термін часу, протягом якого проводились дослідження		1 доба, починаючи з 9:00 01 травня 2017 року						
Маса суміші на початку трубопроводу, кг/год		3387						
Початковий тиск, ат		19,39						
Кінцевий тиск, ат		18,12						
Початкова температура, °С		23,28						
Кінцева температура, °С		12,23						
Густина суміші на початковій ділянці, кг/м ³		695,6						
Густина суміші на кінцевій ділянці, кг/м ³		702,35						
Технічна характеристика		Довжина реальна, м	Внутрішній діаметр, мм				Кількість ділянок - 18	
							Висхідних	Низхідних
		32504,6	143 мм на ділянці до 14,4 км, 86 мм – далі до кінцевої точки				4	14
<i>Деталізація по ділянках (профіль представлений на рисунку 2.1):</i>								
№ діл.	Тип	Довжина, м	Внутр. діам, мм	Кут нахилу, град	Структура потоку	Швидкість руху суміші, м/с	Час проходження ділянки, с	Коефіцієнт гідравлічного опору ділянки
1	<i>низх</i>	500,009	143,0	0,005999928	розшарований	0,088	5695,039129	0,031642807
2	<i>висх</i>	1500,00133	143,0	0,001333333	хвильовий пробков.	0,088	17084,82505	0,031339705

Продовження таблиці 2.4

№ діл.	Тип	Довжина, м	Внутр. діам, мм	Кут нахилу, град	Структура потоку	Швидкість руху суміші, м/с	Час проходження ділянки, с	Коефіцієнт гідравлічного опору ділянки
3	низх	400,211	143,0	0,032488565	розшарований	0,088	4558,354773	0,032032459
4	низх	2000,025	143,0	0,004999958	розшарований	0,088	22780,03123	0,031619386
5	низх	800,3905	143,0	0,031239833	розшарований	0,088	9116,346677	0,032039302
6	висх	4800,015	143,0	0,002499995	хвильовий пробков.	0,088	54671,56241	0,031516794
7	низх	500,014	143,0	0,002399995	розшарований	0,088	5694,953022	0,031515737
8	низх	1100,0003	143,0	0,000727273	розшарований	0,088	12528,86388	0,031281565
9	низх	600,053	143,0	0,013332543	розшарований	0,088	6834,531378	0,031894419
10	низх	1000,05	143,0	0,009999667	розшарований	0,088	11390,44272	0,031834775
11	низх	800,25	143,0	0,024994794	розшарований	0,088	9114,745617	0,032047527
12	низх	402,305	143,0	0,107088749	розшарований	0,088	4582,198524	0,032395907
13	висх	9800,074	86,0	0,003877532	хвильовий пробков.	0,243	40371,33017	0,027279678
14	низх	900,067	86,0	0,012221614	розшарований	0,243	3707,820177	0,02786271
15	низх	800,01	86,0	0,004999958	розшарований	0,243	3295,635209	0,027420804
16	низх	801,05	86,0	0,0512052	розшарований	0,243	3299,919218	0,028486385
17	висх	200,068	86,0	0,025994144	хвильовий пробков.	0,243	824,1769342	0,028221896
18	низх	600	86,0	0,000333333	розшарований	0,243	2471,695648	0,025728953
Загальні та середньозважені показники						0,088 – на початковій ділянці, 0,243 – на кінцевій	218022.5 (2 доби, 12 годин, 32 хвилин)	0,032 – на початковій ділянці, 0,026 – на кінцевій ділянці

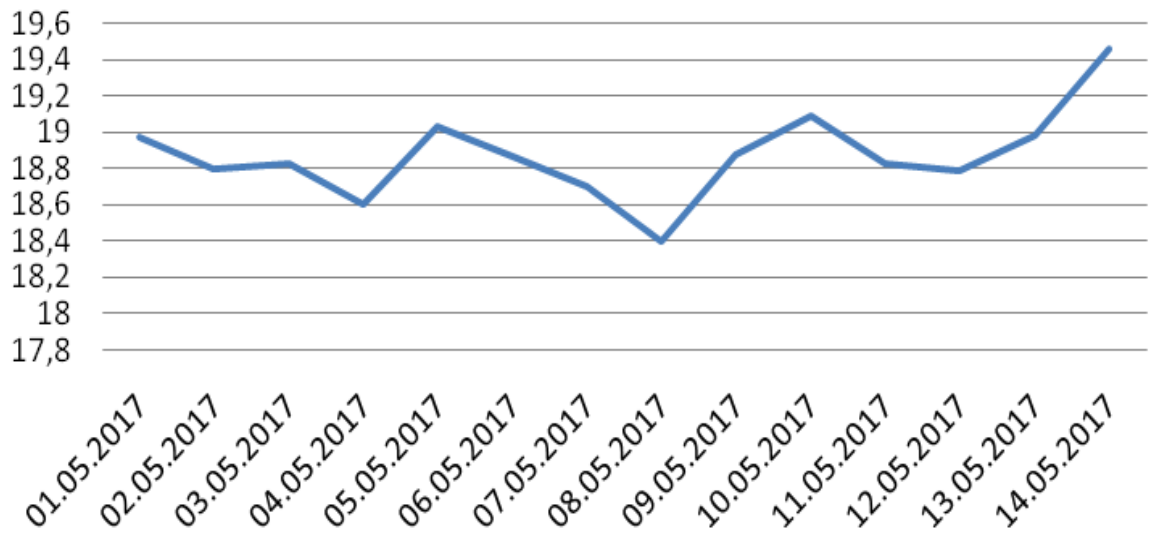


Рисунок 2.7 – Деталізація за початковим тиском у період досліджень з 01 по 14 травня 2017 р

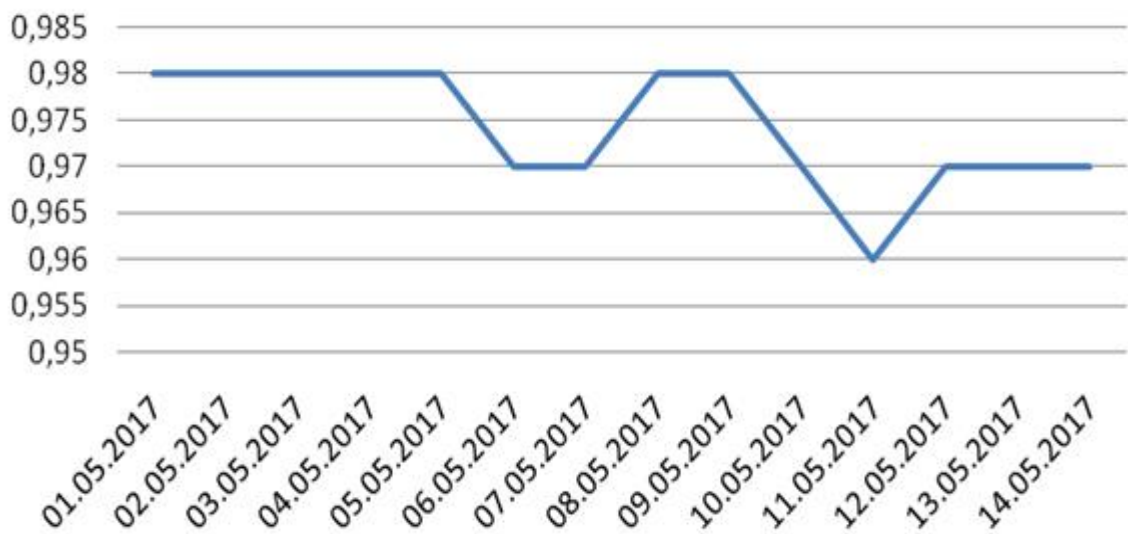


Рисунок 2.8 – Деталізація залежності часу і гідравлічних втрат тиску за період з 01 по 14 травня 2017 р.



Рисунок 2.9 – Графік зміни розрахункового та вимірного кінцевих тисків

За результатами проведеного аналізу – коефіцієнт кореляції рівний 0,88.

2.4 Побудова алгоритму вибору раціонального способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу

Базуючись на цих результатах розрахунків, алгоритм вибору раціонального методу очищення порожнини трубопроводу від накопичених забруднень зумовлює наступну послідовність, представлену в таблиці 2.5.

Як видно з даних таблиці 2.5, вибір раціонального способу очистки внутрішньої порожнини трубопроводу залежить від таких основних чинників:

- структурної форми руху суміші, під час перекачування якої формуються забруднення;
- істинного газовмісту, що визначає однорідність газового чи рідинного потоку і визначає тип трубопроводу, з яким дослідник має справу;
- гідравлічного стану, який зумовлює необхідність відведення рідини.

Фактично для одного і того ж трубопроводу можна застосувати різні методи відведення рідини, виключивши завідома неефективні. Для цього використовують дані таблиці 2.3 і представлений алгоритм оцінки структурних форм руху та гідравлічного стану трубопроводів, що перекачують багатофазове середовище.

Отже, вибір оптимального заходу необхідно проводити на основі оцінки впливу трьох вищеперерахованих чинників, за принципом його дії та базуючись на математичній моделі зміни структурної форми руху газорідинної суміші або забруднення, яка підтверджується експериментальними дослідженнями [25].

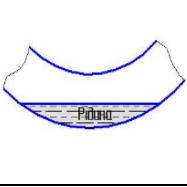
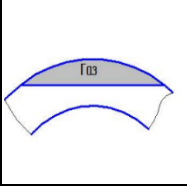
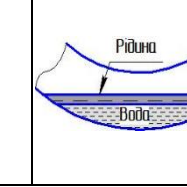
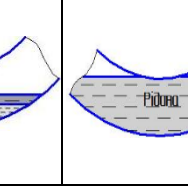
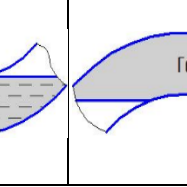
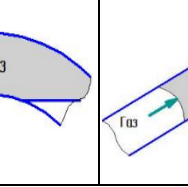
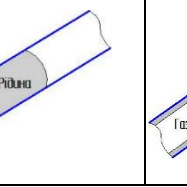
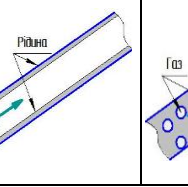
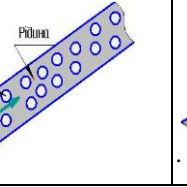
Як видно із представленого аналізу, раціональним методом очистки газопроводів систем збору і міжпромислового транспортування природного та попутного газу є пропускання поршнів. Адже вони можуть застосовуватись на будь-яких періодах розробки родовищ і відповідних структурних течіях потоку.

Проте, відповідно до аналізу, проведеного в попередньому розділі, очисні поршні мають суттєві обмеження в застосуванні на газозбірних системах виснажених родовищ, оскільки ці системи обладнано нерівнопрохідною арматурою, а стан внутрішньої поверхні ерозійно зношений.

Оптимальним рішенням є застосування еластичних моделей поршнів, що можуть пройти як місцеві звуження, так і місцеві опори у вигляді нерівнопрохідної арматури. Результати цього розділу визначають задачі двох наступних розділів – розробка композиції еластичного поршня для очистки газопроводів системи видобутку та збору газу, її експериментальні дослідження й адаптація технології для діючих шлейфів і міжпромислових газопроводів.

Наступні розділи присвячено розробці таких математичних моделей і підтвердження їх адекватності на експериментальній стендовій установці.

Таблиця 2.5 – Алгоритм вибору раціональних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу

1 Визначення структури течії								
1 Розшарована з гладкою поверхнею і утворенням хвиль при зміні технологічного режиму роботи			2 Пробкова характерна для висхідних ділянок або залпових викидів рідини при зміні режимів роботи			3 Кільцева характерна для шлейфів фонтануючих свердловин або газопроводів з повним завантаженням		
2 Визначення однорідності структури (фазовості режиму і основної фази) за істинним газовмістом								
1 Газовміст→1: газопровід із надходження і локалізацією рідини в понижених місцях	2 Газовміст→0: продуктопровід з утворенням газових шапок в перевальних місцях	3 Газовміст в 0,6-0,99: продуктопровід з розшарованою течією, нижню твірну якого займає рідина, верхню – газ	1 Газовміст→1: газопровід із проходження залпових викидів рідини з понижених місць	2 Газовміст→0: продуктопровід із газовими шапками, що викликають пульсації тиску	3 Газовміст в 0,6-0,99: продуктопровід з заповненими газом висхідними ділянками, через які рідина проштовхується у вигляді пробок	1 Газовміст→1: газопровід в якому незначна кількість рідини рухається у вигляді плівки	2 Газовміст→0: продуктопровід в якому газ зосереджено в потоці рідини у вигляді бульбашок	3 Газовміст в 0,6-0,99: газопровід (аварійний режим близький до гідродару) або висхідна ділянка продуктопроводу, в яких газ оточено кільцем рідини
								
3 Перевірка відповідності гідравлічного режиму роботи номінальному $P_{кін(розр)}=P_{кін(вимір)}$, якщо ні, то:								
Рідина формує забруднення в нижніх перевальних точках	Газ формує газову шапку у верхніх перевальних точках продуктопроводу	В нижніх перевальних точках формується об'єм більш щільної рідини (вода), у верхніх – газова шапка	Відбувається залповий винос рідини з пониженої точки газопроводу	Сформована газова шапка визначає режим роботи перекачувального обладнання в циклах	Рідинна складова рухається у вигляді пробки через висхідну ділянку, змінюючи структуру на розшаровану у низхідній	Рідина чинить додатковий опір під час перекачування, рухаючись у вигляді плівки	Газ зменшує в'язкість суміші, зменшуючи енерговитрати на прокачування	На висхідних ділянках формується кільцевий рух, на низхідних – пробковий

Продовження таблиці 2.5

4 Вибір типу способу відведення забруднень з порожнини трубопроводу і опис принципу дії								
періодичний – відведення рідини з порожнини	періодичний – стравлювання газу з газової шапки	періодичний – відведення найбільш щільних забруднень	періодичний – відведення рідини з порожнини	періодичний – стравлювання газу з газової шапки	періодичний – відведення найбільш щільних забруднень	постійний – розрив плівки рідини і її відведення	для шлейфів свердловин відводити газ недоцільно	постійний – розрив плівки рідини і її відведення
5 Визначення переліку способів відведення забруднень								
1 Дренажна трубка 2 Швидкісний потік 3 Пропускання поршнів	1 Дренажна труб- ка для стравлю- вання газу на наступні ділянки 2 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка 2 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка 2 Швидкісний потік 3 Пропускання поршнів	1 Дренажна трубка для стравлювання газу на наступні ділянки	1 Дренажна трубка 2 Пропускання поршнів	1 Дрип за принципом дії розширювальн ої камери	1 Пропускання поршнів	1 Дрип за принципом дії розширювальної камери

Висновки до розділу 2

1. Проаналізовано особливості трубопроводів на нафтогазопромислових площах, які формують систему для збору нафтогазопромислової продукції. Визначено, що такі трубопроводи перекачують здебільшого багатофазове середовище, оскільки їх режими роботи описуються широким діапазоном чисел Фруда, Рейнольдса та різним об'ємним газовмістом.

2. Визначено, що широкий діапазон критеріїв подібності, які описують рух течії в трубопроводах газозбірної та продуктозбірної систем, притаманний різним формам руху газорідного потоку з широким діапазоном вмісту природного та зв'язаного газу в складі суміші.

3. Представлено алгоритм визначення структурної форми руху газорідного потоку, оцінки його типу (за основним перекачуваним продуктом) і однорідності, визначення параметрів гідравлічного стану: – номінальних і дійсних втрат тиску під час збору та транспортування продукції, які зумовлюють різні значення кінцевого тиску на досліджуваних ділянках трубопроводу.

4. На основі алгоритму визначення структурних форм руху і оцінки гідравлічного стану промислових трубопроводів, які перекачують багатофазове середовище, розроблено послідовність вибору раціональних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу за їх принципом дії. Така послідовність дозволяє відкинути завідома неефективні методи для того чи іншого типу промислових трубопроводів з подальшого аналізу.

5. Представлено результати адаптації розробленого математичного алгоритму для діючої ділянки трубопроводу, що транспортує багатофазове середовище.

6. Встановлено, що вибір оптимального заходу має проводитись на основі оцінки впливу трьох чинників, представлених нижче. А також відповідно до принципу його дії та базуючись на математичній моделі зміни структурної форми руху газорідної суміші або забруднення, яка підтверджується експериментальними дослідженнями:

– структурна форма руху суміші, під час перекачування якої формуються забруднення;

– істинний газовміст, що визначає однорідність газового чи рідинного потоку і визначає тип досліджуваного трубопроводу;

– гідравлічний стан, який зумовлює необхідність відведення рідини; а також відповідно до принципу його дії та базуючись на математичній моделі зміни структурної форми руху газорідинної суміші або забруднення, яка підтверджується експериментальними дослідженнями.

7. Визначено, що раціональним методом очистки міжпромислових газопроводів і шлейфів свердловин є пропускання очисних поршнів, застосування яких, однак, обмежується для газозбірних систем виснажених родовищ. Удосконалення конструкції таких очисних поршнів можливе лише завдяки суттєвому збільшенню їх еластичності. Це вимагає створення композиційного матеріалу, який би тримав форму, рухаючись у вигляді пробки порожниною трубопроводу із оптимальним часом проходження між початковою та кінцевою точками. Ці завдання реалізовано в експериментальних дослідженнях, представлених у наступних розділах дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОЧИСТКИ СИСТЕМИ ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПРУЖНО-ПОЛІМЕРНОЇ КОМПОЗИЦІЇ

Для виконання стендових експериментальних досліджень моделі еластичного поршня, здатного проходити місцеві звуження та опори під час очищування внутрішньої поверхні трубопроводу, розроблено «Програму із методикою стендових експериментальних досліджень пружної полімерної композиції для очистки шлейфів свердловин».

Створена композиція має виштовхувати не лише рідини з порожнини, а й утворені піщано-глинисті пробки. Це передбачає визначення їх генезису, як і генезису супутніх вод, а також визначення технології ведення ремонтно-профілактичних робіт. За цих умов її можна рекомендувати для організації та проведення заходів із очистки трубопроводу.

Причини утворення глинистих пробок пояснюються різними теоріями.

Перша: глинистий матеріал - це залишки бурового розчину. Під час будівництва свердловин і капітального ремонту час від часу виникають поглинання бурового розчину. Причиною таких поглинань є гідророзриви пластів. Отже, руйнування колектора може відбуватись за рахунок гідророзривів у привибійній зоні, що призводить до поглинання бурового розчину. Лише тривала експлуатація свердловин з високими (200-500 тис. м³/добу) дебітами унеможлиблює збереження глинистого матеріалу з бурового розчину протягом десятків років.

Друга: глинистий та глинисто-алевритовий матеріал потрапляє в свердловину і далі в шлейф в процесі руйнування глинистої складової власних порід-колекторів та, частково, за рахунок руйнування стінок свердловини, перекритих фільтрами значної потужності. Пласти-колектори характеризуються гідрофільністю, тому глиниста та глинисто-алевритова

складові повинні активно адсорбувати воду. Отже, з глинистими та глинисто-алевритовими складовими колектора відбуваються різні фізико-хімічні перетворення, що і призводить до його руйнування.

Проблема утворення та видалення глинистих і глинисто-алевритових пробок при ремонтно-профілактичних роботах не виділяється в окрему, тому цілеспрямованих заходів по їх профілактиці не існує. Вони побічно входять до комплексу видалення рідин як з вибою свердловини, так і з газозбірної системи.

Під час створення композиції використано досвід фахівців [83] із розробки і застосування рідин для глушіння, капітального ремонту свердловин протягом останніх 10 років. Він показав, що в технології ремонту важливу роль відіграє оптимальний підбір складу і параметрів рідин. Це, своєю чергою, має зменшити витрати часу та матеріалів на здійснення процесу з поточними низькими пластовими тисками, а також зменшити термін відновлення дебіту свердловин після капітального ремонту.

На даний час розроблені рецептури простих у приготуванні, малокомпонентних і недорогих рідин, які неодноразово підтвердили свою ефективність на свердловинах [72]. Рецептури рідин можуть корегуватись залежно від наявних хімічних реагентів. Наприклад, для умов Шебелинського ГКР існує необхідність включення в рецептури компоненту, що буде інгібувати процес набухання глин в пласті [55].

Визначення інгібуючої здатності фільтратів технологічних рідин проводять за стандартною методикою. А саме: проводять обкатування зразків глинистого матеріалу в досліджуваному середовищі в автоклавах, що обертаються при температурі 75-110 °С протягом 16 год; досліджують фракції з характерним розміром 3–5 мм, попередньо подрібненим, просіяним і висушеним до постійної маси.

Існують різні типи інгібуючих органічних і неорганічних реагентів: поліетиленгліколь, поліпропіленгліколь, поліалкіленгліколь, бітум,

кремнійорганічні рідини, сульфований асфальт, хлорид калію, рідке скло, вапно, синтетичні жирні кислоти тощо. Вони успішно використовуються під час буріння нестійких відкладів. Деякі з них корисно використовувати в практиці ремонтно-профілактичних робіт, що дозволить збільшити час експлуатації свердловин родовища у міжремонтний період.

Ще одним важливим компонентом є поверхнево-активні речовини (ПАР) різного походження, які, зазвичай, використовують для видалення рідин з вибою і підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин в умовах конденсації з газу важких вуглеводнів [84]. Залежно від насиченості зв'язаною водою і ступеня забруднення системи використовують водні, водометанольні, метанольні, кислотно-метанольні розчини водорозчинних ПАР (совенол, сольпен тощо).

Підсумовуючи сказане, зазначимо, що для покращення якості робіт на родовищах, в умовах одночасного прояву декількох ускладнень, потрібно використовувати спеціальні технологічні рідини, підібрані для окремих умов, з включенням до їх складу ПАР і інгібіторів. Отже, корисно поєднати властивості реагентів різного призначення в одному технологічному процесі.

3.1 Створення полімерно-пружної композиції

Для практичної реалізації поставлених цілей виготовлено пружно-полімерну композицію, склад якої описано в таблиці 3.3 [27]. В таблиці 3.1 представлено характер поведінки композиції в порожнині моделі шлейфу, визначений під час проведення попередніх експериментальних досліджень [23,31].

Вибір полімерів за їх характеристиками проводився відповідно до рекомендацій [83].

За характером поведінки для подальших досліджень обрано зразок №3. Але, оскільки під дією потенціальної енергії газу композиція втрачає форму,

прийнято рішення використати допоміжні засоби формування композиції як суцільного об'єкту (поршня) в порожнині шлейфа.

Таблиця 3.1 – Характеристика полімерів, що використано для створення пружно-полімерної композиції

№	Полімерна композиція, мас. %.	Густина а, кг/м ³	В'язкість за Брукфільдо м, СПз	Характер поведінки композиції
1	0,5	1025	86	Руйнується під дією газового потоку, поводить себе, як рідина
2	1,0	1030	92	Руйнується під дією газового потоку, розпадається на частини, що переміщуються внутрішньою порожниною труби
3	1,5	1030	99	Частково зберігає форму, поводить себе як пробка
4	2,0	1035	104	Поводить себе як неньютонівська рідина, розпадається на окремі желеподібні частини
5	2,5	1040	116	Розпадається на окремі желеподібні частини, погано переміщується у внутрішній порожнині

Як допоміжні засоби, використано речовини й об'єкти, приведені в таблиці 3.2. Характер поведінки допоміжних засобів досліджено на найбільш екстремальних режимах з точки зору розробки родовищ на завершальній стадії (низький робочий тиск, низький дебіт, що відповідає швидкості руху газу до 0,5 м/с).

Таблиця 3.2 – Допоміжні засоби для пружно-полімерної композиції

№	Назва	Характер застосування	Характер поведження під час руху	Забезпечення наданню композиції форми
1	Самоуцільнювальна манжета	Розміщується перед композицію і діє в якості поршня під впливом тиску газу	Застрягає в запірній (нерівнопрохідній) арматурі та в місцях ущільнень і переходів	частково забезпечує
2	Поршень губкового або поролонового типу	Розміщується перед композицію і діє в якості поршня під впливом тиску газу	Застрягає в місцях ущільнень і місцевих звужень	частково забезпечує
3	Оболонка із нещільного синтетичного матеріалу	Пружно-полімерна композиція розміщується в оболонку після чого запасовується через вузол вводу в порожнину моделі шлейфу	Рухається без зупинок порожниною шлейфу, не застрягає, під час руху частки композиції проходять через нещільності матеріалу, змашуючи стінки труби і забезпечуючи гладкостінний рух моделі	забезпечує

Під час планування експерименту використано такий об'єкт досліджень: пружно-полімерна композиція з 1,5 % вмістом полімеру, яку розміщено в нещільному синтетичному матеріалі, що руйнується за певний проміжок часу, для надання композиції форми.

Склад полімерно-пружної композиції для очистки шлейфів та її фізико-хімічні властивості мають відповідати даним, представленим у таблиці 3.3.

Дослідження аналогій застосування подібних пружно-полімерних поршнів встановило, що найбільш близьким за своєю суттю є технічне рішення [16]. При цьому відомий склад гелеподібного поршня для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу (який містить водорозчинний полімер

і воду), згідно з винаходом, додатково введено спінюючу поверхнево-активну речовину, а карбоксиметилцелюлоза використовується як водорозчинний полімер.

Таблиця 3.3 – Склад пружно-полімерної композиції

Об'єм для формування поршня, м ³	Вміст полімеру, %	Склад полімеру	Склад композиції	Густина композиції, кг/м ³	Довжина композиції, м	Вага композиції, кг	Об'єм, м ³
0,15	1,5	гуарова камідь, загущена боратовим зшивачем	полімер – 15 г, вода – 0,1 м ³ , зшивач – 3 мл	1040	0,25	1,56	0,15

В результаті взаємодії однорідної маси, яка містить спінюючу поверхнево-активну речовину і карбоксиметилцелюлозу з метанолом, проходить процес висолювання карбоксиметилцелюлози з утворенням пінної твердої фази. Причому при взаємодії метанолу з піною, яка утворилась із піноутворюючого розчину в процесі висолювання, 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 трубопроводами різного поперечного перерізу;
- не руйнується при зупинці роботи трубопроводу;
- низька адгезія до металу;
- в процесі руху будь-якою системою приймає форму системи, охоплюючи весь її периметр;
- після процесу очищення трубопроводу розчиняється у воді.

Для визначення часу розчинення в'язкопружного очисного поршня у воді, конденсаті та суміші води з конденсатом були проведені відповідні

лабораторні дослідження. Дослідження, проведені іншими дослідниками, зафіксували що він, залежно від концентрації, коливається в досить широких межах – від 40 до 180 хв [70].

Отже, задачею наступних експериментальних досліджень стало визначення оптимального часу проходження подібного поршня порожниною трубопроводу й апроксимація результатів в польових умовах. Залежно від типу і протяжності трубопроводу, що буде очищуватись, руйнування поршня має відбутися не раніше, ніж це передбачено проведеними дослідженнями.

3.2 Створення фізичної моделі руху поршня по трубопроводу

Роботи виконувались на лабораторній установці відповідно до вимог планування та проведення експериментальних досліджень в наступній послідовності.

1. Сформовано робочий поршень для очистки трубопроводу. Для цього помістили пружно-полімерну композицію в необхідному об'ємі в нещільний синтетичний матеріал, що слугуватиме оболонкою. Нещільність матеріалу має забезпечувати просочування частини композиції зовні оболонки для змащування стінок трубопроводу. Робочий поршень має бути циліндричної форми, як це показано на рисунку 3.1. Довжина трубопроводу складає 6,030 м, внутрішній діаметр – 0,079 м, об'єм трубопроводу – 29,542 м³. Відношення об'єму композиції до об'єму трубопроводу – 0,05. Зовнішній вигляд моделі еластичного поршня в нещільному синтетичному матеріалі представлено на рисунку 3.1.

2. Перевірено справність вентилів, герметичність прилягання з'єднань і прокладок.

3. Перевірено справність роботи компресора й ємностей для утилізації рідини, забруднень і полімеру.

4. Перед початком основного процесу досліджень моделювання руху пружно-полімерної композиції, визначено витрату газу в чистому скляному трубопроводі за умов різних режимів роботи свердловини. Змоделювати такі умови можливо за допомогою закриття вихідного крану. Для моделювання на трьох рівнях вимірювання – нижчому, середньому та вищому – кран встановлювався в трьох положеннях: мінімально відкритий, відкритий наполовину, відкритий повністю. Витрату газу визначали за показами побутового лічильника впродовж 10 секунд (рисунок 3.2). Дані вимірювань занесені до таблиці 3. 4.



Рисунок 3.1– Пружно-полімерна композиція в нещільному синтетичному матеріалі



Рисунок 3.2 – Визначення витрат газу в порожньому трубопроводі

Таблиця 3.4 – Моделювання режимів роботи свердловини та швидкісного режиму експлуатації трубопроводу

Рівень	Положення крану	Об'єм трубопроводу, м ³	Виміряна витрата, м ³ /с	Швидкість газу в трубопроводі 89 мм, м/с	Швидкість газу в трубопроводі 59 мм, м/с
Нижчий	Мінімально відкритий	0,29542	0,05	0,10206	0,183
Середній	Відкритий наполовину	0,29542	0,051	0,1041	0,187
Вищий	Відкритий повністю	0,29542	0,053	0,1082	0,194

3.3 Моделювання руху пружно-полімерної композиції

Моделювання руху пружно-полімерної композиції передбачає виконання певного алгоритму дій.

Спершу необхідно запасувати пружно-полімерну композицію в оболонці в порожнину змодельованого шлейфу через вузол вводу, для чого скрутити заглушку на початку трубопроводу (рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Пружно-полімерна композиція в нещільному синтетичному матеріалі на початку трубопроводу

Відповідно до завдання в матриці планування експерименту в «Програмі і методиці...» за допомогою насоса вводили в порожнину трубопроводу різну кількість води (0,05 л; 1,75 л; 3,5 л) по чергово (рисунок 3.4).

Процес проходження поршня порожниною змодельованого шлейфа представлено на рисунку 3.5.

При різному часі проходження пружно-полімерної композиції порожниною трубопроводу залишкова рідина була відсутня, ефективність очистки склала 100%. Дані занесено до робочої матриці 27-и експериментальних досліджень.

Аналогічно до попередніх досліджень в трубопровід за допомогою насоса вводилась різна кількість суспензоподібного розчину з води та глини (0,05 л; 1,75 л; 3,5 л) по чергово (рисунок 3.6).



Рисунок 3.4– Вода в порожнині трубопроводу



Рисунок 3.5– Проходження поршня в порожнині трубопроводу

Таблиця 3.5 – Робоча матриця планування експерименту

Номер експерименту	x_0	Значення чинників						Експериментальні значення функції відгуку				
		Умовна одиниця			Фактична величина			час проходження, с				
								об'єм залишкової рідини, дм ³				
		x_1	x_2	x_3	ω , м/с	V, м ³	тип і густина забр.	y_1	y_2	y_3	y_4	\bar{y}_u
1	+	+	+	+	1,082	0,35	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	14,64	14,65	14,62	14,63	14,635
								0,056	0,059	0,058	0,058	0,05775
2	+	0,5	+	+	1,041	0,35	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	16,27	16,26	16,23	16,25	16,2525
								0,052	0,053	0,052	0,053	0,0525
3	+	-	+	+	1,0206	0,35	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	17,79	17,77	17,80	17,78	17,785
								0,05	0,05	0,048	0,05	0,0495
4	+	+	0,5	+	1,082	0,175	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	13,03	13,00	13,06	13,02	13,0275
								0,035	0,035	0,038	0,037	0,03625
5	+	0,5	0,5	+	1,041	0,175	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	15,24	12,19	15,22	15,25	14,475
								0,033	0,03	0,032	0,032	0,03175
6	+	-	0,5	+	1,0206	0,175	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	18,06	18,00	18,08	18,05	18,0475
								0,03	0,029	0,029	0,028	0,029
7	+	+	-	+	1,082	0,005	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	12,45	12,47	12,40	12,44	12,44
								0,005	0,005	0,005	0,005	0,005

Продовження таблиці 3. 5

Номер експерименту	x_0	Значення чинників						Експериментальні значення функції відгуку				
		Умовна одиниця			Фактична величина			час проходження, с				
								об'єм залишкової рідини, м ³				
		x_1	x_2	x_3	ω , м/с	V, м ³	тип і густина забр.	y_1	y_2	y_3	y_4	\bar{y}_u
8	+	0,5	-	+	1,041	0,005	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	14,17	14,10	14,15	14,20	14,155
								0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
9	+	-	-	+	1,0206	0,005	суспензія $\rho=1200$ кг/м ³	16,87	16,85	16,85	16,82	16,8475
								0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
10	+	+	+	0,5	1,082	0,35	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	12,91	12,95	12,90	12,89	12,9125
								0,0035	0,0033	0,0032	0,0032	0,0033
11	+	0,5	+	0,5	1,041	0,35	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	15,43	15,40	15,41	15,45	15,4225
								0,0033	0,0032	0,0031	0,0032	0,0032
12	+	-	+	0,5	1,0206	0,35	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	16,75	16,77	16,72	16,75	16,7475
								0,0031	0,003	0,003	0,0032	0,003075
13	+	+	0,5	0,5	1,082	0,175	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	11,13	11,10	11,13	11,15	11,1275
								0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,00265
14	+	0,5	0,5	0,5	1,041	0,175	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	13,22	13,19	13,20	13,25	13,215
								0,0028	0,0026	0,0026	0,0026	0,00265
15	+	-	0,5	0,5	1,0206	0,175	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	15,60	16,66	15,62	15,63	15,8775
								0,0027	0,0025	0,0026	0,0026	0,0026

Продовження таблиці 3. 5

Номер експерименту	x_0	Значення чинників						Експериментальні значення функції відгуку				
		Умовна одиниця			Фактична величина			час проходження, с				
								об'єм залишкової рідини, м ³				
		x_1	x_2	x_3	ω , м/с	V, м ³	тип і густина забр.	y_1	y_2	y_3	y_4	\bar{y}_u
16	+	+	-	0,5	1,082	0,005	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	11,74	11,77	11,75	11,70	11,74
								0	0	0	0	0
17	+	0,5	-	0,5	1,041	0,005	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	12,81	12,80	12,79	12,84	12,81
								0	0	0	0	0
18	+	-	-	0,5	1,0206	0,005	вода+глина $\rho=1200$ кг/м ³	14,25	14,22	14,25	14,20	14,23
								0	0	0	0	0
19	+	+	+	-	1,082	0,35	вода $\rho=1200$ кг/м ³	12,25	12,20	12,22	12,23	12,225
								0	0	0	0	0
20	+	0,5	+	-	1,041	0,35	вода $\rho=1200$ кг/м ³	14,91	14,88	14,90	14,93	14,905
								0	0	0	0	0
21	+	-	+	-	1,0206	0,35	вода $\rho=1200$ кг/м ³	16,48	16,45	16,50	16,51	16,485
								0	0	0	0	0
22	+	+	0,5	-	1,082	0,175	вода $\rho=1200$ кг/м ³	9,98	10,00	10,02	9,95	9,9875
								0	0	0	0	0

Кінець таблиці 3. 5

Номер експерименту	x_0	Значення чинників						Експериментальні значення функції відгуку				
		Умовна одиниця			Фактична величина			час проходження, с				
								об'єм залишкової рідини, м ³				
		x_1	x_2	x_3	ω , м/с	V, м ³	тип і густина забр.	y_1	y_2	y_3	y_4	\bar{y}_u
23	+	0,5	0,5	-	1,041	0,175	вода $\rho=1200$ кг/м ³	11,78	11,80	11,73	11,75	11,765
								0	0	0	0	0
24	+	-	0,5	-	1,0206	0,175	вода $\rho=1200$ кг/м ³	12,50	12,53	12,52	12,47	12,505
								0	0	0	0	0
25	+	+	-	-	1,082	0,005	вода $\rho=1200$ кг/м ³	10,97	10,90	10,95	11,00	10,955
								0	0	0	0	0
26	+	0,5	-	-	1,041	0,005	вода $\rho=1200$ кг/м ³	11,03	11,00	11,01	10,99	11,0075
								0	0	0	0	0
27	+	-	-	-	1,0206	0,005	вода $\rho=1200$ кг/м ³	12,50	12,49	12,47	12,53	12,4975
								0	0	0	0	0



Рисунок 3.6 – Розчин із води і глини в порожнині трубопроводу

Під час досліду фіксувався час проходження композиції та об'єм рідини, що залишалася в трубопроводі. Дані про винесення суспензоподібного розчину та залишок його в порожнині трубопроводу, а також час проходження композиції порожниною змодельованого шлейфа занесені до робочої матриці планування експерименту (таблиця 3.5).

3.4 Моделювання роботи діючого шлейфа з агресивними умовами експлуатації

В якості установки використано таку ж модель шлейфа, що і для попереднього досліду. В трубопровід засипали 1 кг сухого бариту густиною 4200 кг/м^3 , що моделює підвищену шорсткість труб (рисунок 3.7). Довжина трубопроводу склала 6,30 м.

Результати проведення експериментальних досліджень занесені до таблиці 3.6 (відповідно до часу виконання).



Рисунок 3.7 – Наявність сухого бариту в трубопроводі

В сухій трубі поршень рухається лише на низхідній ділянці, досягаючи бариту – зупиняється. При додаванні перед поршнем 0,5 л води, що становить третину об'єму пружно-полімерної композиції, поршень утворює перед собою баритово-водну пробку і не рухається далі. При додаванні води перед поршнем в об'ємі, що дорівнює об'єму пружно-полімерної композиції, – поршень проходить порожнину трубопроводу за 23,91 с. Процес показано на рисунку 3.8.

Результат дослідження свідчить про необхідність створення двофазової композиції, оскільки без змочування сухої шорхуватої стінки трубопроводу водою відбувається застрягання пружно-полімерної композиції (поршня) порожниною трубопроводу. Попереду композиції повинна рухатись рідина (технічна вода), що змочуватиме стінки труби для зменшення шорсткості та створення гладкостінного режиму руху.

Таблиця 3.6 – Дослідження ефективності очистки шлейфа, що працює в агресивних умовах

Час проведення досліджень	Об'єм води в трубопроводі, м ³	Швидкість руху газу, м/с	Час проходження полімерної композиції	Факт проходження
12:00	0	1,082	не визначався	Поршень утворює баритову пробку
12:30	0,05	1,082	не визначався	Поршень утворює баритово-водну пробку
13:0	0,175	0,252	23,91	Поршень виштовхує барит із водою



Рисунок 3.8 – Пробка в порожнині трубопроводу

3.5 Експериментальні дослідження з розробленням математичної регресійної моделі

Відповідно до програми та методики проведення експериментальних досліджень і даних звіту про їх проведення завданням математичного моделювання є:

– час проходження пружно-полімерної композиції порожниною трубопроводу, с;

– коефіцієнт очистки порожнини труби від накопичених забруднень.

Вихідні дані:

Кількість рівнів – 3 (нижній, середній, верхній).

Загальна кількість дослідів – 27.

Режим роботи – ізотермічний, умовно-стаціонарний ізобаричний.

Робоча матриця планування експерименту (таблиця 3.5) і результати розрахунку робочих дисперсій у робочій матриці (таблиця 3.7).

За результатами проведення експерименту необхідно знайти математичну модель об'єкта дослідження – рівняння, яке зв'язує показники процесу з чинниками, що діють на нього[23, 81].

$$y = \varphi(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad (3.1)$$

для випадку, що розглядається: $t = f(V_{забр}, q, \rho_{забр})$

де t – час проходження пружно-полімерної композиції порожниною трубопроводу, с; $V_{забр}$ – об'єм забруднень різного типу в порожнині трубопроводу, м³; q – продуктивність свердловини, м³/с; ρ – густина забруднень, кг/м³.

За середніми значеннями функції відгуку відшукуємо рівняння лінійної моделі або рівняння регресії:

$$y = b_0x + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3. \quad (3.2)$$

Таблиця 3.7 – Робоча матриця планування експерименту з розрахунковими змінними

№ досліджу	Умовні одиниці			Фактичні величини			Виміряні значення функції відгуку: час проходження, с				Дослідна змінна стану	Рядкові дисперсії	Розрах. змінна стану
	x_1	x_2	x_3	Швидкість, зумовлена витратою газу ω , м/с	Об'єм забруднень в трубі, V, м ³	Тип і відповідна густина забруднень, кг/м ³	y_1	y_2	y_3	y_4			
1	+	+	+	1,82	0,35	0,12	16,85	17,25	17,35	16,95	17,1	0,05666667	17,11754
2	0,5	+	+	1,41	0,35	0,12	17,45	17,15	17,05	17,6	17,3125	0,065625	17,52141
3	-	+	+	1,206	0,35	0,12	18,8	18,2	18,3	18,65	18,4875	0,080625	18,73300
4	+	0,5	+	1,82	0,175	0,12	16,85	16,15	16,75	16,45	16,55	0,1	16,69782
5	0,5	0,5	+	1,41	0,175	0,12	16,75	16,65	17,3	17,1	16,95	0,09166667	17,10168
6	-	0,5	+	1,206	0,175	0,12	18,3	18,4	17,75	18,6	18,2625	0,13229167	18,31328
7	+	-	+	1,82	0,005	0,12	15	15,05	15,55	15,45	15,2625	0,07729167	15,43865
8	0,5	-	+	1,41	0,005	0,12	15,5	15,95	16,05	15,45	15,7375	0,09395833	15,84252
9	-	-	+	1,206	0,005	0,12	17,15	16,65	16,7	17,25	16,9375	0,09395833	17,05412
10	+	+	0,5	1,82	0,35	0,11	16,27	16,68	16,78	16,05	16,445	0,11803333	16,69287

Продовження таблиці 3.7

№ дослідю	Умовні одиниці			Фактичні величини			Виміряні значення функції відгуку: час проходження, с				Дослідна змінна стану	Рядкові дисперсії	Розрах. змінна стану
	x ₁	x ₂	x ₃	Швидкість, зумовлена витратою газу ω, м/с	Об'єм забруднень в трубі, V, м ³	Тип і відповідна густина забруднень, кг/м ³	y ₁	y ₂	y ₃	y ₄	\bar{y}_u	S_u^2	\tilde{y}_u
11	0,5	+	0,5	1,41	0,35	0,11	17,15	16,55	17,05	16,65	16,85	0,08666667	17,09673
12	-	+	0,5	1,206	0,35	0,11	18,17	18,06	17,54	17,86	17,9075	0,07649167	18,30833
13	+	0,5	0,5	1,82	0,175	0,11	16,05	16,55	15,95	16,45	16,25	0,08666667	16,27314
15	-	0,5	0,5	1,206	0,175	0,11	16,5	16,75	16,6	16,02	16,4675	0,09955833	16,67701
16	+	-	0,5	1,82	0,005	0,11	17,68	17,85	17,45	17,15	17,5325	0,09189167	17,88861
17	0,5	-	0,5	1,41	0,005	0,11	14,44	14,86	14,95	14,28	14,6325	0,104625	15,01398
18	-	-	0,5	1,206	0,005	0,11	15,1	15,05	15,75	15,58	15,37	0,12126667	15,41784
19	+	+	-	1,82	0,35	0,1	16,85	16,25	16,45	16,95	16,625	0,10916667	16,62944
20	0,5	+	-	1,41	0,35	0,1	15,1	15,38	15,59	15	15,2675	0,07209167	15,41884
21	-	+	-	1,206	0,35	0,1	15,42	15,98	15,94	15,25	15,6475	0,13529167	15,82270

Кінець таблиці 3.7

№ досліду	Умовні одиниці			Фактичні величини			Виміряні значення функції відгуку: час проходження, с				Дослідна змінна стану	Рядкові дисперсії	Розрах. змінна стану
	x ₁	x ₂	x ₃	Швидкість, зумовлена витратою газу ω, м/с	Об'єм забруднень в трубі, V, м ³	Тип і відповідна густина забруднень, кг/м ³	y ₁	y ₂	y ₃	y ₄			
22	+	0,5	-	1,82	0,175	0,1	17,4	17,05	16,35	16,95	16,9375	0,190625	17,03430
23	0,5	0,5	-	1,41	0,175	0,1	15,16	15,08	15,12	14,35	14,9275	0,14929167	14,99912
24	-	0,5	-	1,206	0,175	0,1	15,1	15,65	15,5	15,15	15,35	0,07166667	15,40298
25	+	-	-	1,82	0,005	0,1	16,35	16,25	16,8	16,7	16,525	0,07083333	16,61458
26	0,5	-	-	1,41	0,005	0,1	13,45	13,4	13,8	13,95	13,65	0,07166667	13,73995
27	-	-	-	1,206	0,005	0,1	13,75	14,35	14	14,25	14,0875	0,07229167	14,14381

Коефіцієнти рівняння визначаємо за формулою:

$$b_n = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{nu} \bar{y}_u, \quad (3.3)$$

де N – число рядків матриці планування.

Коефіцієнти рівняння регресії, визначені за формулою (3.3), зведено до таблиці (3.8).

Після визначення коефіцієнтів рівняння регресії проводимо статистичний аналіз [74] рівняння регресії, що складається з трьох етапів:

- оцінки дисперсії відтворення або помилки експерименту;
- оцінки значимості коефіцієнтів рівняння регресії;
- оцінки адекватності моделі.

Помилку досліду або дисперсію відтворення s_0^2 оцінюємо за паралельними дослідями. Перед розрахунком помилки досліду необхідно, найперше, переконатися, що розсіювання результатів дослідів не перевищує певного значення. Для цього розраховуємо рядкові дисперсії s_u^2 і перевіряємо їх однорідність [49]. Розрахунок проводимо за формулою:

$$s_u^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{k=1}^m (y_{uk} - \bar{y}_k)^2, \quad (3.4)$$

де m – число паралельних дослідів.

Рядкові дисперсії представлені в таблиці 3.7 відповідно до значення середньої величини дослідної змінної стану за чотирма паралельними дослідями [3].

Таблиця 3.8 – Коефіцієнти лінійного рівняння регресії

Коефіцієнт фіктивної змінної, b_0	b_1	b_2	b_3	Кількість вхідних чинників
16,23648	-0,807731481	0,839444	0,849352	3

Перевірити однорідність дисперсії S_u^2 можна за критерієм Кохнера, розрахункове значення якого становить [58]:

$$G_p = \frac{S_{u \max}^2}{\sum_{u=1}^N S_u^2}, \quad (3.5)$$

де $S_{u \max}^2$ – максимальне значення розрахованих рядкових дисперсій; $\sum_{u=1}^N S_u^2$ –

сума всіх дисперсій за N рядками матриці планування.

Якщо виконується умова:

$$G_p < G_T, \quad (3.6)$$

то гіпотеза про однорідність дисперсії справедлива.

Величину G_T знаходимо за таблицею 8.6 у [38]. Для чисел ступенів свободи $f_1 = m - 1 = 4 - 1 = 3$ і $f_2 = N = 27$ та при 5 % значимості (у технічних розрахунках приймають 5% рівень значимості) $G_T = 0,175$. Результати перевірки умови однорідності дисперсій зведено до таблиці 3.9.

Таблиця 3.9– Результати перевірки умови однорідності дисперсій

Максимальне значення з рядкових дисперсій	Сума всіх дисперсій відтворення	Розрахунковий критерій Кохрена	Теоретичний критерій Кохрена	Виконання умови
0,190625	2,5825	0,073	0,175	Умова щодо однорідності дисперсій приймається

Оскільки у нашому випадку дисперсія однорідна, так як $G_p < G_T$, отже, можемо визначити помилку експерименту S_0^2 за формулою:

$$S_0^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2 = \frac{2,5825}{27} = 0,09565. \quad (3.7)$$

Середньоквадратичне відхилення, або похибка відтворюваності:

$$S_0 = \sqrt{S_0^2} = \sqrt{0,09565} = 0,31. \quad (3.8)$$

Отже, для умов проведення дослідів похибка відтворюваності не перевищує 0,31 секунд для трубопроводу довжиною 6,3 м (або 0,05 секунди на 1 метр трубопроводу).

На другому етапі аналізу рівняння регресії виконуємо перевірку значимості коефіцієнтів рівняння регресії. Для оцінки впливу чинників на змінну стану перевіряємо значимість кожного коефіцієнта двома рівноцінними способами. В обох випадках спершу визначаємо дисперсію коефіцієнтів регресії за формулою:

$$S_{bn}^2 = \frac{S_0^2}{Nm} = \frac{0,31}{27 \cdot 4} = 8,86 \cdot 10^{-4}. \quad (3.9)$$

За першим способом значимість коефіцієнтів регресії оцінюємо за критерієм Стюдента, розрахункове значення якого рівне [57]:

$$t_{np} = \frac{|b_n|}{\sqrt{S_{bn}^2}}. \quad (3.10)$$

Тоді значимість коефіцієнтів регресії оцінюють порівнюючи розрахункові t_{np} і табличне t_T значення критерію Стюдента. Якщо

$$t_{np} > t_T, \quad (3.11)$$

то n -й коефіцієнт вважається значимим.

Величину t_T знаходимо за таблицею 8.7 в [38].

Для числа степенів свободи $f_0 = N(m-1) = 27 \cdot (4-1) = 81$ та при 5% значимості табличне значення критерію Стюдента рівне $t_T = 1,995$. Якщо умова (3.11) виконується для кожного коефіцієнта регресії, то всі вони вважаються значимими.

За другим способом перевірки значимості коефіцієнтів регресії використовують довірчий інтервал Δb_n , який, внаслідок рівності S_{b_n} для всіх коефіцієнтів регресії, буде однаковим для всіх b_n [83]:

$$\Delta b_n = \pm \sqrt{S_{b_n}^2}, \quad (3.12)$$

Тоді значимість оцінюють, порівнюючи абсолютні значення коефіцієнта регресії та довірчого інтервалу

$$|b_n| > |\Delta b_n|, \quad (3.13)$$

Якщо умова (3.13) виконується для кожного коефіцієнта, то всі вони вважаються значимими. Результати перевірки значимості коефіцієнтів лінійного рівняння регресії зведено до таблиці 3.10.

Таблиця 3.10– Результати перевірки значимості коефіцієнтів регресії

Коефіцієнт фіктивної змінної, b_0	b_1	b_2	b_3
16,23648	0,807731481	0,839444	0,849352
Дисперсія коефіцієнта регресії, S_{b_0}	S_{b_1}	S_{b_2}	S_{b_3}
$8,86 \cdot 10^{-4}$	$8,86 \cdot 10^{-4}$	$8,86 \cdot 10^{-4}$	$8,86 \cdot 10^{-4}$
Розрахунковий коефіцієнт Стьюдента $t_{b_{0p}}$	$t_{b_{1p}}$	$t_{b_{2p}}$	$t_{b_{3p}}$
545,5889	27,14192241	28,20756	28,54048
Теоретичний коефіцієнт Стьюдента $t_{b_{0T}}$	$t_{b_{1T}}$	$t_{b_{2T}}$	$t_{b_{3T}}$
1,995	1,995	1,995	1,995
Довірчий інтервал Δb_0	Δb_1	Δb_2	Δb_3
$\pm 0,03$	$\pm 0,03$	$\pm 0,03$	$\pm 0,03$

Як видно із даних таблиці 3.10, обидві умови перевірки значимості коефіцієнтів регресії виконуються.

Третій етап аналізу рівняння регресії – це перевірка його адекватності.

Придатність лінійного рівняння для розв'язання задачі пошуку області оптимуму (оптимум – сукупність найсприятливіших умов) перевіряємо порівнянням двох дисперсій – адекватності S_{ad}^2 та помилки досліду S_0^2 .

Дисперсія адекватності показує розсіювання середніх дослідних даних змінної стану \bar{y}_u відносно тих значень змінної стану \tilde{y}_u , які розраховуються за отриманим рівнянням регресії, розрахованим за формулою[40]:

$$S_{ad}^2 = \frac{m}{N-l} \sum_{u=1}^N (\bar{y}_u - \tilde{y}_u)^2, \quad (3.14)$$

де l – число членів у рівнянні регресії, що залишилися після перевірки їх значимості.

Визначають значення змінної стану \tilde{y}_u для кожного рядка за отриманими коефіцієнтами рівняння регресії (таблиця 3.8).

Адекватність перевіряємо оцінкою співвідношення:

$$F_p = \frac{S_{ad}^2}{S_0^2}, \quad (3.15)$$

за критерієм Фішера

$$F_p < F_T. \quad (3.16)$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ad} = N - l = 27 - 4 = 23$ та $f_0 = N(m - 1) = 27 \cdot (4 - 1) = 81$ і при 5% значимості знаходимо за таблицею 8.8 у[11]: $F_T = 1.65$.

Результати оцінки придатності розробленої моделі для пошуку області оптимуму зведені до таблиці 3.11.

Як видно із таблиці 3.11, умова (3.16) виконується. Отже, лінійне рівняння регресії з його значимими коефіцієнтами є адекватними. Тобто розсіювання експериментальних даних змінної стану відносно рівняння регресії має такий же порядок, як і розсіювання, спричинене випадковими змінами в об'ємі дослідження (помилка досліду).

Запишемо рівняння регресії з його коефіцієнтами, враховуючи нелінійність – ефект взаємодії чинників і критерій, який оцінює границі дослідження [70].

Таблиця 3.11 – Результати перевірки адекватності математичної моделі руху пружно-полімерної композиції порожниною трубопроводу

Помилка дослідів S_0^2	Квадратичне відхилення, S_0	Дисперсія адекватності, $S_{ад}^2$	Розрахунковий критерій Фішера	Табличний критерій Фішера
0,0956	0,31	0,158	1,63	1,65

А саме: відношення часу проходження композиції по трубі із визначеною технічною характеристикою:

$$\frac{t}{l} = 16,24 - 0,81\omega(q) + 0,84V_{забр} + 0,85\rho_{забр}, \quad (3.17)$$

де l – довжина досліджуваного трубопроводу, м.

Висновки до розділу 3

У результаті проведення стендових досліджень, встановлено що:

1. Пружно-полімерна композиція на основі 1,5% полімеру (гуарова камідь, загущена боратовим зшивачем), що за об'ємом становить двадцятину частину об'єму очищуваного трубопроводу, ефективно очищає гладкостінний трубопровід (еквівалентною шорсткістю 0,015 мм).

2. За робочою матрицею планування експерименту розроблені рівняння регресії, що описують процес проходження поршня порожниною трубопроводу.

3. Пружно-полімерна композиція повинна розміщуватись в оболонці, що формуватиме циліндричну форму. Оболонка повинна бути нещільною, але доволі міцною, щоб уникнути розривів під час проходження порожниною

діючого шлейфа свердловин. Оболонка повинна мати органічне походження, оскільки приймання пружно-полімерної композиції на УКПГ буде проводитись після проходження блоку вхідних ниток в геологічному сепараторі або в одному з сепараторів I ступені. Оболонка має руйнуватись після певного часу контакту з рідиною в сепараторі.

4. У промислових умовах, особливо при проходженні висхідних «сухих» ділянок шлейфів свердловин, можливе застрягання пружно-полімерної композиції в порожнині шлейфу. Тому технологія очистки діючого шлейфу свердловини має передбачати використання поршня, що складатиметься із двох частин: I – пружно-полімерна композиція в оболонці (штовхаючий пристрій); II – технічна вода із додаванням поверхнево-активних (миючих або слизьких) речовин та інгібітору корозії (речовина, яку штовхають).

Крім того, швидкість руху поршня в промислових умовах, залежно від шорсткості трубопроводу, знизиться вчетверо (згідно з результатами досліджень для моделі шлейфа, що працює в агресивних умовах). До рівняння регресії слід внести корективи. Корелюючий коефіцієнт для оцінки швидкості поршня становитиме – 0,25, а для оцінки часу проходження – 4.

Час саморуйнування оболонки пружно-полімерної композиції має бути не меншим розрахованого часу за рівняннями регресії.

5. Систематизовано дані проведеного чинникового експерименту щодо поведінки пружно-полімерної композиції під час очищування гладкостінного трубопроводу. За результатами аналізу отримано математичну регресійну модель руху композиції, яка зв'язує час її проходження порожниною ділянки з певною технічною характеристикою: зі швидкістю газового потоку, орієнтовним обсягом забруднень і їх типом в порожнині газопроводу.

РОЗДІЛ 4

ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ШЛЕЙФІВ СВЕРДЛОВИН ПРИ ВИКОРИСТАННІ КОМПОЗИЦІЙНИХ МАТЕРІАЛІВ

Шлейф свердловини є чи не найважливішою ланкою в процесі транспортування газу від гирла свердловини до пункту його передачі (точки підключення до магістрального газопроводу, споживача тощо). Газ, що поступає з свердловини до порожнини шлейфа, не проходить жодних ступенів очистки, і несе з собою певну кількість наявних у газовому потоці механічних домішок і рідини. Отже, шлейф працює в агресивних умовах, зазвичай із наявними термодинамічними та швидкісними умовами конденсації рідини з газового потоку та сприятливими умовами для утворення гідратів.

На початковому етапі експлуатації родовищ спроектований шлейф, зазвичай, працює в умовах повного завантаження. Це не дозволяє проходити процесу осадження рідини та твердих відкладів у його порожнині. Надалі завантаження шлейфу поступово зменшується, відповідно зменшуються і швидкості, що спричиняє поступове заповнення понижених місць траси шлейфу свердловини. Такі понижені місця трасою шлейфа є осередками збору рідини. Об'єм забруднень у них за умов квазістаціонарного режиму роботи поступово збільшується до критичної величини. Після її досягнення відбувається перерозподіл мас рідини між сусідніми за напрямком руху газу найнижчими точками трубопроводу. Якщо остання заповнена ділянка є суміжною з установкою комплексної або попередньої підготовки газу, то процес перерозподілу мас рідини носитиме характер залпового викиду до обладнання установок.

На завершальній стадії експлуатації родовищ процес заповнення всіх природних пасток рідини трасою шлейфа завершено і рідина знаходиться в стані спокою, оскільки швидкісний режим експлуатації шлейфу не спонукає відчутних коливань її дзеркала. Такий об'єм рідини у її природній пастці є

нормальним (незменшуваним) для поточного режиму роботи і сам він є причиною збільшених втрат тиску під час транспортування газу – надлишкових втрат тиску через наявність рідини.

Експлуатація шлейфу свердловини за таких умов є неефективною, а надлишкові втрати тиску – основним чинником впливу на рівень величини тиску на гирлі свердловини і, відповідно, на її дебіт.

Робота спрямована на розроблення алгоритму оцінки ефективності роботи шлейфів свердловин виснажених родовищ на основі простих чинникових експериментальних досліджень і розробку заходів підвищення коефіцієнту гідравлічної ефективності шлейфів.

Оскільки за своєю суттю шлейф свердловини є газопроводом, що транспортує газ від гирла до установки його підготовки, то процеси в його порожнині описуватимуться основними рівняння газової динаміки:

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\lambda\rho\omega^2}{2D} - \rho g \frac{dH}{dx} \quad [51],$$

$$c^2 \cdot \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} = -\frac{\partial P}{\partial t} \quad [14], \quad (4.1)$$

$$P \cdot V = z \cdot R_z \cdot T \quad [48],$$

де $\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t}$ – швидкість зміни кількості руху в часі (відображає нестационарність потоку газу); $\frac{\partial(\rho\omega^2)}{\partial x}$ – інтенсивність зміни кількості руху трасою газопроводу; $\frac{\partial P}{\partial x}$ – градієнт тиску (визначає головну рушійну силу газу, характеризує дію тиску на одиницю маси потоку); $\frac{\lambda\rho\omega^2}{2D}$ – сила тертя потоку до стінки труби й опору, що утворюють забруднення в порожнині газопроводу (втрати енергії на тертя); $\rho g \frac{dH}{dx}$ – гравітаційні втрати, що відображають дію сили тяжіння під час руху газу трасою рельєфного газопроводу; p , T , ρ , ω – середні значення по перерізу труби тиску, температури, густини та швидкості газового потоку відповідно; z – коефіцієнт стисливості газу; R_z – газова стала; λ – коефіцієнт

гідравлічного опору; D – діаметр газопроводу; H – геометрична висота центра тяжіння елемента об'єму газу, що розглядається; g – прискорення вільного падіння; x – координата вздовж осі труби; t – час [85].

Складові цих рівнянь є апріорною інформацією для обрання чинників дії на коефіцієнт гідравлічного опору ділянки шлейфу. Зростання його значення свідчить про величину обсягу рідини в природній пастці. Аналіз цієї інформації дає змогу побудувати кібернетичну модель процесу накопичення рідини в порожнині труби. Її суть полягає в тому, що на зростання втрат тиску на тертя і в місцевих опорах, що утворюють забруднення в порожнині газопроводу діятимуть зміна режиму роботи досліджуваної ділянки і рельєф місцевості, трасою якої прокладено шлейф.

Чинниковий експеримент полягав у розрахунку коефіцієнту гідравлічного опору для кожного зі шлейфів в умовах поточного режиму роботи рельєфного шлейфу свердловини за параметричним діагностуванням гідравлічного стану – заміром та обробкою параметрів його режиму роботи. Базою обрано шлейфи Пасічнянського промислу ПАТ «Укрнафта». Картина розподілу значень втрат тиску для обраних шлейфів відповідає даним рисунку 4.1. Вони свідчать, що лише 2% усіх шлейфів свердловин, обстежених під час проведення експериментальних досліджень, працюють у задовільному режимі (тобто без надлишкових втрат тиску). Понад половини обстежених – з втратами тиску більше, ніж $0,5 \text{ кгс/см}^2/\text{км}$ (з них 41% – понад $1 \text{ кгс/см}^2/\text{км}$). Враховуючи, що робочий тиск для більшості перевірених родовищ коливався в межах від 2 до 23 ат, такі значення є суттєвими і спонукають розробників до впровадження заходів щодо звільнення від накопиченої рідини порожнини шлейфу.

Розробка заходів щодо покращення ефективності роботи шлейфів також проводилась на відборі й аналізі апріорної інформації.

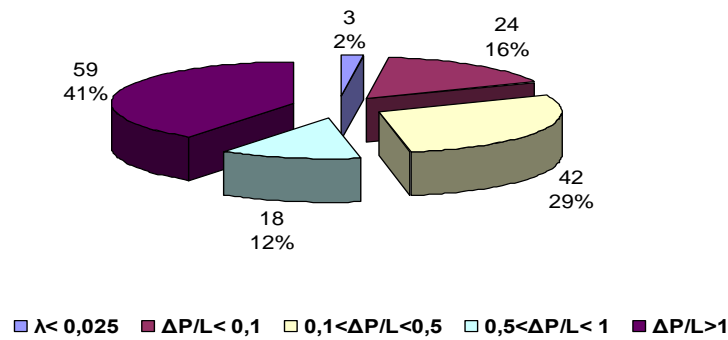


Рисунок 4.1 – Розподіл по шлейфам величини відносного падіння тиску на одиницю довжини (км)

4.1 Алгоритм очистки ділянки труби еластичними (пружно-полімерними) поршнями.

Очистка ділянок газопроводів і шлейфів свердловин у такий спосіб усуває необхідність спорудження камер запуску та прийому очисних пристроїв, а за ефективністю не поступається очистці еластичними поршнями-кулями.

Головним завданням під час проведення очисних операцій є забезпечення оптимальної швидкості пінного потоку, що діятиме на рідину в її природній пастці. При цьому дзеркало рідини буде постійно зменшуватись. Це впливатиме на зміну швидкості, необхідної для її винесення.

Розглянемо сегмент труби, зайнятий рідиною, над яким проходить щільний потік піни, швидкість останньої запишемо як відношення витрати піни Q до площі вільного сегменту S_1 .

$$u = \frac{Q}{S_1} \quad (4.2)$$

Об'єм труби, не зайнятий забрудненнями (вільний сегмент), є різницею між геометричним об'ємом природної пастки рідини та об'ємом забруднень на її нижній твірній. З іншого боку, об'єм вільного сегменту буде добутком його площі на довжину дзеркала рідини.

Запишемо об'єм забруднень, як певну ступінь заповнення геометричного об'єму трубопроводу – a і, вирішуючи обернену задачу, отримаємо значення площі вільного сегменту:

$$S_1 = \frac{V_{геом} - V_{забр}}{L_{дз}} = \frac{V_{геом}(1-a)}{L_{дз}} = \frac{\pi D^2}{4}(1-a), \quad (4.3)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу, м; a – ступінь заповнення геометричного об'єму природної пастки рідиною, що залежить від режиму роботи шлейфу свердловини та рельєфу ділянки з природною пасткою рідини [10].

Проведення очистки шлейфів свердловин вимагає розроблення інструкцій і планів робіт із урахуванням відповідних підготовчих робіт. Це: приготування розчину піноутворювача; монтування піногенератора до виходу шлейфа, який буде очищуватись, на блоці вхідних ниток УКПГ; приєднання компресорної установки та промивного агрегату тощо. Крім того, до та після очистки шлейфів свердловин слід провести контрольні заміри дебіту свердловини та тиску на її гирлі і на блоці вхідних ниток УКПГ для визначення змін коефіцієнту гідравлічної ефективності.

Алгоритм впровадження способу врізки дрипу (дренажних трубок) передбачає:

- визначення гідравлічної ефективності газопроводу й орієнтовного об'єму забруднень його ділянок;
- визначення місць імовірного накопичення рідини;
- визначення найнижчої точки траси газопроводу в природній пастці рідини, що є найбільш імовірною для накопичення рідини (переходи через яри, балки, заплави річок, тощо).

Головним завданням при реалізації цього способу є більш точне визначення місць встановлення пристроїв для відведення рідини з порожнини газопроводу. Його здійснюють шляхом пошуку понижених місць трасою газопроводу. Такі місця визначають на основі аналізу повздовжнього профілю, який будують геодезичними методами на стадії інженерних

вишукувань газопроводів або на стадії паспортизації вже побудованих газопроводів. Для визначення найнижчого місця в природній пастці рідини слід застосувати традиційні геодезичні прилади: технічні теодоліти та тахеометричні рейки або сучасні системи GPS.

Кожне родовище, кожна свердловина мають свій унікальний режим роботи. Робота шлейфів свердловин родовищ також відрізняється між собою. Отже, і застосування того чи іншого з запропонованих шляхів очистки порожнини шлейфів від накопичених забруднень має базуватись на тотальному моніторингу режиму роботи системи «уста свердловини – УКПГ».

Аналітичні розрахунки мають скласти базу для розроблення нормативних документів на рівні інструкцій, методик, в яких викладатиметься алгоритм проведення операцій. Крім того, дотримання розрахункових параметрів дозволить значно підвищити ефективність того чи іншого способу очистки шлейфів свердловин.

Коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу є функцією відклику на зміну тиску, температури та швидкості газового потоку. Враховуючи це, до та після очищення внутрішньої порожнини шлейфа відбудеться його відповідна зміна, а, отже, і відповідна зміна об'єму забруднень в порожнині труби. Таким чином, коефіцієнт очищення внутрішньої порожнини можна записати як відношення об'єму забруднень у порожнині трубопроводу до та після проведення очисних операцій:

$$k_{оч} = \frac{V_{забр}^{до} - V_{забр}^{після}}{V_{забр}^{до}}. \quad (4.4)$$

де $V_{забр}^{до}$, $V_{забр}^{після}$ – розрахунковий об'єм забруднень до та після проведення операцій з очистки шлейфа свердловини, що визначається за формулою (4.7).

Чим ближчий коефіцієнт очищення до одиниці, тим ефективніше проведення очищення внутрішньої порожнини трубопроводу.

4.2 Адаптація розробленої математичної моделі до фактичних умов експлуатації газозбірної системи

Час проходження пружньо-полімерної композиції внутрішньою порожниною трубопроводу з гладкою поверхнею внутрішньої стінки труби в секундах на дециметр за результатами експериментальних досліджень можна описати регресійною моделлю [23,31]:

$$\frac{t}{l} = 16,24 - 0,81\omega(q) + 0,84V_{забр} + 0,85\rho_{забр} \quad (4.5)$$

У цьому рівнянні швидкість руху газового потоку в трубопроводі регулювалась за допомогою крану в кінцевій точці шляхом його відкриття-закриття.

За реальних умов експлуатації, зокрема шлейфів свердловин, лінійна швидкість газу залежить від режиму роботи свердловини (робочого тиску, температури і дебіту), а також від технічної характеристики труби [37]:

$$\omega = \frac{q}{F} \cdot \frac{z \cdot T \cdot P_0}{P \cdot z_0 \cdot T_0} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{1,033 \cdot q \cdot z \cdot T}{1 \cdot 273,15 \cdot P \cdot d^2} = 5,575 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} \text{ (м/с)}, \quad (4.6)$$

де P_0, T_0, z_0 – тиск, температура та коефіцієнт стиснення газу в нормальних умовах; P, T, z – тиск (ат), температура (К) і коефіцієнт стиснення газу в реальних умовах експлуатації; q – дебіт свердловини, тис. м³/добу.

Виходячи з аналізу, представленою в попередньому підрозділі, об'єм забруднень, накопичений у трубопроводі, запишемо [10]:

$$V_{забр} = a \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot L, \quad (\text{м}^3), \quad (4.7)$$

де D, L – геометричні параметри шлейфа: внутрішній діаметр і довжина, відповідно, м; a – прийmemo за коефіцієнт, що характеризує ступінь заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною, і визначається за формулою [10]:

$$a = 0,2513 - 0,2099E - 0,09083i + 0,641875(1 - E)(1 - i), \quad (4.8)$$

де E – коефіцієнт гідравлічної ефективності шлейфа, долі одиниці; i – гідравлічний ухил висхідних ділянок шлейфа свердловини до горизонту, рад.

Реальний час проходження 0,1 м порожниною обраного для експериментальних досліджень трубопроводу з гладкою внутрішньою поверхнею становив:

$$t = (16,24 - 0,81\omega(q) + 0,84V_{забр} + 0,85\rho_{забр}) / 6,3 \text{ (с)}, \quad (4.9)$$

Згідно з результатами звіту про проведення експериментальних досліджень час проходження внутрішньою порожниною трубопроводу із жорсткою стінкою, опір якої моделювався шляхом розміщення певного об'єму бариту в трубі, збільшується в четверо. Враховуючи це, та підставляючи формули 4.6 і 4.7 в формулу 4.9 отримаємо час, необхідний для подолання одного погонного дециметра шлейфа:

$$\begin{aligned} t &= \frac{4}{60,30} (16,24 - 0,81 \cdot 5,575 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 0,84 \cdot 10^3 \cdot a \frac{\pi d^2}{4} L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}) = \\ &= \frac{4}{60,30} (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}). \end{aligned}$$

Відносно шлейфа певної довжини час проходження пружно-полімерної композиції його порожниною, дотримуючись критеріїв подібності, можна оцінити за наступною формулою:

$$t = \frac{40 \cdot L}{60,30} (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}),$$

або спростивши:

$$t = \frac{2}{3} \cdot L \cdot (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}), \text{ с} \quad (4.10)$$

де L – довжина шлейфа свердловини, м; q – дебіт свердловини, тис.м³/добу; z – коефіцієнт стиснення газу (для інженерних або оціночних розрахунків – 0,96); T – температура газового потоку, К; P – тиск у досліджуваному перерізі шлейфу (для інженерних розрахунків – середній тиск в шлейфі свердловини, ат); d – внутрішній діаметр шлейфа свердловини, м; $\rho_{забр}$ – густина забруднень у порожнині трубопроводу (для оціночних розрахунків: для газових родовищ – вода густиною 1000 кг/м³, для газоконденсатних і нафтових родовищ – конденсат або багатофазова суміш з густиною – від 680 до 840 кг/м³, для родовищ на завершальній стадії експлуатації з наявністю в забрудненнях значної маси твердих домішок (глини, піску) зважених в потоці рідини – глинисто-водяна суспензія густиною 1100 кг/м³) [39].

Формула 4.10 дозволяє оцінити час проходження полімерно-пружної композиції в якості очисного поршня від гирла свердловини до блоку вхідних ниток на УКПГ, враховуючи рельєф траси шлейфа, забруднення його внутрішньої порожнини і їх тип та режим роботи свердловини. Це, в підсумку, дасть змогу вчасно закрити засувку на вході свердловини в УКПГ і відкрити засувку для продувки на шламовий амбар, в якому уловлюватимуться залишки забруднень і поршень. Час саморуйнування оболонки для пружно-полімерної композиції має бути не меншим розрахованого часу за рівняннями регресії.

Ефективність заходів із очистки внутрішньої порожнини шлейфа свердловини за допомогою пружно-полімерної композиції оцінюють за коефіцієнтом очистки шляхом порівняння даних про гідравлічну ефективність шлейфа до та після проведення очисних операцій [31]:

$$k_{оч} = \frac{V_{забр}^{до} - V_{забр}^{після}}{V_{забр}^{до}}, \quad (4.11)$$

де $V_{забр}^{до}$, $V_{забр}^{після}$ – розрахунковий об'єм забруднень до та після проведення операцій по очистці шлейфа свердловини, що визначається за формулою (4.7).

4.3 Розробка технології дослідного випробування

Технологія дослідного випробування передбачає виконання робіт за етапами, представленим нижче.

I етап – передпроектний .

Технологічні вимірювання проводяться відповідно до правил та методології проведення таких видів робіт у [19].

Виміряти робочий тиск свердловини, температуру на гирлі свердловини з одночасним вимірюванням тиску на блоці вхідних ниток УКПГ. Виміряти за допомогою переносного або стаціонарного приладу обліку дебіт свердловини. Зібрати дані щодо типу родовища, компонентного складу газу та густини газового потоку.

Оцінити тип забруднень і їх орієнтовну густину. Дослідити рельєф місцевості визначити кути нахилу висхідних ділянок кількість понижених місць трасою шлейфа.

Оцінити об'єм забруднень у порожнині шлейфа за формулою:

$$V_{забр}^{до} = a \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot L, \quad (4.12)$$

де D , L – геометричні параметри шлейфа: внутрішній діаметр і довжина, відповідно, м; a – приймають як коефіцієнт, що характеризує ступінь заповнення геометричного об'єму газопроводу рідиною, і визначається за формулою 4.8.

Визначають орієнтовний час проходження пружно-полімерної композиції порожниною шлейфа:

$$t = \frac{2}{3} \cdot L \cdot (16,24 - 4,5 \cdot 10^{-4} \frac{q \cdot z \cdot T}{P \cdot d^2} + 210 \cdot a \cdot \pi \cdot d^2 \cdot L + 0,85 \cdot 10^{-3} \rho_{забр}), \text{ с} \quad (4.13)$$

де L – довжина шлейфа свердловини, м; q – дебіт свердловини, тис.м³/добу; z – коефіцієнт стиснення газу (для інженерних або оціночних розрахунків – 0,96); T – температура газового потоку, К; P – тиск в досліджуваному перерізі шлейфу (для інженерних розрахунків – середній тиск в шлейфі свердловини, ат); d – внутрішній діаметр шлейфа свердловини, м; $\rho_{забр}$ – густина забруднень в порожнині трубопроводу.

II етап – підготовчий.

Сформувати 2 бригади дослідників, одну з яких розмістити на площадці свердловини, другу – на блоці вхідних ниток УКПГ. Обидві бригади оснастити контрольно-вимірjувальними приладами. Бригаду на гирлі свердловини оснастити обладнанням, необхідним для закачування пружно-полімерної композиції до порожнини шлейфа (високошвидкісним міксером, реагентами, основною речовиною, водою тощо) та допоміжним обладнанням (компресором, перехідниками, інструментами). Контроль руху поршня порожниною шлейфа повинен проводитись шляхом візуального спостереження за тиском на початку і в кінці шлейфа та за секундоміром. Обидві бригади повинні оснащуватись засобами протипожежної безпеки та індивідуального захисту.

III етап – основний.

Основний етап проводиться в декілька стадій відповідно до руху поршня і регулюється засувами на фонтанній арматурі свердловини (рисунок 4.2). Проведені роботи повністю відповідають вимогам правил розробки родовищ [68].

1. Закрити надкореневу засувку №6 і робочу засувку на початку шлейфа №1. Стравити тиск в фонтанній арматурі свердловини шляхом продувки газу на шламовий амбар через відкриті засуви №4 і №5. Закрити засувки №4,5, відкрити аварійну засувку №3. Під'єднати гнучку трубку високого тиску за допомогою фланцевого з'єднання до фланцевого з'єднання над засувкою № 3. За допомогою насоса і забірних трубок подати технічну воду з розчиненими ПАР і інгібіторами в порожнину між засувками №4 і №1. Відкрити засувку №1, відкрити засувку №6 для передавлювання технічної води в шлейф.

2. Закрити надкореневу засувку №6 і робочу засувку на початку шлейфа №1. Стравити тиску в фонтанній арматурі свердловини шляхом продувки газу на шламовий амбар через відкриті засувки №4 і №5. Демонтувати засувку №4 і ввести поршень до упору в клин засувки № 1. Довжина поршня має забезпечити вільний переріз між засувками №6 і №1. Змонтувати засувку №4. Закрити засувку №4. Відкрити засувку №6, відкрити засувку №1. Поршень почне рухатися порожниною шлейфа, штовхаючи перед собою технічну воду.

3. Якщо необхідно ввести поршень, довжину якого неможливо зробити такою, щоб не перекривати вільний переріз труби між засувками №6 та №1, тоді після повтору операцій зі стравлювання газу та закриття засувок №1 і №6 повторюємо.

Демонтуємо фланцеве з'єднання з засувкою №5 та засувкою №11. Водночас закриваємо аварійну засувку № 10. Вводимо поршень, потрібної довжини через засувки №5 до засувки №1. Встановлюємо на фланцеве з'єднання гнучкий перехідник на засувки №5 та №12. Відкриваємо засувки №10 і №1 і затрубним тиском продавлюємо поршень у порожнину шлейфа. Демонтуємо гнучкий перехідник.

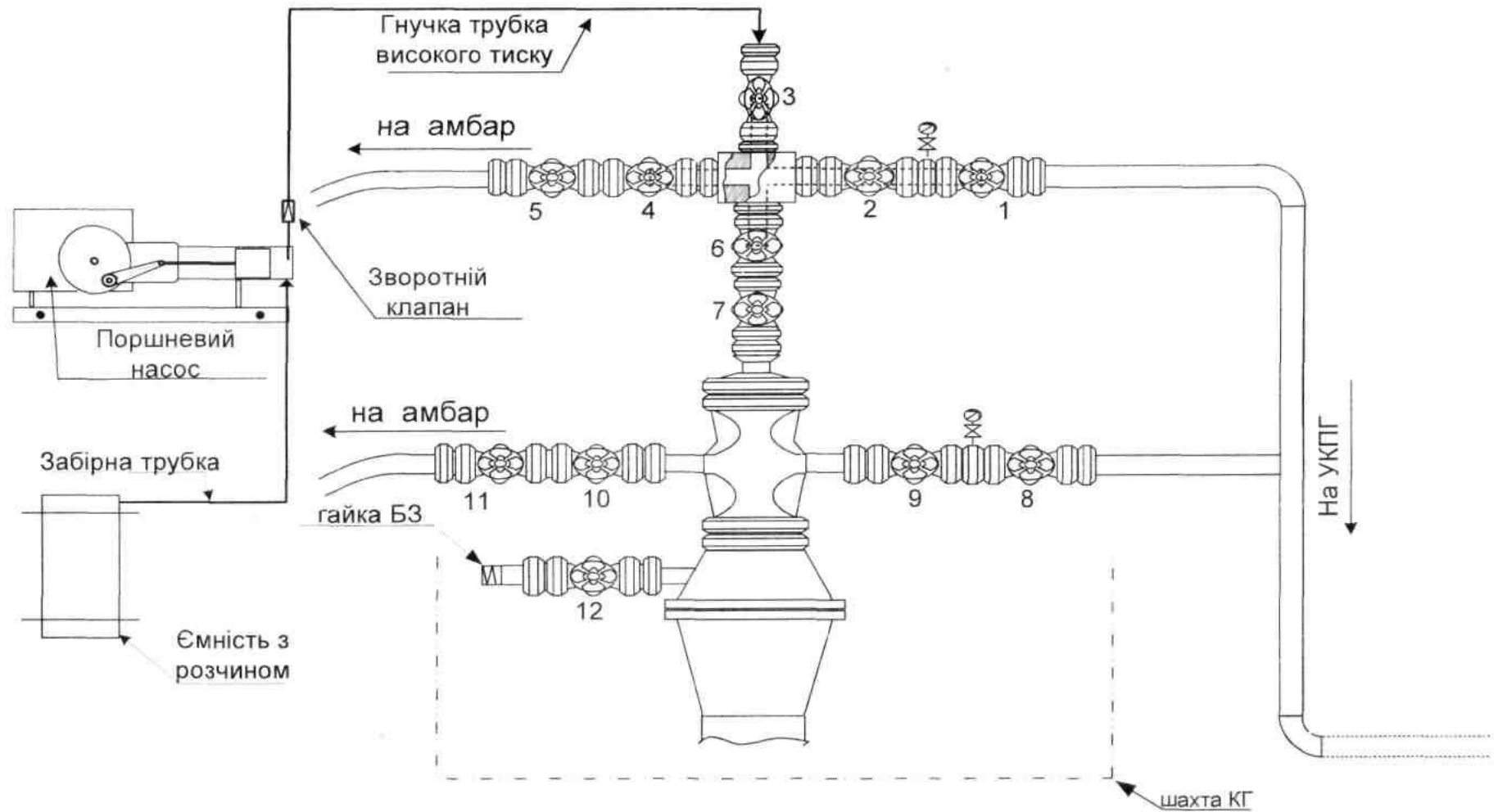


Рисунок 4.2 – Схема вводу полімерно-пружної композиції в порожнину шлейфа на гирлі свердловини

4. Приймання забруднень і поршня проводять в сепараторах на УКПГ після проходження блоку вхідних ниток. Приймання початкової маси забруднень відбувається в сепараторах першого ступеня. Після проходження певного часу, залежно від швидкості поршня, готуються до переключення свердловини для продувки на шламовий амбар.

5. Після сигналізування проходження поршня в блок вхідних ниток (контроль має проводитись відповідальним фахівцем на УКПГ) закривається засувка на УКПГ на вхідній нитці очищеної свердловини. Відкривається засувка на шламовий амбар. Приймання останньої маси забруднень і поршня відбувається або в шламовому амбарі, або в факельному сепараторі. Після вистрілювання поршня в шламовий амбар або надходження його до евапараційного простору факельного сепаратора закривають засувку на продування свердловини на шламовий амбар і відкривають робочу засувку на УКПГ.

IV етап – заключний – оцінка ефективності очищення шлейфа свердловини.

Повторно вимірюють дебіт свердловини протягом визначеного часу, записують покази тиску на гирлі свердловини та на вході в УКПГ і відповідну зміну температури.

Оцінюють зміну коефіцієнту гідравлічної ефективності та відповідну зміну об'єму забруднень у порожнині шлейфа після проведення очищення за формулою 4.12.

Оцінюють коефіцієнт очищення порожнини [47] шлейфу свердловини за формулою 4.11.

Рішення щодо ефективності проведення операцій по очистці приймають за отриманими результатами аналізу:

- зміни дебіту свердловини;
- зміни робочого тиску на гирлі свердловини;
- коефіцієнту очищення свердловини;
- кількості утилізованої рідини та її вартості.

4.4 Економічна оцінка варіантів експлуатації системи

Розрахунок техніко-економічних показників проведено за двома варіантами експлуатації системи: варіант базовий 1 – розробка наявними технологічними потужностями, варіант базовий 2 – розробка родовищ із застосуванням методу очистки внутрішньої порожнини, розробленого в роботі.

Оцінку проведено за діючими на час виконання роботи цінами реалізації продукції для газовидобувного підприємства з централізованою схемою збору газопромислової продукції на Пасічнянському нафтопромислі.

Розрахунки проведені за додатковими показниками видобутку вуглеводнів, капітальних вкладень паливного газу й експлуатаційних витрат. Розрахунки по варіанту Б-2 проведені в порівнянні з варіантом Б-1.

Вихідні дані для проведення розрахунків наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Техніко-економічні показники

Показники	Значення
Ціна реалізації газу без ПДВ, грн./тис.м ³	4 849,0
Ціна реалізації конденсату (згідно аукціону №208Д від 30.03.2017р.), з ПДВ, грн./т	9 582,02
Ціна реалізації СПБТ з ПДВ, грн./т	9 500,6
Норма дисконту, %	19,0
Податок на додану вартість, %	20,0
Податок на прибуток, %	18,0
Рентна плата за надра-газ (виходячи з фактичної ціни реалізації та ставки 29%), грн./тис.м ³	1 406,2
Рентна плата за надра – конденсат (виходячи з фактичної ціни реалізації на рівні 7 003,99 грн./т та ставки 45%), грн./т	3 151,8
Акциз за СПБТ, грн./т	1 767,0

Вихідні дані для економічних розрахунків умовно прийняті постійними протягом всього періоду, що розглядається. Детальний розрахунок економічних показників за варіантом Б-2 наведено в додатку 2.

Висновки до розділу 4

1. Розроблену регресійну модель адаптовано до промислового використання зв'язком її з основними параметрами роботи шлейфа свердловини або міжпромислового газопроводу (фактично, з технологічним режимом його роботи). Модель показує наскільки щільною необхідно створити композицію до моменту руйнування її зовнішньої еластичної оболонки та час початку приймання забруднень в сепараційному обладнанні установок.

2. Розроблено дослідну технологію реалізації процесу очищення діючих шлейфів свердловин для типових нафтових, газоконденсатних і газових родовищ за допомогою керування процесу на запірній арматурі свердловини й установки збору та підготовки продукції.

3. Результати економічного розрахунку підтверджують, що низька величина робочого тиску на гирлі свердловин родовищ забезпечується високою ефективністю роботи газопроводів і низьких втрат тиску в технологічних об'язках ДКС та установок. Це зумовлює той факт, що централізована схема збору газу забезпечує, фактично, аналогічний обсяг видобутку газу, як і децентралізована схема збору. За рахунок впровадження вищеперерахованого переліку заходів можливо знівелювати вплив гідравлічних опорів в наземній інфраструктурі родовищ на величини робочого тиску свердловин, що дозволить досягти більшого припливу вуглеводнів. Прогнозне значення видобутку газу є функцією відгуку на спрацювання резерву робочого тиску свердловин і фактично є показником вуглеводневіддачі родовищ в умовах пониження робочих тисків. Тому варіант реконструкції системи збору із обладнанням її засобами для очистки

рекомендується до впровадження як найменш затратний. Вже після його впровадження, що в першу чергу передбачає розвантаження газозбірної системи, на основі промислових та гідравлічних досліджень можна співставити фактично отриманий приріст у видобутку газу із прогнозними показниками.

ВИСНОВКИ

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень вирішена науково-практична задача очистки системи міжпромислових газопроводів відповідно до структурних форм руху газорідинного потоку. Основні результати зводяться до наступного.

1. В результаті проведеного системного аналізу роботи газозбірних мереж та даних науково-технічних джерел виявлено, що газозбірні системи виснажених українських нафтових і газоконденсатних родовищ потребують звільнення від накопичених забруднень різного типу, що в результаті збільшить об'єм видобутку природного газу та зменшить ризики аварійних відмов обладнання. Поставлена задача вирішення проблеми очистки газозбірної системи обладнаної нерівнопрохідною запірною арматурою, з місцевими звуженнями, шляхом, який б виключав її заміну, а як результат, вкладання значних капіталовкладень.

2. Проаналізовано особливості експлуатації трубопроводів на нафтогазопромислових площах. Визначено, що такі трубопроводи перекачують здебільше багатофазове середовище. Представлено алгоритм визначення структурної форми руху газорідинного потоку, оцінки його типу і однорідності, визначення параметрів гідравлічного стану. На основі алгоритму розроблено послідовність вибору раціональних способів відведення рідини з порожнини трубопроводу за їх принципом дії. Визначено, що раціональним методом очистки міжпромислових газопроводів і шлейфів свердловин є пропускання очисних поршнів. Поставлено завдання удосконалити конструкцію очисного поршня таким чином, щоб його застосування не обмежувалось відсутністю застарілої нерівнопрохідної запірної арматури в районах газозбірних систем виснажених родовищ України.

3. В результаті проведення стендових досліджень, встановлено що: пружно-полімерна композиція на основі 1,5% полімеру (гуарова камідь,

загущена боратовим зшивачем), що за об'ємом становить двадцять частину об'єму очищуваного трубопроводу, ефективно очищає гладкостінний трубопровід (еквівалентною шорсткістю 0,015 мм). Для запобігання застряганню поршня передбачено застосовувати пружно полімерну композицію в оболонці та технічну воду з додаванням поверхнево-активних речовин та інгібітору корозії. За робочою матрицею планування експерименту розроблені рівняння регресії, що описують процес проходження поршня порожниною трубопроводу. Отримано математичну регресійну модель руху композиції, яка зв'язує час її проходження порожниною ділянки із певною технічною характеристикою із швидкістю газового потоку, орієнтовним обсягом забруднень і їх типом в порожнині газопроводу.

4. Розроблену регресійну модель адаптовано до промислового використання шляхом зв'язку її із основними параметрами роботи шлейфа свердловини або міжпромислового газопроводу. Розроблено дослідну технологію реалізації процесу очищування діючих шлейфів свердловин для типових нафтових, газоконденсатних та газових родовищ за допомогою керування процесу на запірній арматурі свердловини і установки збору і підготовки продукції. Проведено економічний розрахунок, його результати підтверджують, що низька величина робочого тиску на гирлі свердловин родовищ забезпечується високою ефективністю роботи газопроводів та низькими втратами тиску в технологічних обв'язках ДКС та установок.

Технологію впроваджено на свердловинах Пасічнянського газоконденсатного родовища. Ефект полягав у зменшенні робочих тисків на гирлах свердловин та відповідному зростанні видобутку газу. Очікуваний ефект від впровадження становить 30% зростання видобутку газу до базового (до проведення очищення) згідно із Актом впровадження.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Банахевич Р. Ю., Крупка В. О., Лук'яненко В. П. Фактори та причини виникнення гідратних утворень в порожнинах труб при магістральному транспорті газу. *Теорія і практика будівництва* : зб. наук. пр. Київ. нац. ун-т буд-ва і архіт., Укр. акад. наук нац. прогресу. 2011. № 8. С. 3-6.
2. Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. Довідник з нафтогазової справи. Львів, 1996. 620 с.
3. Боровиков В. Искусство анализа данных на компьютере: для профессионалов. *STATISTICA*. 2-е изд. Питер, 2003. 688 с.
4. Братах М. І. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу / М. І. Братах, І. М. Рузіна, А. В. Соболева. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2009. № 37. С. 287-293.
5. Братах М. І., Малітовський Р. В., Шеїна З. В. Щодо питання запобігання залпових викидів рідини з порожнини газопроводів. *Питання розвитку газової промисловості України*: Зб. наук. праць. Вип. 25. Харків, 2007. С. 120-124.
6. Братах М. І. Математична модель залпового викиду рідини з порожнини газопроводу/ М.І. Братах, В.Г. Топоров, І.М. Рузіна, А.В. Соболева. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция «Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов». Сб. научн. трудов. Бердянск, 2010. С. 444-452.
7. Братах М. І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки : дис. канд. техн. наук : 05.15.13 / Івано-Франківськ, 2008. – 152 арк. : іл. – Бібліогр.: арк. 125–136.
8. Братах М. І., Рузіна І. М., Соболева А. В. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2009. № 37. С. 287-293.
9. Братах М. І., Скрильник К. Ю., Бурова М. Я. Синтез задачі транспортування багатофазових середовищ трубопровідною системою.

10. Братах М. І. Спосіб визначення об'єму забруднень в порожнині газопроводів, що транспортують газ власного видобутку. *Проблеми нафтогазової промисловості*: зб. наук. праць. Київ, «ДП Науканафтогаз», 2007. Вип. 5. С. 628 – 634.

11. Братах М.И., Топоров В.Г., Варавина Е.П., Кутя М.М. Математическая модель залпового выброса жидкости из полости газопровода. *Інтегровані технології та енергозбереження: Щоквартальний науково-практичний журнал*. Харків: НТУ «ХП», 2012. №1. С. 37-43.

12. Васильченко А. О., Кустурова О. В., Гордійчук М. В. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей [Текст] : інформ.-аналіт. журн. *Питання розвитку газової промисловості*. Харків, 2004. Вип. XXXII. С. 161-162.

13. Васильченко А. О., Мислюк М. А. Інгібовані бурові розчини: аналіз, проблеми і тенденції їх розвитку [Текст] : інформ.-аналіт. журн. *Нафтова і газова промисловість*. 2006. №4 . С. 7-11.

14. Володин Ю. Г. Расчет коэффициентов трения и теплоотдачи при нестационарном неизотермическом течении несжимаемого газа в осесимметричных каналах. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*. 2007. №3. С. 21-25.

15. ВСН 51-3-85: 1985. Проектирование промышленных стальных трубопроводов. (Відомчі будівельні норми). 116 с.

16. Вязкопружний очисний поршень: пат. 78315: МПК В08В 9/04, С09К 8/52. / Кондрат Р. М., Угриновський А. В., Петришак В. С., Огерук І. М. Заявник і патентовласник ІФНТУНГ. № u 201211740; заяв. 11. 10. 2012; опубл. 11. 03. 2013, Бюл. № 5.

17. Буняк Б. Т., Сельващук О. П., Яворський М. М. Природа поглинань, які виникали при розбурюванні Шебелинського газоконденсатного родовища, та заходи по їх попередженню. *Питання розвитку газової промисловості України*. Харків, 2000. Вип. XXVIII. С. 49-52.

18. Галлямов А. К. Вытеснение высоковязких нефтей и нефтепродуктов

в трубопроводах. *Гидродинамика и фильтрация однофазных и многофазных потоков: Труды МИНХиГП*. Москва, 1972. Вып. 101. С. 102-106.

19. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Зайцев В. М., Коротаев Ю. П., Левыкин Е. В., Сахаров В. А. Разработки и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. для вузов. Москва, Недра, 1988. 302 с.

20. Гнітко А. В., Коцаба В. І., Воловик Л. В., Когуч Д. М. Дослідження впливу концентрації поверхнево-активних речовин на ефективність видалення рідини зі свердловин Шебелинського ГКР. *Нафтова і газова пром-сть*. 2011. №1. С. 156.

21. Горін П. В. Математичне моделювання руху газорідинних сумішей при забрудненні трубопроводу. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 190-191.

22. Горін П. В. Особливості експлуатації систем для сумісного збору нафти, газу, конденсату і води. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 382.

23. Горін П. В., Поляруш К. А., Тимків Д.Ф., Романова В.В., Добрунов Д.Є. Розробка способу очистки шлейфів свердловин. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. № 6 (247) 2018. С. 213-222.

24. Горін П. В., Скрильник К. Ю., Снігур Є. В., Братах М. І. Гідрравлічний розрахунок трубопроводів для перекачування двофазових потоків із високим газовмістом. Збірник наукових праць «ΛΟΓΟΣ». 2017. Частина 2. С. 175-180.

25. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Братах М. І., Філіпчук О. О. Обґрунтування оптимальних методів очищення газопроводів для різних структур газорідинних потоків. *Журнал Technology audit and production reserves*. № 1/2 (45), 2019. С. 21-30.

26. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Голубенко В. П. Систематизація методів очистки газозбірних мереж для транспортування газу зрілих родовищ. Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура. 2017. Вип. 134. С. 52-57.

27. Горін В.П., Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. Спосіб очищення внутрішньої порожнини трубопроводу: патент Україна. №201803083, заявл. 26.03.18; опубл. 06.08.2003, № 21412/ЗУ/18. 7 с.

28. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Компонентний склад нафтогазового газу і його вплив на якісний склад забруднень газопроводів. Міжнародна науково-технічна конференція «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання». 2017. С. 179-181.

29. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутний нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. Міжнародна науково-технічна конференція «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні» 28-30 березня, 2017 р. С. 148.

30. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутний нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. Нафтогазова енергетика. Всеукраїнський науково-технічний журнал. 2018. №1 (29). С. 7-10.

31. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В. В. Моделювання процесу очистки шлейфів свердловин. Інтегровані технології та енергозберігання. Щоквартальний науково-практичний журнал. Харків: НТУ «ХП», 2018. № 1. С. 37-44.

32. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В.В., Філіпчук О. О. Оцінка пропускної здатності системи газопроводів, що приймають і транспортують газ власного видобутку. *Журнал EUREKA: Physics and Engineering*. 2019. № 1. С. 13-21.

33. ГОСТ 10704-91:1991. Трубы стальные электросварные прямошовные. [Чинний від 01-01-1993]. СССР, 1991. 15 с. (Державний стандарт)

34. ГОСТ 5542-87:1988. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. [Чинний від 1987-16-04]. СССР, 1988. 4 с. (Державний стандарт)

35. Девичев В. В., Ионин Д. А. Анализ эффективности и периодичности очистки полости магистральных газопроводов. *Транспорт природного газа*. Москва, 1986. С. 64-70.

36. Джус А. П., Галюк І. Б., Борківський В. В., Боян М. О. Розроблення заходів щодо ефективного використання попутного нафтового газу свердловин микуличинського родовища. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*: ІФНТУНГ. 2013. № 1(46). С. 187-196.

37. Довідник працівника нафтогазового підприємства / В.В. Розгонюк [та ін.]. Київ, вид-во Росток, 2001. 1092 с.

38. Дорошенко В. М. Основи наукових досліджень. Навчальний посібник. К.: ІСДО; 1998. 128 с.

39. Дячук В. В., Бікман Є. С., Кисельова С. О. Проектування розробки і облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навчальний посібник/ за загальною редакцією докт.техн.наук, професора Редько О. Ф. Харків, БУРУНіК, 2009. 304 с.

40. Иванов Г. А. Статистические методы восстановления истинной зависимости по экспериментальным данным. 1986. 22 с.

41. Инструкция по гидравлическому расчету промышленных трубопроводов для газожидкостных смесей. Москва, 1980. С. 22.

42. Ишмурзина Н. М. Рациональное использование попутного нефтяного газа. Техника, технология, проблемы и пути решения: учебник для вузов / Н. М. Ишмурзина, А. А. Ишмурзин. Уфа: ООО «Монография», 2010. 280 с.

43. Калашников О. В. Расчетные и действительные перепады давления при двухфазном транспорте нефти и газа. *Экотехнологии и ресурсосбережение: Научно-технический журнал*. Киев, 2001. Вып. 1. С. 9-13.

44. Капцов И., Редько А. Пеногенератор высокочастотных пен для очистки газопроводов под давлением. *Motrol. commission of motorization and energetics in agriculture*. 2014. Vol. 16, No. 6. P. 101-108.

45. Капцов И. И. Очистка газопроводов с использованием поверхностно-активных веществ. *Коммунальное хозяйство городов*: Науч. техн. сборник. 2013. №. 112. С. 107-111.

46. Капцов И. И., Розгонюк В. В. Оценка объёма отложений (загрязнений) для их утилизации при очистке газопроводов. *Питання розвитку газової промисловості України*: Зб. наук. Праць. Вип. 25. Харків, 1998. С.280-286.

47. Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. Москва : Издательство Недра, 1988. 160 с.

48. Кириллин М. Техническая термодинамика. Энергоатомиздат. 1983. С. 10-11.

49. Кисельов О. В. Використання пакету програм Statist для аналізу результатів багатofакторного активного експерименту/ *Механізація, екологізація і конвертація біосировини в тваринництві*: зб. наук. праць. Запоріжжя, 2011. Вип. 1(7). С. 243 – 253.

50. Клапчук О. В., Славинский В. П. Экспериментальные исследования структуры турбулентного потока в гладких и шероховатых трубах. *Разработка месторождений, промышленная и заводская обработка газа, транспорт газа*. Москва, 1974. Вып. 1 «ч. 2». С. 48-61.

51. Ковалко М. П. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін. Київ: АренаЕКО, 2002. 600 с.

52. Компонентный состав попутного нефтяного газа. *Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг»* : веб-сайт. URL: <http://www.sibur.ru>. (дата звернення: 15. 10. 2015)

53. Кондрат Р. М., Угриновський А. В., Петришак В. С., Сапожкова Т. С. Характеристика та вибір очисних пристроїв для очищення внутрішньої порожнини трубопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*: ІФНТУНГ. Івано-Франківськ, 2013. Вип. 3 (48). С. 48-61.

54. Кулателадзе С. С., Стырикович М. А. Гидравлика газожидкостных смесей. Л.: ГЭИ., 1958. 232с.

55. Кустурова О. В., Нагієв А. Г., Поверений С. Ф., Жуган О. А., Шевченко Р. А. Обґрунтування розробки спеціальних технологічних рідин для ремонтно-профілактичних робіт на свердловинах Шебелинського ГКР. *Нафтова і газова промисловість*. 2012. № 4. С. 44-47.

56. Лалаев К. Е. Интенсификация производства и транспортировки углеводородного сырья в северных районах западной сибирей: дис. ... канд. техн. наук : 07.00.10 / Уфа, 2015. – 151 арк.: іл. – Бібліогр.: арк. 39–47.

57. Лемешко Б. Ю., Лемешко С. Б., Горбунова А. А. О применении и мощности критериев проверки однородности дисперсий. Параметрические критерии. *Измерительная техника*. 2010. № 3. С.10-16.

58. Лемешко Б. Ю., Миркин Е. П. Критерии Бартлетта и Кокрена в измерительных задачах при вероятностных законах, отличающихся от нормального. *Измерительная техника*. 2004. № 10. С. 10-16.

59. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Москва, 1977. 192 с.

60. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Изд. 2 перераб. и доп. М., Недра, 1979. 319 с.

61. Львовский Е. Н. Статистические методы построения эмпирических формул. Москва, 1982. 236с.

62. Нигматулин Р. И., Вахитова Н. К. Проявление сжимаемости несущей фазы при распространении волн в пузырьковой среде. *ДАН СССР*. 1989. Т. 304. № 5. С.1077 – 1081.

63. Никищченко К. Г. Концепция переработки ПНГ шельфовых месторождений на примере месторождения Северного Каспия / К. Г. Никищченко, И. С. Пикалова. XXVII Всероссийское совещание по газопереработке и газохимии. Геленжик, 2013. С. 58-60.

64. Одишария Г. Э., Катусенко А. В. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа. *Газовая промышленность*. Москва, 1976. С. 42-43.

65. ОНТП 51-1-85: 1985. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. (Загальносоюзні норми технологічного проектування). 48 с.

66. Пристрій для очистки трубопроводу: пат. 57127 України. Заявка №2000084938 від 21. 08. 00: Б08В9/04, Заявл. 15. 03. 02. Опубл. 16. 06. 2003, Бюл. №3/2002.

67. Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ. *Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг»*: веб-сайт. URL:<http://www.sibur.ru>. (дата звернення: 15. 10. 2015)

68. Правила розробки нафтових і газових родовищ. *Офіційний вісник України*. 2017.№51. С. 82.

69. Производство и использо- вание попутного нефтяного газа в России в 2010 году. *Официальный сайт ОАО «СИБУР холдинг»*: веб-сайт. URL: <http://www.sibur.ru>. (дата звернення: 15. 10. 2015)

70. Радченко С. Г. Методология регрессионного анализа. К.: «Корнійчук», 2011. 376с.

71. Редько А. Ф., Капцов И. И. Исследование возможности очистки газопроводов с помощью пен поверхностно-активных веществ на моделирующем стенде. *Коммунальное хозяйство городов*: Науч. техн. сборник. № 79. Київ, Техніка. 2007. С. 265-270.

72. Рідина для глушіння та капітального ремонту свердловин: патент на корисну модель № 80640. Опубл. 10.06.2013.

73. Саленко О. Ф. Високоєфективне гідрорізання неметалевих ортотропних оболонок. *Высокие технологии: Развитие и кадровое обеспечение*. Харьков: НТУ “ХПИ”, 2001. С. 189-192.

74. Сергєєв П. В., Білецький В.С.Комп’ютерне моделювання технологічних процесів переробки корисних копалин (практикум). Маріуполь,2016.119 с.

75. СОУ 09. 1- 30019775- 246: 2015. Методика визначення гідравлічного стану газопроводів системи збору та транспортування газу з родовищ

ПАТ «Укргазвидобування»: Наказ ПАТ «Укргазвидобування» від 05. 10. 2015 р. № 347. С. 39.

76. СОУ – 60.3-30019801-055:2008. Магістральні газопроводи. Потенційно-небезпечні ділянки після точок підключення газових промислів. Методика визначення. Київ: ДК «Укртрансгаз», 2008. 41 с. (Стандарт Мінагрополітики України)

77. Спосіб визначення гідравлічного стану газопроводів, які транспортують газорідні суміші: пат. UA 36414 U, МПК (2006) F17D. Опубл. 27. 10. 2008, Бюл. № 20.

78. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах: пат. України № 49762; заявл. 05. 06. 02; опубл. 16. 09. 02; бюл. № 9.

79. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах: пат. України № 49764; заявл. 05. 06. 02; опубл. 16. 09. 02; бюл. № 9.

80. Статистичний звіт ВР щодо споживання енергії в світі станом на червень 2015 року. *Офіційний сайт British Petroleum*: веб-сайт. URL: <http://www.bp.com>. (дата звернення: 12. 10. 2015).

81. Стеценко І. В. Моделювання систем. М-во освіти і науки України. Черкас. держ. технол. ун-т. Черкаси : ЧДТУ, 2010. 399 с.

82. Терепенко Р. М. Підвищення ефективності використання механічних очисних пристроїв в газопроводах: дис. ... канд. техн. наук: 20.05.04 / Івано-Франківськ, 2009. – 147 с.

83. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. Москва, 2004. 711 с.

84. Ульянов М. Г. Анализ осложнений при разбуривании Шебелинского месторождения. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. Москва, 1971. №5. С. 16.

85. Ходакович И. Е. Изучение закономерностей изменения давления и расхода газа по длине газопровода. Сб. «Транспорт газа». Москва, 1961. Вып. 13/20. С. 14-19.

86. Чарный И. А. Влияние рельефа местности и неподвижных включений жидкости или газа на пропускную способность трубопроводов. *Нефтяное хозяйство*. 1965. № 6. С.51-55.

87. Шагапов В. Ш. Распространение малых возмущений в жидкости с пузырьками. *Прикладная механика и техническая физика*. 1977. № 1. С. 90 – 101.

88. Шеїна З. В., Соболева А. В., Рузіна І. М. Аналіз технологічних заходів для запобігання ускладнень експлуатації об'єктів лінійної частини газопроводів, що транспортують газ родовищ, які працюють на виснаження. *Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. Вип. XXXIX*. Харків, 2011. С. 258-265.

89. Abdel-Aal H. K., Fahim M. A. *Petroleum and Gas Field Processing*. Marcel Dekker Inc. New York, Basel. 358 p. 2003.

90. Adames P. E. Analysis and comparison of three comprehensive mechanistic hydrodynamic models for vertical upward and deviated gas-liquid flow through pipes. *MSc thesis*. University of Calgary, 2009.

91. Andrew House. Challenging Conventional Erosional Velocity Limitations for High Rate Gas Wells. CEED Seminar Proceedings. Dr. Jeremy Leggoe School of Mechanical Engineering. University of Western Australia, 2009.

92. Bratakh M. I., Toporov V. G., Romanova V. V. Enhanced hydrocarbon recovery. Students manual. Kharkiv, 2015. 120 с.

93. Craft B. C., Hawkins M. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Revisited by Terry R. E. Prentice Hall PTR. Englewood Cliffs, NJ, 1991. Second Edition. P. 56.

94. Enhanced hydrocarbon recovery. The course of lectures / M. Bratakh, V. Toporov, V. Romanova. Kh.: 2016. 108 p.

95. GAZ-SYSTEM S. A. TRANS MISSION NETWORK CODE of the polish section of the transit gas pipeline system jamal. Europe. Warsaw, January 2014. Офіційний сайт Operator Gazociągów Przesyłowych: веб-сайт. URL: <http://en.gaz-system.pl> (дата звернення: 01. 11. 2015)

96. Goldberg V. FMc Key Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines. *Oil & Gas Journal*. 1985. P. 64.
97. Hicking S. & others. High Rate Gas Well Design. *Issues and Solutions - Goodwyn Gas Condensate*. NWS Australia, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1998.
98. Hughmark G. A. Holdup in Gas Liquid Flow. *Chem. Eng. Prog.* V.58. P. 62. 1961.
99. Lemmon E.W., Huber M.L., McLinden M.O. NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 9.1, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg, 2013.
100. Lost circulation material with rice fraction. Patent USA. U.S. Class 507/104,166/295; International Class C09K 8/02. Publ. February 4, 1997.
101. Mahmood Moshfeghian, Arland H. Johannes, Robert N. Maddox. Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately. *Oil&Gas Journal*. 2002. C. 58-61.
102. Oliver and Wright. Pressure Drop and Heat Transfer in Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal Tubes. *Bri. Chem. Eng.* Vol. 9, no. 9. P. 590-596. 1970.
103. *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems*. American Petroleum Institute. 5th ed. Washington DC, 1991.
104. Terry R. Shamblin. Intelligent pigging inspection of uncoated seamless pipelines. *Pipelines and gas journal*. March 2000. C. 32-40
105. Water loss reduction agents. Patent USA N3993570, Cl. 252-8,5 (C09K 7/02)/ Jackson Jack M., Hartfiel Arlynn H. Publ. 23.11.1976.

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Горін П. В., Поляруш К. А., Тимків Д.Ф., Романова В.В., Добрунов Д.Є. Розробка способу очистки шлейфів свердловин. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. № 6 (247) 2018. С. 213-222. **(наукове фахове видання України)**.
2. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Братах М. І., Філіпчук О. О. Обґрунтування оптимальних методів очищення газопроводів для різних структур газорідних потоків. *Журнал Technology audit and production reserves*. № 1/2 (45), 2019. С. 21-30. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах)**.
3. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В.В., Філіпчук О. О. Оцінка пропускної здатності системи газопроводів, що приймають і транспортують газ власного видобутку. *Журнал EUREKA: Physics and Engineering*. 2019. № 1. С. 13-21. **(Естонія, індексується в світових наукометричних базах даних і системах, Scopus)**.
4. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Голубенко В. П. Систематизація методів очистки газозбірних мереж для транспортування газу зрілих родовищ. *Комунальне господарство міст*. Серія: Технічні науки та архітектура. 2017. Вип. 134. С. 52-57. **(наукове фахове видання України)**.
5. Горін П. В., Тимків Д. Ф., Романова В. В. Моделювання процесу очистки шлейфів свердловин. Інтегровані технології та енергозберігання. *Щоквартальний науково-практичний журнал*. Харків: НТУ «ХП», 2018. № 1. С. 37-44. **(наукове фахове видання України)**.

Продовж. дод. А

6. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутний нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. Нафтогазова енергетика. Всеукраїнський науково-технічний журнал. 2018. №1 (29). С. 7-10. **(наукове фахове видання України).**

7. Горін В.П., Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. Спосіб очищення внутрішньої порожнини трубопроводу: патент Україна. №201803083, заявл. 26.03.18; опубл. 06.08.2003, № 21412/ЗУ/18. 7 с. **(патент на корисну модель).**

Апробація результатів дисертації

8. Горін П. В. Особливості експлуатації систем для сумісного збору нафти, газу, конденсату і води. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 382.

9. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Попутний нафтовий газ та його вплив на роботу типових газозбірних систем. Міжнародна науково-технічна конференція «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні» 28-30 березня, 2017 р. С. 148.

10. Горін П. В., Тимків Д. Ф. Компонентний склад нафтогазового газу і його вплив на якісний склад забруднень газопроводів. Міжнародна науково-технічна конференція «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання». 14 листопада, 2017 р. С. 179-181.

11. Горін П. В., Скрильник К. Ю., Снігур Є. В., Братах М. І. Гідравлічний розрахунок трубопроводів для перекачування двохфазових потоків із високим газовмістом. Збірник наукових праць «ΛΟΓΟΣ». 2017. Частина 2. С. 175-180.

12. Горін П. В. Математичне моделювання руху газорідних сумішей при забрудненні трубопроводу. Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика - 2017» 15-19 травня, 2017 р. С. 190-191.

ДОДАТОК Б

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЗА ВАРІАНТОМ

Б-2

Відомості про додатковий видобуток вуглеводнів за варіантом Б-2 наведені в таблиці 4.1.

Додаткові витрати або економія паливного газу по варіанту Б-2 враховувалися, виходячи з сумарних обсягів паливного газу за варіантами Б-1 і Б-2.

Додаткові капітальні вкладення за варіантом Б-2 за розглянутий період передбачені на облаштування газопроводів і шлейфів необхідною запірною арматурою, обладнанням і засобами загальною вартістю 78373,2 тис. грн.

Амортизаційні відрахування за групами основних засобів обчислені відповідно до Податкового кодексу України, виходячи з мінімально дозволеного періоду експлуатації об'єктів.

Розрахунок додаткових амортизаційних відрахувань по варіанту Б-2 наведено у таблиці Б.2.

Додаткові експлуатаційні витрати за варіантом Б-2 враховані за наступними складовими:

1) умовно-змінні витрати на видобуток і підготовку продукції – враховані на рівні 75,90 грн./тис.м³ газу, 703,78 грн./т конденсату і 3 037,49 грн./т СПБТ (без урахування акцизного збору);

2) економія витрат на придбання електроенергії для живлення ДКС порівняно з варіантом Б-1 за ціною 1,6848 грн./кВт-год.

Рентні платежі за користування надрами за додатковий видобуток газу і конденсату, а також акцизний збір за додатковий видобуток СПБТ, визначені згідно таблиці 4.1.

Показники експлуатаційних витрат і собівартості додаткового видобутку продукції по роках за варіантом Б-2 наведені в таблиці Б.4.

Продовж. дод. Б

Основним показником економічної ефективності, що найбільш об'єктивно відображає економічні результати реалізації інвестиційного проекту, є вільний грошовий потік. Він визначається як різниця між валовим доходом від реалізації і витратами (ПДВ, капітальні вкладення, експлуатаційні витрати без амортизації та податок на прибуток).

Наведений вільний грошовий потік враховує фактор часу, тобто зменшення цінності грошових потоків майбутніх періодів.

Розрахунок показників економічної ефективності додаткового видобутку вуглеводнів за варіантом Б-2 наведено в таблиці Б.5.

Таблиця Б.2 – Додаткові амортизаційні нарахування по варіанту Б-2

Роки розробки	Додаткові амортизаційні відрахування по групі Зв, тис. грн.	Разом, тис. грн.
2017	7837,32	7837,3
2018	7837,32	7837,3
2019	7837,32	7837,3
2020	7837,32	7837,3
2021	7837,32	7837,3
2022	7837,32	7837,3
2023	7837,32	7837,3
2024	7837,32	7837,3
2025	7837,32	7837,3
2026	7837,32	7837,3
2027	0,00	0,0
2028	0,00	0,0
2029	0,00	0,0
2030	0,00	0,0
Всього	78373,2	78373,2

Продовж. дод. Б

Таблиця Б.3 – Додаткові обсяги видобутку та витрат вуглеводнів за варіантом Б-2

Роки розробки	Додатковий видобуток газу, млн.м ³	Додатковий видобуток газу в рамках СД, млн.м ³	Паливний газ СД, млн.м ³	Додаткові витрати (+) або економія (-) паливного газу, млн.м ³	Втрати газу на вилучення ШФЛВ, млн.м ³	Товарний газ без СД, млн.м ³	Додатковий видобуток конденсату, тис. т	Додатковий видобуток СПБТ, тис. т
2016	3,5	0,2	0,9	-16,6	-5,0	25,118	-2,379	-7,958
2017	10,4	10,8	1,0	4,0	2,9	3,506	1,144	4,878
2018	13,9	9,7	1,1	6,1	3,4	4,396	1,388	5,732
2019	14,8	9,1	1,1	6,1	3,2	5,509	1,333	5,499
2020	17,2	6,9	1,1	5,4	3,2	8,641	1,319	5,417
2021	19,2	6,8	1,1	4,6	3,0	11,596	1,238	5,095
2022	23,6	10,7	1,1	-12,1	2,8	32,896	1,151	4,753
2023	24,7	8,8	1,2	-14,9	-7,5	47,119	-3,448	-12,082
2024	22,5	8,1	1,3	-13,3	-6,2	41,985	-2,904	-10,110
2025	25,0	8,8	1,3	-11,9	-5,2	42,098	-2,424	-8,376
2026	31,1	10,7	1,3	-10,5	-4,1	45,691	-1,924	-6,564
2027	38,6	13,3	1,2	-9,1	-3,3	51,021	-1,578	-5,317
2028	44,4	15,6	1,2	-7,5	-2,5	54,380	-1,193	-3,926
2029	49,8	16,8	1,1	-6,0	-1,9	57,714	-0,951	-3,064
2030	52,6	17,0	1,1	-4,4	-1,7	58,682	-0,841	-2,681
Всього за період	391,3	153,4	17,0	-80,2	-18,9	490,35	-10,07	-28,70

Продовж. дод. Б

Таблиця Б.4— Експлуатаційні витрати та собівартість додаткових обсягів продукції за варіантом Б-2

Роки розробки	Додаткові експлуатаційні витрати		Додаткові амортизаційні відрахування, тис. грн	Додаткові плата за надра та акциз, тис. грн.	Додаткові експлуатаційні витрати, тис. грн.				Собівартість додаткового видобутку		
	умовно-змінні витрати на видобуток і підготовку, тис. грн.	додаткові витрати ДКС, тис. грн.			всього	на газ	на конденсат	на СПБТ	газу, грн/тис.м ³	конденсату, грн./т	СПБТ, грн./т
2016	-22 433,7	-1 065,4	0,0	13 760,8	-9 738,3	35 416,6	-7 495,0	-37 659,9	1 410,03	3 150,50	4 732,45
2017	15 164,7	-494,7	7 837,3	17 155,0	39 662,3	7 897,2	4 567,9	27 197,2	2 252,77	3 993,23	5 575,18
2018	17 842,9	-426,3	7 837,3	20 684,4	45 938,4	9 344,5	5 365,3	31 228,6	2 125,66	3 866,13	5 448,08
2019	17 215,0	-431,8	7 837,3	21 665,6	46 286,1	11 470,6	5 096,8	29 718,7	2 082,18	3 822,65	5 404,60
2020	17 203,3	-447,3	7 837,3	25 880,1	50 473,3	16 959,7	4 884,1	28 629,5	1 962,70	3 703,16	5 285,12
2021	16 443,9	-459,2	7 837,3	29 211,2	53 033,2	21 958,8	4 498,5	26 575,9	1 893,63	3 634,09	5 216,04
2022	17 016,8	-857,4	7 837,3	58 285,4	82 282,0	54 672,7	3 916,1	23 693,2	1 662,00	3 402,47	4 984,42
2023	-33 367,3	-920,6	7 837,3	34 040,9	7 590,3	80 152,3	-11 867,2	-60 694,8	1 701,07	3 441,54	5 023,49
2024	-27 727,6	-862,8	7 837,3	32 023,3	11 270,2	72 333,3	-10 056,0	-51 007,2	1 722,85	3 463,31	5 045,27
2025	-22 417,2	-813,9	7 837,3	36 757,0	21 363,3	71 840,7	-8 357,1	-42 120,3	1 706,52	3 446,98	5 028,94
2026	-16 605,4	-767,5	7 837,3	46 588,3	37 052,8	76 401,5	-6 566,0	-32 782,7	1 672,14	3 412,61	4 994,56
2027	-12 388,9	-722,8	0,0	57 377,4	44 265,7	74 783,1	-5 059,8	-25 457,6	1 465,73	3 206,20	4 788,15
2028	-7 882,8	-674,2	0,0	65 772,4	57 215,4	79 852,5	-3 827,3	-18 809,9	1 468,42	3 208,89	4 790,84
2029	-4 992,9	-626,3	0,0	72 745,4	67 126,2	84 865,1	-3 054,9	-14 684,0	1 470,45	3 210,91	4 792,87
2030	-3 749,0	-579,8	0,0	75 131,8	70 803,0	86 356,4	-2 700,7	-12 852,6	1 471,60	3 212,06	4 794,02
Всього за період	-50 678,2	-10 150,1	78 373,2	607 079,0	624 623,9	784 305,1	-30 655,2	-129 025,9	1 599,48	3 044,33	4 495,31

Продовж. дод. Б

Таблиця Б.5 – Розрахунок показників економічної ефективності заходів за варіантом Б-2

Роки розробки	Валовий дохід від реалізації продукції	ПДВ	Прибуток	Прибуток від СД	Податок на прибуток	Чистий прибуток	Вільний грошовий потік	Приведений вільний грошовий потік	Накопичений приведений вільний грошовий потік	Рентабельність продукції	Відрахування до бюджету
	тис. грн.							тис. грн.	тис. грн.	тис. грн.	
2016	47 754,8	7 959,1	49 534,0	-1 973,5	8 916,1	38 644,4	-39 728,8	-39 728,8	-39 728,8	-396,8	30 636,0
2017	77 705,5	12 950,9	25 092,3	2 327,5	4 516,6	22 903,1	30 740,4	25 832,3	-13 896,6	57,7	34 622,5
2018	93 335,1	15 555,8	31 840,9	1 702,2	5 731,4	27 811,7	35 649,0	25 174,1	11 277,5	60,5	41 971,6
2019	97 073,0	16 178,8	34 608,0	1 325,7	6 229,4	29 704,2	37 541,6	22 277,8	33 555,3	64,2	44 073,9
2020	114 382,9	19 063,8	44 845,8	536,3	8 072,2	37 309,8	45 147,2	22 513,5	56 068,7	73,9	53 016,1
2021	127 742,7	21 290,4	53 419,1	279,7	9 615,4	44 083,4	51 920,7	21 757,3	77 826,1	83,1	60 117,1
2022	247 602,6	41 267,1	124 053,4	2 058,2	22 329,6	103 782,0	111 619,3	39 305,9	117 132,0	126,1	121 882,1
2023	126 345,0	21 057,5	97 697,2	1 079,7	17 585,5	81 191,4	89 028,7	26 345,2	143 477,2	1 069,7	72 683,9
2024	120 428,5	20 071,4	89 086,9	556,3	16 035,6	73 607,6	81 444,9	20 252,9	163 730,1	653,1	68 130,3
2025	142 154,4	23 692,4	97 098,7	693,7	17 477,8	80 314,7	88 152,0	18 420,9	182 151,0	375,9	77 927,1
2026	185 070,2	30 845,0	117 172,4	1 591,2	21 091,0	97 672,5	105 509,8	18 527,8	200 678,7	263,6	98 524,4
2027	231 247,1	38 541,2	148 440,2	2 832,0	26 719,2	124 553,0	124 553,0	18 379,7	219 058,4	281,4	122 637,9
2028	267 694,9	44 615,8	165 863,7	3 928,1	29 855,5	139 936,3	139 936,3	17 352,7	236 411,1	244,6	140 243,7
2029	297 601,5	49 600,3	180 875,1	4 557,8	32 557,5	152 875,4	152 875,4	15 930,4	252 341,5	227,7	154 903,2
2030	307 931,4	51 321,9	185 806,5	4 732,8	33 445,2	157 094,2	157 094,2	13 756,3	266 097,8	221,9	159 898,9
Всього за період	2 484 069,5	414 011,6	1 445 434,0	26 227,7	260 178,1	1211483,6	1 211 483,6	266 097,8		194,0	1 281 268,7

Продовж. дод. Б

За результатами проведених розрахунків можна зробити висновок, що в сучасних економічних умовах видобутку вуглеводнів економічно доцільним варіантом є тільки варіант Б-2, по якому очікується отримання максимального додаткового видобутку вуглеводнів при мінімальних капітальних вкладеннях та додаткових експлуатаційних витратах.

Зведені техніко-економічні показники аналізованих варіантів реконструкції ДКС наведено в таблиці Б.6.

Таблиця Б.6 – Зведені техніко-економічні показники

Показники	Варіант Б-2
Додатковий видобуток: - газу, млн. м ³	391,3
- конденсату, тис. т	-10,070
- СПБТ, тис. т	0,000
Додатковий видобуток газу в рамках СД, млн. м ³	153,4
Витрати газу на вилучення ШФЛВ, млн.м ³	-18,9
Паливний газ без СД, млн. м ³	-80,2
Товарний газ без СД, млн. м ³	490,3
Додаткові капітальні вкладення, тис.грн.	78 373,2
Додаткові експлуатаційні витрати, тис. грн.	624 623,9
в т.ч. поточні витрати	-60 828,3
амортизація	78 373,2
плата за надра та акциз	607 079,0
Собівартість: - газу, грн./тис. м ³	1 599,48
- конденсату, грн./т	3 044,33
- СПБТ, грн./т	4 495,31

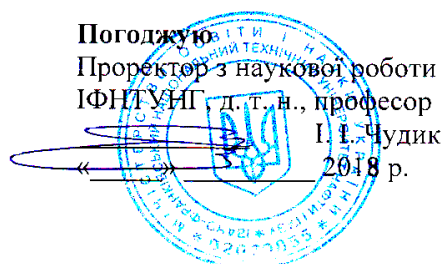
Продовж. дод. Б

Показники	Варіант Б-2
Чистий прибуток, тис.грн.	1 211 483,6
Вільний грошовий потік, тис.грн.	1 211 483,6
<i>Накопичений приведений грошовий потік, тис.грн.</i>	266 097,8
Внутрішня норма доходності	93,4%
Індекс доходності, долі од.	4,4
Термін окупності, років	3
Рентабельність, %	194,0

ДОДАТОК В

АКТ ПРАКТИЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ
ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Погоджую
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д. т. н., професор
І. І. Чудик
2018 р.



Затверджую
Начальник виробничо-технологічного відділу НГВУ
"Надвірнанафтогаз" ПАТ "Укрнафта"
Якимів Р. В.
2018 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Ми, що нижче підписалися, представник НГВУ "Надвірнанафтогаз", начальник виробничо-технологічного відділу Якимів Р. В., представник ПАТ «Укрнафта», начальник Пасічнянського газопереробного цеху Боев Д. О., аспірант Горін П. В., представник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, доктор технічних наук Тимків Д.Ф., склали цей акт про впровадження розробки «Метод очистки шлейфів свердловин» в промислову експлуатацію на шлейфах свердловин (Пасічнянського промислу).

Застосування даного методу дозволяє періодично видаляти забруднення з порожнини шлейфів свердловин діаметром до 168 мм за рахунок їх виштовхування пружно-полімерним поршнем в еластичній оболонці та приймання їх в дослідному сепараторі на установках підготовки продукції. Впровадження методу не передбачає тимчасової зупинки видобутку вуглеводнів під час процесу проведення очищування внутрішньої порожнини шлейфу. Впровадження методу не передбачає стравлювання природного газу через факельні лінії в атмосферу, отже виключає будь-яку емісію метану і відповідне збільшення виробничо-технологічних витрат.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробки досягається для родовищ природних газів, що працюють в газовому режимі на виснаження, з розрахунку 30% зростання видобутку до базового (до проведення очищування) на період до наступної операції (типово – 45 діб).

Цей акт складено в трьох примірниках для кожної із сторін.

Від ПАТ «Укрнафта»

Від ІФНТУНГу

Аспірант

Боев Д. О.

Тимків Д. Ф.

Горін П. В.