

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Воловецький Володимир Богданович

УДК 622.691.4

ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДІВ І ЗАХОДІВ ПІДВИЩЕННЯ
ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТРУБОПРОВОДІВ СИСТЕМ
ЗБИРАННЯ ГАЗУ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 – Виробництво та технології

Подано на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

_____ В.Б. Воловецький

Науковий керівник **Грудз Володимир Ярославович**
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2023

АНОТАЦІЯ

Воловецький В.Б. Розроблення методів і заходів підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології (18 – Виробництво та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2023.

У світовій практиці виснаженими вважають родовища, які перебувають на стадії спадного видобутку чи на завершальному етапі розробляння.

Більшість газоконденсатних родовищ України розробляють на виснаження. Унаслідок цього відбувається поступове зниження пластового тиску та дебітів свердловин. Це призводить до зниження швидкості газового потоку як у свердловині, так і у трубопроводах (шлейфах, міжпромислових газопроводах) системи збирання та підготовляння газу і, відповідно, відбувається накопичення рідинних забруднень (пластової, конденсаційної води та вуглеводневого конденсату). Накопичення рідинних забруднень у свою чергу призводить до збільшення гідравлічного опору і, як наслідок, зменшення видобутку вуглеводнів зі свердловин та об'єму транспортованого газу трубопроводами системи збирання і підготовляння. Тому для забезпечення стабільного експлуатування як свердловин, так і трубопроводів, потрібно проводити моніторинг величини гідравлічного опору.

Для оцінення величини гідравлічного опору трубопроводів системи збирання та підготовляння газу визначають фактичний та теоретичний коефіцієнт гідравлічного опору. Гідравлічний стан трубопроводів загальноприйнято оцінювати коефіцієнтом гідравлічної ефективності, який визначають відношенням фактичної і проєктної пропускарної здатності.

Для підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу треба розробити заходи з видалення

рідинних забруднень з внутрішньої порожнини шлейфів та міжпромислових газопроводів.

Результати computational fluid dynamics (CFD) моделювання показали, що накопичення рідинних забруднень в понижених ділянках газопроводів впливають на газодинамічні процеси і призводять до втрат тиску понад значення, передбачене технологічним режимом. Це дало можливість не тільки визначити закономірності втрат тиску в місцях накопичення рідинних забруднень у внутрішній порожнині газопроводів, а й зрозуміти газодинамічні процеси в таких місцях, що є безумовною перевагою такого методу над експериментальним. На підставі аналізування фактичних даних експлуатування міжпромислових газопроводів, розрахунків чисельним методом різних величин та промислових досліджень вперше сформульовано основні чинники, що негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності.

Розроблено методику створення штучної нейронної мережі, яка є програмним продуктом із розрахованими в середовищі MATLAB ваговими коефіцієнтами та можливістю адаптації параметрів указаної мережі в процесі її експлуатування до оновлених і доповнених вхідних даних. На основі результатів CFD моделювання встановлено, що від положення шибера штуцера регулювального, встановленого на установці підготовляння газу, залежить розподіл фаз на початку прилеглої до штуцера труби, а отже місцезнаходження зон формування гідрату.

Запропоновано метод підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу використанням розчину поверхнево-активних речовин (ПАР), розроблено комплекс автоматизованого подавання його у свердловину та/або шлейф для періодичного видаляння рідинних забруднень.

Запропоновано спосіб руйнування піни в газорідинному потоці, що дасть змогу мінімізувати негативний вплив на сепараційне обладнання. Цей спосіб передбачає облаштування технологічної схеми для подавання

стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік, що надходить у сепаратори першого ступеня сепарації як основної лінії, так і вимірювальної. Моделювання газодинамічних процесів під час руйнування піни розробленим способом дало змогу встановити характерні параметри процесу і їхній вплив на ефективність.

Розроблено пристрій для створювання піни. На основі CFD моделювання роботи пристрою для створювання піни та освоєння свердловин встановлено, що масова витрата водного розчину на вході в пристрій має значний вплив на якість піни.

Експериментально досліджено залежність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від об'ємної витрати газу. Кореляційним аналізом отримано залежності між кратністю піни, об'ємною витратою потоку та геометрією трубопроводу, що дало можливість встановити ефективність очищення за різних умов.

Досліджено ефективність експлуатування свердловин за ускладнених умов. Проаналізовано експлуатаційні параметри восьми газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР). Визначено свердловини, які експлуатують в ускладнених умовах через накопичування рідини на вибої та в шлейфах. Експериментально визначено ефективність застосування розчину ПАР та досягнуто збільшення видобутку на 10 %.

Проведено дослідно-промислові випробування освоєння двох свердловин 566 та 126 Шебелинського газоконденсатного родовища (ГКР) із використанням піни. Унаслідок проведених робіт із освоєння видалено рідину із свердловин за допомогою нагнітання вибухобезпечної газової суміші та піни. Результати вимірювання видобувних можливостей свердловин свідчать про збільшення дебіту газу.

Експериментально досліджено пінне очищення внутрішньої порожнини шлейфів із використанням піни кратністю від 40 до 100. За результатами промислових досліджень очищення шлейфів свердловин

85 та 60 Юліївського НГКР від накопичення рідини збільшилися їхні коефіцієнти гідравлічної ефективності на величину від 7 % до 12 %. Ужиті заходи з очищення внутрішньої порожнини газопроводів від рідини засвідчили свою ефективність.

Проведено експериментальні дослідження ефективності очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів Юліївського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЦВНГК) різними методами. Установлено, що внаслідок очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів подаванням розчину ПАР отримано збільшення коефіцієнта гідравлічної ефективності на 2 % – 4,5 %, створення швидкісного газового потоку на 4 % – 7 %, а також за певних умов на 8 % – 10 % та понад.

Проведено дослідно-промислове випробування щодо визначення ефективності очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів пінами різної кратності, що дало змогу отримати позитивні результати. Установлено, що внаслідок очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів пінами кратністю від 80 до 90 отримано збільшення коефіцієнта гідравлічної ефективності на 10,5 %, а пінами кратністю від 50 до 60 – на 5,7 %.

Ключові слова: газова динаміка, газорідинний потік/суміш, дебіт газу свердловин, завершальна стадія розробляння газоконденсатних родовищ, коефіцієнт гідравлічного опору, моделювання, накопичення рідини, очищення внутрішньої порожнини трубопроводу/газопроводу, поверхнево-активні речовини, привибійна зона пласта, пропускальна здатність трубопроводу, режим експлуатування, видобування, транспортування, швидкість.

ABSTRACT

Volovetskyi V.B. Development of methods and measures to improve the hydraulic efficiency of pipelines of gas collection systems from depleted fields. – Manuscript.

The dissertation for a Degree of Doctor of Philosophy (PhD) by specialty 185. – Oil and Gas Engineering and Technology (18 – Production and technologies). – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2023.

In world practice, deposits that are at the stage of declining production or are at the final stage of development are considered depleted.

Most gas condensate fields in Ukraine are developed for depletion. As a result, there is a gradual decrease in reservoir pressure and well flow rates. This leads to a decrease in the gas flow rate both in the well and in the pipelines (flowlines, gas gathering pipelines) of the gas collection and preparation system and, accordingly, there is an accumulation of liquid contaminants (produced water, condensation water and hydrocarbon condensate). The accumulation of liquid contaminants, in turn, leads to an increase in hydraulic resistance and, as a result, a decrease in the production of hydrocarbons from wells and the volume of gas transported through the pipelines of the gathering and preparation system. Therefore, to ensure stable operation of both wells and pipelines, it is necessary to monitor the value of hydraulic resistance.

To determine the value of hydraulic resistance of the pipelines of the gas collection and preparation system, the coefficient of actual and theoretical hydraulic resistance is determined. The hydraulic condition of pipelines is generally accepted to estimate by the coefficient of hydraulic efficiency, which is determined by the ratio of the actual and design throughput.

In order to increase the coefficient of hydraulic efficiency of the pipelines of the gas collection and preparation system, it is necessary to make decisions

regarding the use of measures to clean them from liquid contamination of flowlines and gas gathering pipelines.

The results of computational fluid dynamics (CFD) modeling showed that the accumulation of liquid contaminants in the lower sections of gas pipelines affects gas-dynamic processes and leads to pressure losses exceeding the value provided by the operating practices. This made it possible not only to determine the regularities of pressure losses in places of accumulation of liquid contaminants in the internal cavity of gas pipelines, but also to understand gas-dynamic processes in such places, which is an absolute advantage of such a method over experimental ones. On the basis of the analysis of actual data on the operation of these gas gathering pipelines, numerical calculations of various quantities and industrial studies, the main factors that negatively affect the coefficient of hydraulic efficiency were formulated for the first time.

A technique for creating an artificial neural network has been developed, which is a software product with weighting coefficients calculated using the MATLAB platform and the possibility of adapting the parameters of the specified network according to updated and supplemented input data during its operation. Based on the results of CFD modeling, it was established that the distribution of phases at the beginning of the pipe adjacent to the connection pipe depends on the position of the regulating gate valve of the gas preparation unit, and therefore the location of the hydrate formation zones.

A method to improve the hydraulic efficiency of pipelines in a gas collection and treatment system using a solution of surface-active substances (surfactants) has been proposed, a complex for its automated supply to a well and/or a flowline for the periodic removal of liquid contaminants has been developed.

A method of foam destruction in the gas-liquid flow is proposed, which will make it possible to minimize the negative impact on the separation equipment. This method involves the arrangement of a process flow scheme for supplying stable hydrocarbon condensate to the gas-liquid flow entering the separators of the first stage of separation, both the main line and the measuring line. Modeling of

gas-dynamic processes during foam destruction by the developed method made it possible to establish the characteristic parameters of the process and their influence on efficiency.

A foam generator for developing wells with foam has been developed. By using CFD modeling of the foam generator operation for the development of wells with foam, it was established that the mass flow rate of the aqueous solution at the entrance to the device has a significant effect on the quality of the foam.

The dependence of the cleaning of the internal cavity of the pipeline on the volume flow of gas was experimentally investigated. By using the correlation analysis the dependences between the multiplicity of foam, volumetric flow rate and pipeline geometry were obtained, which made it possible to establish the efficiency of cleaning under different conditions.

The effectiveness of well operation under severe conditions was investigated. The operational parameters of the gas condensate wells 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 of the Yuliivske oil and gas condensate field (OGCF) were analyzed. Wells that are operated in severe conditions due to the accumulation of liquid in the bottomhole and in the flowlines have been identified. The efficiency of using a solution of surface-active substances (surfactants) was experimentally determined and a positive result was achieved in the form of an increase in production by 10 %.

Experimental and industrial tests of development of wells 566 and 126 of the Shebelynske gas condensate field (GCF) using foam were carried out. As a result of the development work, liquid was removed from the wells by injection of an explosion-proof gas mixture and foam. Based on the measured production capabilities of the wells, an increase in the gas flow rate was obtained.

Foam cleaning of the inner cavity of flowlines using foam with a multiplicity of 40 to 100 was experimentally investigated. According to the results of industrial research on the cleaning of well flowlines of the Yuliivske OGCF from liquid accumulation, the coefficients of their hydraulic efficiency increased

from 7 % to 12 %. The measures taken to clean the internal cavity of gas pipelines from liquid have proved their performance capability.

Experimental studies of the effectiveness of cleaning the internal cavity of the gas gathering pipelines of the Yuliivskyi oil and gas condensate production facility (OGCPF) by using various methods were carried out. It was established that the cleaning of the internal cavity of the gas gathering pipelines by supplying a surfactant solution leads to an increase in the coefficient of hydraulic efficiency by 2 % – 4,5 %, the creation of a high-speed gas flow by 4 % – 7 %, and under certain conditions by 8 – 10 % and more.

An experimental and industrial tests were conducted to determine the effectiveness of cleaning the internal cavity of gas gathering pipelines with foams of different multiplicity, which gave positive results. It was determined that after cleaning the internal cavity of gas gathering pipelines with foams with a multiplicity of 80 to 90 we obtained an increase in the coefficient of hydraulic efficiency by 10.5%, and with foams with a multiplicity of 50 to 60 by 5.7%.

Key words: gas dynamics, liquid-gas flow/mixture, well gas flow rate, final stage of development of gas-condensate fields, hydraulic resistance coefficient, modeling, fluid accumulation, cleaning inner cavity of pipeline/gas pipeline, surface active agents, bottomhole formation zone, pipeline capacity, operation mode, production, transportation, speed.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні результати дисертації

1. **Volovetskyi V. B.**, Uhrynovskyi A. V., Doroshenko Ya. V., Shchyrba O. M., Stakhmych Yu. S. Developing a set of measure stoprovide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. No. 1. P. 27-41. (індексується в **Scopus**). (Особистий внесок – запропонував комплекс заходів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання газу газоконденсатних родовищ. Експериментально дослідив ефективність застосовування технології очищення трубопроводів. Підготував статтю до опублікування).

2. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Tarayevs'kyu O. S., Shchyrba O. M., Doroshenko J. I., Stakhmych Yu. S. Experimental effectiveness studies of the technology for cleaning the inner cavity of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 105. No. 2. P. 61-77. (індексується в **Scopus**). (Особистий внесок – запропонував комплекс заходів для покращення гідравлічного стану міжпромислових газопроводів. Експериментально дослідив ефективність застосовування технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. Підготував статтю до опублікування).

3. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Rybitskyi I. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Developing a complex of measures for liquid removal from gas condensate wells and flowlines using surfactants. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 108. No. 1. P. 24-41. (індексується в **Scopus**). (Особистий внесок – розробив комплексні заходи для підвищення ефективності експлуатування газоконденсатних свердловин. Запропонував новий підхід щодо застосовування розчину поверхнево-активних речовин, а також руйнування піни в газорідному потоці. Підготував статтю до опублікування).

4. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Dzhus A. P., Rybitskyi I. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Investigation of gas gathering pipelines operation efficiency and selection of improvement methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 107. No. 2. P. 59-74. (**індексується в Scopus**). (Особистий внесок – проаналізував вплив накопичень рідинних забруднень у внутрішній порожнині на ефективність експлуатування міжпромислових газопроводів. Експериментально дослідив ефективність очищення міжпромислових газопроводів різними методами. Підготував статтю до опублікування).

5. **Воловецький В. Б.**, Витязь О. Ю., Щирба О. М., Коцаба В. І., Коцаба Н. М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ Наріжнрянського ГКР до УКПГ 2 Юліївського. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №3 (44). С. 158-165. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислового газопроводу, розрахував гідравлічну ефективність та об'єм забруднень. Дослідив ефективність експлуатування газопроводу та визначив об'єм забруднень експериментально. Запропонував заходи для підвищення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу. Підготував статтю до опублікування).

6. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3 (48). С. 147-155. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислового газопроводу. Установив основні причини зниження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу. Експериментально дослідив ефективність застосування очищення внутрішньої порожнини газопроводу створюванням високошвидкісного потоку газу. Підготував статтю до опублікування).

7. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М., Величко В. В., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №4 (48). С. 127-136. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував проблемні питання, які виникають під час експлуатування свердловин на виснажених родовищах. Запропонував комплекс заходів для підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

8. **Воловецький В. Б.**, Витязь О. Ю., Коцаба В. І., Щирба О. М. Способи очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин. *Нафтогазова енергетика*. 2015. №2 (24). С. 32-43. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував наявні способи видалення рідинних забруднень з внутрішньої порожнини шлейфа. Установив, що накопичення рідинних забруднень у шлейфі відбувається внаслідок недостатньої для самоочищення швидкості газового потоку. Запропонував заходи для зменшення втрат газу під час продування шлейфів газоконденсатних свердловин різними способами. Підготував статтю до опублікування).

9. **Воловецький В. Б.**, Василенко С. В., Витязь О. Ю., Щирба О. М., Гнітко А. В., Величко В. В. Оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. *Нафтогазова енергетика*. 2017. № 2 (28). С. 42-61. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував проблеми, що виникають під час експлуатування свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах, зокрема накопичення рідини як на вибої, так і в стовбурі. Запропонував заходи для підвищення ефективності експлуатування свердловин і трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

10. **Воловецький В. Б.**, Гнітко А. В., Василенко С. В., Щирба О. М., Коцаба В. І., Величко В. В. Експлуатація газоконденсатних свердловин в умовах низьких робочих тисків. *Вісник Національного технічного*

університету "ХПІ". Серія: Енергетика надійність та енергоефективність. 2018. №10 (1286). С. 7-13. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробляння родовища. Запропонував комплексні заходи для підвищення гідравлічної ефективності як ліфтової колони, так і трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

11. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М. Спорудження міжпромислових газопроводів для стабільного видобутку вуглеводнів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Серія: Теорія і практика будівництва.* 2019. № 912. С. 19-28. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислових газопроводів. Виконав розрахунки із визначення гідравлічної ефективності та об'єму забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів. Запропонував комплекс заходів для забезпечення стабільного транспортування газу міжпромисловими газопроводами. Підготував статтю до опублікування).

12. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* 2019. № 1. С. 3-13. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – дослідив режими експлуатування міжпромислових газопроводів. Визначив об'єм забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів розрахунками та експериментально. Сформулював основні чинники, що негативно впливають на гідравлічну ефективність газопроводів. Запропонував заходи для запобігання аваріям та відмовам, які забезпечать стабільне експлуатування газопроводів. Підготував статтю до опублікування).

13. **Воловецький В. Б.**, Фрайт М. В., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Коцаба В. І., Величко В. В. Перспективи збільшення обсягу вилучення рідких вуглеводнів з природного газу на УКПГ-2 Юліївського НГКР. *Інтегровані технології та енергозбереження.* 2017. № 4. С. 55-61. (**наукове фахове**

видання України). (Особистий внесок – запропонував комплексні заходи для збільшення вилучення рідинних вуглеводнів, які передбачають підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу. Підготував статтю до опублікування).

Праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

14. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Експериментальні дослідження очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. *Сучасні технології промислового комплексу – 2019*: матеріали V-ої Міжнародної науково-практичної конференції, 10–15 вересня 2019. Херсон: ХНТУ, 2019. С. 32-35.

15. **Volovetskyi V., Uhrynovskyi A., Shchyrba, O.** Investigation of technology for cleaning of the flowlines of wells. *Physical & Chemical Geotechnologies – 2019*: materials of the International Scientific & Practical Conference (Program of reports). October 3–4 2019. Dnipro: Dnipro University of Technology, 2019. P. 14-15.

16. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Дослідження впливу основних чинників на гідравлічну ефективність міжпромислових газопроводів. *Форум гірників – 2019*: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції, 26–27 вересня 2019. Дніпро: Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", 2019. С. 311-315.

17. **Воловецький В. Б.** Промислове впровадження технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. *Актуальні задачі сучасних технологій*: тези доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів, 27–28 листопада 2019. Тернопіль: ТНТУ, 2019. Том I. С. 6-8.

18. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Модернізація системи збирання та підготовляння газу для забезпечення стабільного видобутку вуглеводневої сировини. *Сучасні технології промислового комплексу – 2020*: матеріали VI-ої Міжнародної науково-практичної конференції, 08–12 вересня 2020. Херсон: ХНТУ, 2020. Випуск 6. С. 82-86.

19. **Воловецький В.**, Дорошенко Я., Щирба О. Моніторинг гідравлічного опору ліфтових колон і трубопроводів системи збирання та підготовляння газу. *Контроль і управління в складних системах (КУСС - 2020)*: тези доповідей XV-ї Міжнародної конференції, 08–10 жовтня 2020. Вінниця: ВНТУ, 2020. С. 131-133.

20. **Воловецький В. Б.**, Угриновський А. В., Дорошенко Я. В., Щирба О. М., Стахмич Ю. С. Перспективи застосування технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів від рідинних забруднень. *Форум гірників – 2020*: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції, 4–5 листопада 2020. Дніпро: НТУ"ДП", 2020. С. 267-270.

21. **Воловецький В. Б.** Видалення рідинних забруднень зі свердловин і трубопроводів системи збирання та підготовляння газу. *Інформатика, управління і штучний інтелект (ІУШІ – 2020)*: тези VII Міжнародної науково-технічної конференції, 17–19 листопада 2020. Харків: НТУ "ХП", 2020. С. 09-10.

22. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Modeling of gas-dynamic processes in the innercavity of gas gathering pipelines. *Information systems and technologies IST-2021: Proceedings of the 10-th International Scientific and Technical Conference, Kharkiv – Odesa (Ukraine), 13–19 September 2021*. P. 347-352.

23. Дорошенко Я., **Воловецький В.** Підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ. *Тридцять третя наукова сесія наукового товариства ім. Шевченка*: тези доповідей, 01–25 березня 2022. Івано-Франківськ: Наукове товариство ім. Шевченка Івано-Франківський осередок, 2022. С. 18.

24. **Воловецький В. Б.**, Грудз В. Я., Щирба О. М. Підвищення ефективності руйнування піни у газорідинному потоці. *Актуальні питання хімії та інтегрованих технологій*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, присвяченої 100-річчю ХНУМГ імені О.М.

Бекетова, 07 червня 2022. Харків: Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, 2022. С. 63.

Патенти

25. Спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів: пат. 146985 Україна: МПК E21B 43/00. № u 202007168 / **В. Б. Воловецький**, О. М. Щирба, В. Л. Отрішко; заявл. 09.11.2020; опубл. 31.03.2021; Бюл. №13. (**патент на корисну модель**). (Особистий внесок – запропоновано ідею видалення рідини зі свердловин та шлейфів подаванням розчину ПАР у затрубний простір, трубопровід від встановленого на усті комплексу автоматизованого подавання розчину ПАР, брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

26. Спосіб руйнування піни у газорідинному потоці: пат. 146266 Україна: МПК B01D 19/02, B01D 19/04. № u 202005888 / **В. Б. Воловецький**, О. М. Щирба, В. Л. Отрішко; заявл. 14.09.2020; опубл. 03.02.2021; Бюл. №5. (**патент на корисну модель**). (Особистий внесок – запропоновано ідею руйнування піни в газорідинному потоці, яка утворюється під час застосування розчину ПАР, подаванням в цей потік стабільного вуглеводневого конденсату, брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	20
ВСТУП	21
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ ПІД ЧАС РОЗРОБЛЯННЯ ЇХ НА ВИСНАЖЕННЯ	29
1.1 Аналіз сучасного стану розроблення виснажених родовищ	29
1.2 Аналіз гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу.....	43
1.3 Аналіз методів та заходів підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу	59
1.4 Аналіз застосування хімічних реагентів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу	72
1.5 Постановка завдання дослідження та конкретизація мети роботи.....	78
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ І РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ІЗ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ.....	81
2.1 Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів.....	81
2.2 Розроблення методики прогнозування гідратуутворення у системах збирання та підготовляння газу	91
2.3 Розроблення способу видалення рідини з газоконденсатних свердловини та шлейфів	109
2.4 Розроблення способу руйнування піни у газорідинному потоці	111
2.5 Розроблення способу руйнування піни у двофазному потоці системи збирання і підготовляння газу	113
2.6 Розроблення способу видалення рідини з газоконденсатних свердловин та трубопроводів піною	120
Висновки до другого розділу	126

РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ПІН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ .	128
3.1 Лабораторні дослідження пінотворних властивостей ПАР	128
3.2 Лабораторні дослідження ефективності очищування трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР	139
3.2.1 Опис експериментального стенду для дослідження ефективності очищення трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР	139
3.2.2 Методика експериментальних досліджень очищення трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР	140
3.2.3 Результати експериментальних досліджень очищення трубопроводу від рідинних забруднень.....	145
Висновки до третього розділу	155
РОЗДІЛ 4 ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ОЧИЩАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ТРУБОПРОВОДІВ СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ.....	156
4.1 Промислові дослідження ефективності застосування ПАР для видалення рідини зі свердловини	156
4.2 Промислові експериментальні дослідження очищення шлейфа свердловин піною.....	164
4.3 Промислові експериментальні дослідження ефективності очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів.....	170
Висновки до четвертого розділу.....	182
ВИСНОВКИ.....	183
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	186
ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	198
ДОДАТОК Б ОСНОВНІ ЧИННИКИ, ЯКІ ЗНИЖУЮТЬ ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ	205

ДОДАТОК В СПОСІБ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИНИ ТА ШЛЕЙФІВ	208
ДОДАТОК Г СПОСІБ РУЙНУВАННЯ ПІНИ У ГАЗОРІДИННОМУ ПОТОЦІ.....	214
ДОДАТОК Д ПРОМИСЛОВИЙ ЕКСПЕРИМЕНТ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ ЗІ СТОВБУРА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ПІНОЮ	222
ДОДАТОК Е СПОСОБИ ПОДАВАННЯ РОЗЧИНУ ПАР У ВНУТРІШНЮ ПОРОЖНИНУ МІЖПРОМИСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДУ	228

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

CFD	– computational fluid dynamics (обчислювальна гідродинаміка)
АТ	– акціонерне товариство
ГКР	– газоконденсатне родовище
ГПУ	– газопромислове управління
ДКС	– дотискувальна компресорна станція
КАП	– комплекс автоматизованого подавання
МДКС	– малогабаритна дотискувальна компресорна станція
МГ	– магістральний газопровід
НГКР	– нафтогазоконденсатне родовище
НКТ	– насосно-компресорна труба
ПАР	– поверхнево-активна речовина
ПЗП	– привибійна зона пласта
ТТР	– температура точки роси
УВП	– установка від'єднувальних пристроїв
УКПГ	– установка комплексного підготовлення газу
УКПНГ	– установка комплексного підготовлення нафти і газу
УкрНДІгаз	– Український науково-дослідний інститут природних газів
УПГ	– установка підготовлення газу
УППГ	– установка попереднього підготовлення газу
ЦВНГК	– цех з видобування нафти, газу та конденсату
ЦА	– цементувальний агрегат
ШДК	– газопровід Шебелинка – Диканька – Київ
ШР	– штуцер регулювальний

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. У цей час на більшості родовищ АТ "Укргазвидобування" спостерігається спадний видобуток, що характеризує значний відбір газу від початкових запасів, і відповідно, завершальну стадію розробляння родовищ. Такі родовища є виснаженими і потребують розв'язання чимало різних проблем, що може негативно вплинути як на стабільне експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу, так і на забезпечення планового видобутку.

Проте АТ "Укргазвидобування" з виснажених родовищ видобуває понад 70 % обсягу видобутку газу і є найбільшою газовидобувною компанією в Україні. Щоб підтримувати стабільний видобуток з виснажених родовищ розробляють та уживають різнопланових заходів, які спрямовані на буріння додаткових свердловин, ефективне проведення капітального та поточного ремонтів, інтенсифікацію наявних свердловин, реконструкцію наземної та підземної інфраструктури, впровадження нових технологій тощо. Окрім цього, аналізують наявні режими експлуатування газопромислових об'єктів, що дає змогу знайти додатковий резерв видобутку за рахунок оптимізації робочих тисків на усті свердловин, а також досягти мінімальних втрат пластової енергії. Так, одним із ефективних заходів стабілізації видобутку вуглеводнів є оптимізація робочих тисків на усті свердловин за рахунок встановлення дотискувальних компресорних станцій на об'єктах видобутку. Наступним етапом може бути встановлення малогабаритних дотискувальних компресорних станцій на усті свердловин.

Для досягнення мінімальних втрат пластової енергії від свердловини до системи збирання і підготовляння газу потрібно проводити моніторинг гідравлічного стану як ліфтової колони, так і шлейфів та міжпромислових газопроводів. Під час руху газу безумовно є втрати тиску за довжиною, але можуть виникати ще й додаткові втрати тиску, пов'язані з накопичуванням

рідини, що призводять до зростання гідравлічного опору. Величина гідравлічного опору є критерієм ефективності роботи системи збирання та підготовляння газу. Тому, чим менший буде гідравлічний опір, тим менший буде перепад тиску між свердловиною та системою збирання і підготовляння газу, і навпаки. Для зменшення гідравлічного опору потрібно видаляти рідину як зі свердловини, так і з трубопроводів. Таким чином, стабільний видобуток природного газу залежить від ефективності роботи систем збирання і підготовляння газу. Тому, питання підвищення ефективності їх експлуатування є актуальним, зокрема, під час руху газу в ділянках "вибій свердловини – шлейф – установка підготовляння газу – міжпромисловий газопровід – центральний газозбірний пункт".

На цей час розроблено багато різних методів підвищення гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу. Зокрема продування свердловин та їх шлейфів в атмосферу, що дає змогу виносити накопичену рідину газовим потоком. Іншим методом є створювання швидкісного газового потоку, що забезпечує винесення рідини на установки підготовляння газу (УПГ).

Окрім цього, застосовують і інші методи, які передбачають зменшення діаметра трубопроводу, що дає змогу збільшити швидкість газового потоку. Також можуть застосовувати технологію "труба в трубі", яка передбачає, що у внутрішній порожнині наявних сталевих трубопроводів протягують труби меншого діаметра, якими транспортують газ.

Широкого вжитку набуває застосовування очищувальних пристроїв різної конструкції тощо.

Однак, немає жодного універсального методу, який можна було б застосувати як для свердловин, так і для трубопроводів системи збирання газу. Кожний метод має свою сферу застосовування, переваги та недоліки.

Розглянуті вище, а також цілий ряд інших причин зумовлюють особливу актуальність застосовування, удосконалення, розроблення нових

методів та способів для підвищення гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу.

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

Дисертаційна робота є частиною науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт у період 2021-2022 рр. за темою 26.5001414 "Науковий супровід та аналіз заходів з оптимізації видобутку вуглеводнів із низькодебітних свердловин ГПУ "Шебелинкагазвидобування", що працюють в умовах накопичення рідини"; за темою 26.0000161 "Аналіз експлуатації та науковий супровід заходів з підвищення продуктивності роботи низькодебітних свердловин, що працюють в умовах впливу рідини на родовищах ГПУ "Шебелинкагазвидобування"; за темами 50.5001387 та 50.0000143 "Аналіз розробки та обґрунтування заходів зниження темпів падіння видобутку Шебелинського ГКР".

Мета і завдання дослідження. Мета дисертаційної роботи полягає в розробленні методів і заходів для збільшення обсягу видобутку вуглеводнів із свердловин виснажених газоконденсатних родовищ підвищенням гідравлічної ефективності системи збирання газу і його міжпромислового транспортування.

Завдання дисертаційної роботи:

– дослідити гідравлічну ефективність системи збирання газу і міжпромислового транспортування та встановити основні чинники, що призводять до її зниження;

– розробити методику створення штучної нейронної мережі для прогнозування початку процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу;

– розробити заходи з підвищення ефективності експлуатування свердловин систем збирання газу та промислово дослідити їх для раціонального використання пластової енергії за рахунок видалення рідини із застосуванням розчину поверхнево-активних речовин;

– розробити методи видалення рідинних забруднень із внутрішньої порожнини трубопроводів системи збирання газу виснажених родовищ і промислово дослідити ефективність їх застосування;

– розробити експериментальний стенд, методику експериментів для дослідження ефективності застосування поверхнево-активних речовин для видалення рідини з трубопроводів.

Об’єктом досліджень є технологічний процес експлуатування системи збирання і міжпромислового транспортування природного газу.

Предметом досліджень є підвищення ефективності експлуатування трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ.

Методи дослідження. Під час виконання роботи використано методи аналізування режимів експлуатування свердловин, системи збирання, міжпромислових газопроводів, теорії гідродинаміки газорідинних сумішей у трубопроводах, теорії розробляння газоконденсатних родовищ на виснаження. Дослідження газодинамічних процесів у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів з рідинними забрудненнями виконано за допомогою CFD чисельного моделювання.

Методика досліджень полягає у визначенні ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів до і після видалення рідини різними методами і порівнянні отриманих величин, що дає змогу об’єктивно оцінити їх ефективність.

Експериментальні дослідження виконувались на розробленому стенді із застосуванням методики раціонального планування експерименту та статистичного оброблення даних. Основні висновки роботи узгоджуються з відповідними даними теоретичних та експериментальних досліджень.

CFD моделювання було виконано в програмному комплексі ANSYS Fluent R19.1 Academic, оброблення результатів теоретичних та експериментальних досліджень – у програмі Microsoft Excel.

Положення, що виносяться на захист. Закономірності функціонування системи збору газу виснажених родовищ та методи і заходи для підвищення ефективності її експлуатування.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в тому, що:

– набуло подальшого розвитку моделювання залежностей впливу рідинних накопичень у газопроводі на величину гідравлічної ефективності в умовах міжпромислових трубопроводів з урахуванням нестационарності і неізотермічності газового потоку;

– уперше на основі моделювання газодинамічних процесів досліджено гідратоутворення в місці встановлення штуцерів регулювальних, розширено наукові знання щодо закономірностей розподілу швидкості, об'ємних часток природного газу та води в цих штуцерах залежно від різного ступеня їх відкривання. Запропоновано використовувати методи штучного інтелекту на базі алгоритмів штучних нейронних мереж для прогнозування процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу;

– уперше запропоновано метод ефективного очищення транспортованого газорідинного потоку від піни, яка утворюється в результаті застосування розчину ПАР. За результатами моделювання газодинамічних процесів встановлено закономірність впливу кількості стабільного вуглеводневого конденсату на ефективність руйнування піни, що дає змогу підвищити надійність експлуатування газопромислового обладнання;

– удосконалено методи видалення рідини з трубопроводів систем збирання газу із застосуванням пінотворних ПАР, що дає змогу підвищити їхню гідравлічну ефективність.

Практичне значення отриманих результатів. За результатами дослідження гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу розроблено заходи і методи для ефективного експлуатування їх і зменшення гідравлічного опору.

Розроблено методику створення штучної нейронної мережі як алгоритм опрацювання інформації та прогнозування процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу.

Проведені в дисертаційній роботі теоретичні та експериментальні дослідження дали змогу розробити низку нових способів. Так, розроблено два способи, які дають змогу розв'язати задачу видалення рідини зі свердловин та їхніх шлейфів [25, 26], а також руйнування піни у газорідинному потоці. Розроблено спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів. Цей спосіб дає змогу забезпечувати стабільне експлуатування свердловини у разі накопичування рідини у стовбурі та шлейфі дозованим подаванням розчину ПАР і видаленням цих рідинних забруднень енергією газорідинного потоку з вибою до УПГ. Для цього запропоновано комплекс автоматизованого подавання (КАП) розчину ПАР у свердловину та/або шлейф, який доцільно розмістити на усті.

Розроблено спосіб руйнування піни в газорідинному потоці. Цей спосіб забезпечує ефективне очищення транспортованого газорідинного потоку зі свердловин трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими та промисловими трубопроводами) від піни, яка утворюється внаслідок застосування розчину ПАР, та підвищення надійності експлуатування газопромислового обладнання.

Розроблено методику видалення рідини з вибою свердловин газоконденсатних родовищ за допомогою застосування піни.

Результати досліджень, викладені в дисертаційній роботі, можуть бути використані для системи збирання і підготовляння для оптимізації втрат природного газу під час його видобування.

Особистий внесок здобувача. Безпосередньо автором:

– досліджено гідравлічну ефективність міжпромислових газопроводів та запропоновано методи для її підвищення [1, 2, 5, 6, 22];

– уперше сформульовано основні чинники, що негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності на підставі аналізування фактичних даних експлуатування міжпромислових газопроводів, розрахунків чисельним методом різних величин та промислових досліджень [12, 16];

– запропоновано заходи для підвищення гідравлічної ефективності та моніторингу міжпромислових газопроводів [1, 2, 4, 5, 6, 11, 13, 14, 15, 17, 20];

– запропоновано заходи для підвищення ефективності закачування розчину ПАР у свердловину для видалення рідини з вибою [3, 9, 10, 21];

– розроблено заходи для підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів систем збирання і підготовляння газу [1, 2, 3, 4, 7, 8, 14, 15, 18, 19, 21, 23];

– розроблено способи видалення рідини з газоконденсатних свердловин і шлейфів та руйнування піни в газорідинному потоці і заходи для підвищення ефективності їх реалізації [23, 24, 25, 26].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на: V Міжнародній науково-практичній конференції "Сучасні технології промислового комплексу – 2019" (м. Херсон, 10 – 15 вересня 2019 р.); International Scientific & Practical Conference "Physical & Chemical Geotechnologies – 2019" (Dnipro, 2019); Міжнародній науково-технічній конференції "Форум гірників – 2019" (м. Дніпро, 26 – 27 вересня 2019); VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій" (м. Тернопіль, 27 – 28 листопада 2019); VI Міжнародній науково-практичній конференції "Сучасні технології промислового комплексу – 2020", (м. Херсон, 08 – 12 вересня 2020); XV Міжнародній конференції "Контроль і управління в складних системах (КУСС – 2020)" (м. Вінниця, 08 – 10 жовтня 2020); Міжнародній науково-технічній конференції "Форум гірників – 2020" (м. Дніпро, 13 – 14 листопада 2020); VII Міжнародній науково-технічній конференції "Інформатика, управління і штучний інтелект (ІУШІ – 2020)" (м. Харків, 17 – 19 листопада 2020); Information systems and

technologies IST-2021. Proceedings of the 10-th International Scientific and Technical Conference (September 13-19, 2021 Kharkiv – Odesa); Тридцять третій науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка "Наукове товариство ім. Шевченка Івано-Франківський осередок" (м. Івано-Франківськ, 01 – 25 березня 2022); Міжнародній науково-практичній конференції, присвяченій 100-річчю ХНУМГ імені О. М Бекетова "Актуальні питання хімії та інтегрованих технологій" (м. Харків, 07 червня 2022).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 26 наукових праць, із них чотири статі у міжнародних журналах, що індексуються в наукометричній базі даних Scopus; дев'ять статей у наукових фахових виданнях, затверджених МОН України, 11 матеріалів та тез доповідей на міжнародних конференціях; два патенти на корисну модель.

Структура та обсяг дисертаційної роботи. Дисертаційна робота викладена на 230 сторінках машинописного тексту, складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел та 6 додатків. У роботі подано 16 таблиць і 74 рисунки. Список використаних джерел містить 121 найменування.

Подяка. Автор висловлює щире подяку науковому керівнику доктору технічних наук, професору Грудзу В.Я. за наукові консультації, цінні поради та спільну плідну роботу над дисертацією. Окрема подяка всьому колективу кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, а особливо доктору технічних наук, професору Дорошенку Я.В. за всебічну допомогу та підтримку. Автор висловлює подяку колективам Українського науково-дослідного інституту природних газів, газопромислового управління (ГПУ) "Шебелинкагазвидобування", Науково-дослідному інституту транспорту газу за консультації, підтримку і сприяння у проведенні наукових досліджень.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ ПІД ЧАС РОЗРОБЛЯННЯ ЇХ НА ВИСНАЖЕННЯ

Проаналізовано показники видобування природного газу АТ "Укргазвидобування" та загалом в Україні. Дано комплексну оцінку сучасного стану видобування Шебелинського цеху з видобування нафти, газу та конденсату (ЦВНГК) і Юліївського ЦВНГК, подано основні заходи, які впроваджено для забезпечення стабільного видобування вуглеводнів, та заходи для оптимізації умов експлуатування свердловин у подальшому. Розглянуто важливу проблему гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу. Висвітлено особливості, переваги та недоліки кожного з поданих заходів щодо підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання і підготовляння газу, на основі чого поставлено основні задачі та вибрано напрямки досліджень для розроблення нових методів.

1.1 Аналіз сучасного стану розроблення виснажених родовищ

У цей час в Україні є багато компаній як державних – АТ "Укргазвидобування", так і приватних – ПрАТ "Нафтогазвидобування", ПАТ "Укрнафта", ТОВ "Енерго-сервісна компанія" тощо, які забезпечують понад 20 млрд м³ видобутку природного газу. Основною компанією з видобування природного газу в Україні є АТ "Укргазвидобування". Так, три газопромислові управління – ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування" та ГПУ "Львівгазвидобування" забезпечують понад 70 % видобутку природного газу від загального об'єму в Україні. На балансі АТ "Укргазвидобування" перебуває в розроблянні значна кількість родовищ – понад 140.

Під час розробляння газових та газоконденсатних родовищ умовно виділяють три періоди – нарощуваний, постійний і спадний видобуток газу.

Перший період частково пов'язаний із здійсненням дослідно-промислового розробляння, з початком будівельних робіт, з інтенсивним бурінням свердловин. Він зазвичай триває від трьох до п'яти років.

Другий період відноситься до основного етапу промислового розробляння – підтримання запланованого постійного відбору газу. Цей період триває від 10 до 15 років.

Третій період характеризується виснаженням пластової енергії покладів, коли видобування газу в однакових об'ємах, порівняно з першим та другим періодами, є технологічно складним та економічно недоцільним. Це завершальний період розробляння покладів. Тривалість його може бути оцінена 20 – 30 роками і більше [1].

На практиці спостерігають відхилення черговості періодів і їхньої тривалості, наприклад, після першого періоду настає третій практично без другого періоду. Також можливі й інші варіанти [1].

Період спадного видобутку газу характеризується практично незмінним в часі числом експлуатаційних свердловин або зменшенням їх унаслідок обводнення чи інших причин. Проте, в окремих випадках, можливе буріння нових свердловин для досягнення запланованих показників видобутку. Цей період продовжується до досягнення мінімально рентабельного рівня відбору газу з родовища [2].

Родовища природних газів можна розробляти на режимах виснаження пластової енергії (природних режимах) або з повним чи частковим підтриманням пластового тиску закачуванням в продуктивні пласти газу, води, пари, розчинів різних речовин і вуглеводневих розчинників (штучних режимах) [3].

Під час розробляння газових родовищ на виснаження на всіх періодах, як за газового, так і за водонапірного режимом приділяють багато зусиль для розв'язання різних проблемних питань для збільшення газовилучення.

Натомість, розробка газоконденсатних родовищ має свою специфіку, що потребує розв'язання проблем, пов'язаних ще й з відбиранням вуглеводневого конденсату і, відповідно, досягнення максимально можливого газоконденсатовилучення [4].

Більшість родовищ АТ "Укргазвидобування" вже виснажені і перебувають на завершальній стадії розробляння, що потребує детального аналізування різних проблем, прийняття швидких та обґрунтованих рішень і значних капіталовкладень для застосовування нових технологій та техніки для видобутку вуглеводнів.

На рисунку 1.1 подано динаміку видобутку природного газу в Україні та АТ "Укргазвидобування" за період з 1999 р. по 2018 р. [5, 6, 7].

Із рисунку 1.1 видно, що з 1999 р. по 2018 р. простежується збільшення видобутку природного газу, як в Україні з 18,1 млрд м³ до 21,0 млрд м³, так і в АТ "Укргазвидобування" із 13,4 млрд м³ до 15,5 млрд м³. Отже, у 2018 році АТ "Укргазвидобування" досягнуто найбільшого видобутку природного газу.

Так, фахівці АТ "Укргазвидобування" розробляють безліч організаційно-технічних заходів, спрямованих на стабілізацію видобування вуглеводнів, забезпечують плановий видобуток вуглеводнів.

Слід зауважити, що 55 % видобутку газу в АТ "Укргазвидобування" забезпечує ГПУ "Шебелинкагазвидобування", до складу якого входять три цехи з видобування нафти, газу та конденсату: Шебелинський, Єфремівський та Юліївський станом на 01.01.2022.

На сьогодні найбільший видобуток газу в АТ "Укргазвидобування" забезпечує Шебелинський ЦВНГК. Так, на Шебелинському ЦВНГК у розроблянні перебуває найбільше в Україні родовище з початковими запасами газу понад 700 млрд м³ – Шебелинське ГКР. Динаміку основних показників розробляння Шебелинського ГКР за 1956 – 2015 рр. подано на рисунку 1.2.

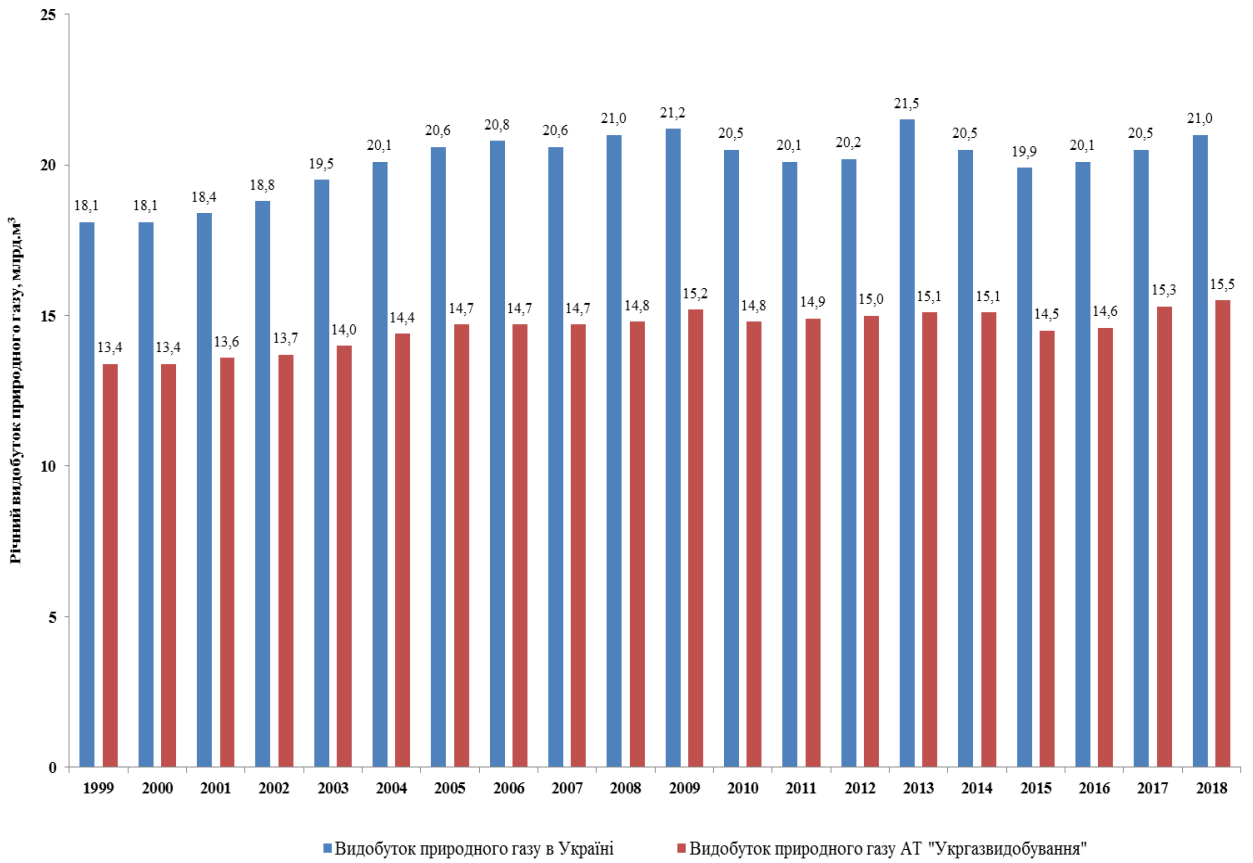


Рисунок 1.1 – Динаміка видобутку природного газу в Україні та АТ "Укрзавдобування" з 1999 р. по 2018 р.

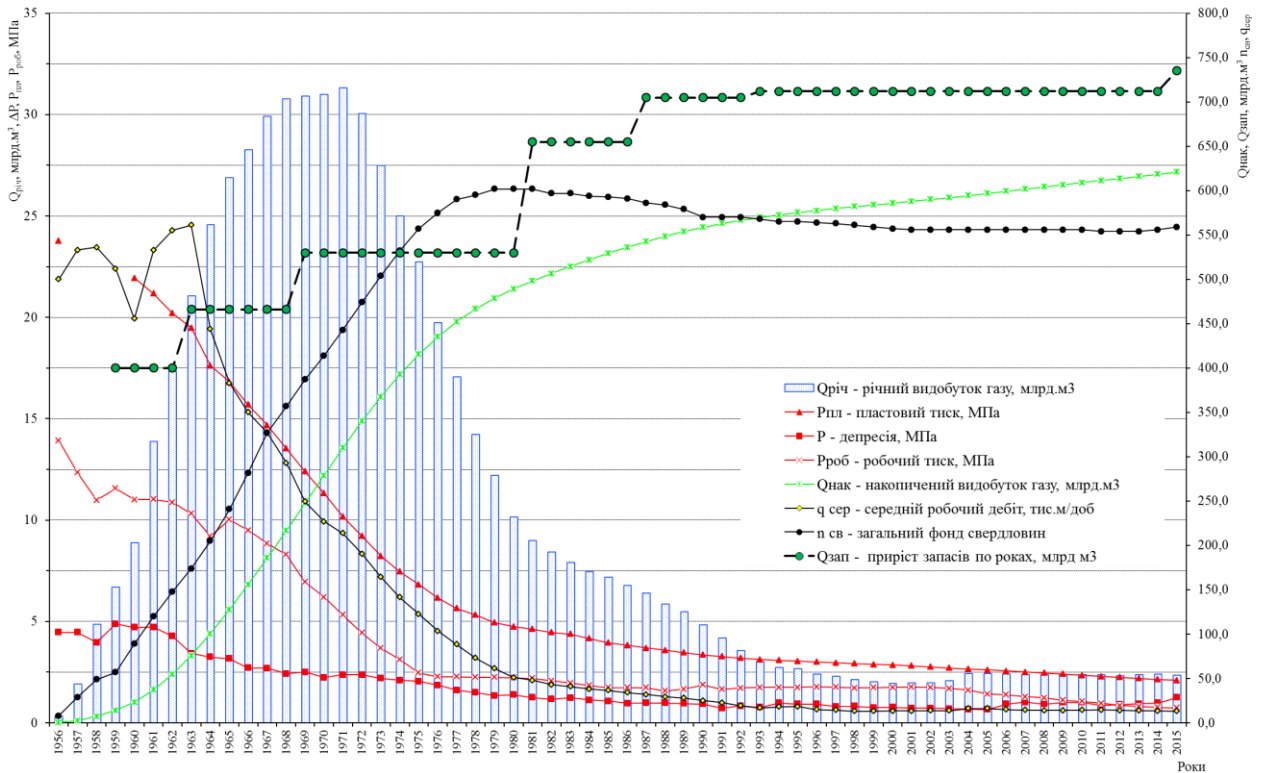


Рисунок 1.2 – Динаміка основних показників розроблення Шебелинського ГКР за 1956 – 2015 рр.

На рисунку 1.2 показано динаміку пластового тиску та річних відборів газу, за якою весь період розробляння Шебелинського ГКР умовно можна розділити на три періоди:

– 1956 – 1966 рр. – період нарощуваного видобутку, який характеризувався активним розбурюванням, інтенсивним освоєнням родовища та, відповідно, нарощуванним видобутком газу. У цей період було впроваджено схему групової обв'язки свердловин, велося активне будівництво установок комплексного підготовлення газу та конденсату. Подавання газу в магістральний газопровід здійснювалось за рахунок використання пластової енергії.

Період нарощуваного видобутку газу тривав 10 років, причому до 1960 р. темп нарощування річних відборів був повільнішим (2,1 млрд м³/рік), у період 1961 – 1966 рр. зріс до 3,2 млрд м³/рік. За цей період в експлуатацію було введено 260 свердловин і видобуто близько 21 % початкових запасів газу.

– 1966 – 1972 рр. – період постійного видобутку, який характеризується стабілізацією відборів газу на рівні близько 30 млрд м³. У 1971 році було досягнуто максимального річного рівня видобутку газу в об'ємі 31,3 млрд м³.

У 1970 році розпочався новий етап розробляння Шебелинського родовища, пов'язаний із потребою витрачання додаткової енергії для транспортування, було введено в експлуатацію Глазунівську дотискувальну компресорну станцію (ДКС), що дало змогу подавати газ на значні відстані, а також стабілізувати темпи видобутку газу. У жовтні 1971 року було введено в промислову експлуатацію Червонодонецьку ДКС, у січні 1972 року – другий компресорний цех Глазунівської ДКС.

– 1973 р. – розпочався період спадного видобутку газу. Цей період характеризується безперервним зниженням дебітів газу, депресій та робочих тисків. У період з 1976 р. по 1981 р. відмічалось зниження видобутку газу до 2,0 млрд м³/рік у зв'язку з експлуатацією свердловин на режимі постійного робочого тиску на рівні 2,2 МПа, а в період з 1982 р. по 1991 р. відмічається

сповільнення темпу зниження видобутку до 0,5 млрд м³/рік з незначним зниженням робочого тиску до 1,75 МПа.

У 1992 – 2003 рр. річний видобуток знизився з 3,5 млрд м³ до 2,1 млрд м³, що зумовлено експлуатацією свердловин на режимі постійного робочого тиску на рівні 1,75 МПа. У 2001 р. річний видобуток знизився до мінімального – 1,97 млрд м³, що було пов'язано зі зменшенням споживання газу в літній період.

Для підвищення ефективності використання пластової енергії, а також для зменшення амплітуди сезонного зниження відборів газу було проведено реконструкцію Червонодонецької ДКС (грудень 2004 р.). Поступове зниження тисків на вході в Червонодонецьку ДКС до 0,55 МПа дало змогу стабілізувати річні рівні видобутку газу протягом 2004 – 2015 рр. на рівні 2,3 млрд м³.

Наступним етапом, для оптимізації системи розробляння західної частини Шебелинського родовища та подальшого розвантаження Червонодонецької ДКС, у червні 2011 р. в експлуатацію було введено малогабаритну дотискувальну компресорну станцію (МДКС) "Шебелинка-1", газ з якої подається споживачам м. Харкова та в газопровід "Шебелинка-Полтава-Київ" через новий цех Хрестищенської ДКС. У 2012 р. було введено в експлуатацію II ступінь стиснення газу Червонодонецької ДКС, що дало змогу стабілізувати видобуток природного газу з Шебелинського родовища та диверсифікувати потоки розподілу скомпримованого газу Шебелинського ГКР завдяки його транспортуванню в магістральний газопровід південного сполучення "Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл" через обмеження споживання газу Харківським промисловим вузлом у літній період (рисунок 1.3).

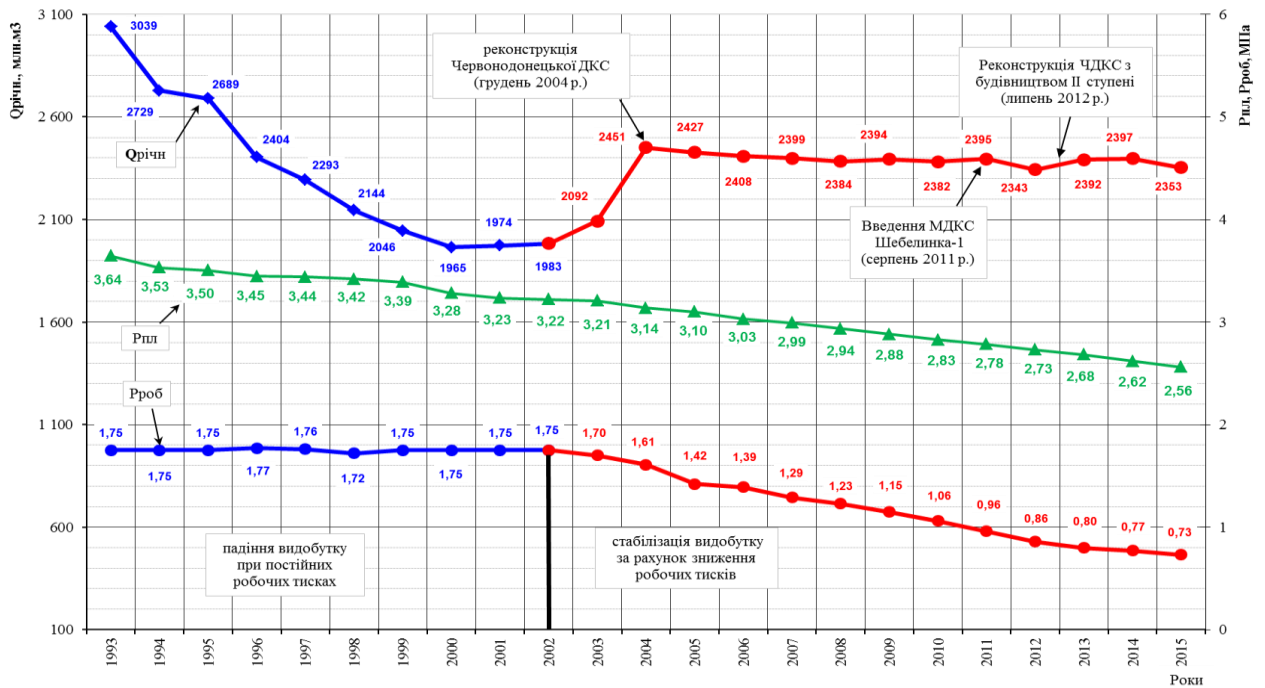


Рисунок 1.3 – Динаміка річних відборів газу Шебелинського ГКР за 1993 – 2015 рр.

Отже, незважаючи на всі проблеми, які виникали на різних стадіях розробляння, Шебелинське газоконденсатне родовище ще довгий час залишатиметься основним об'єктом газовидобування України. Передумовами для цього є: особливість геологічної будови родовища, значні залишкові запаси газу (близько 100 млрд м³) та нарощування ресурсної бази за рахунок дорозвідки глибокозалягаючих горизонтів та верхнього поверху газоносності тощо. Підтримання стабільного видобутку газу можливе за рахунок залучення інвестицій у модернізацію системи збирання та транспортування газу, реконструкцію дотискувальних компресорних станцій, впровадження новітніх технологій та техніки інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин, оптимізації експлуатування свердловин в умовах аномально низьких пластових тисків, а також забезпечення поетапної заміни експлуатаційного фонду свердловин за рахунок будівництва нових свердловин із застосуванням сучасних технологій буріння та розкриття пластів [8, 9, 10, 11].

Для стабілізації видобутку газу з Шебелинського ГКР слід забезпечити умови поступового зниження пластового тиску щорічно в межах від 0,05 МПа до 0,1 МПа, що дасть змогу сповільнити темп зниження видобутку вуглеводнів.

Протягом розробляння родовищ Юліївського ЦВНГК виникає чимало ускладнень, які негативно впливають на видобування вуглеводнів. Тому подальше експлуатування свердловин безпосередньо залежить від своєчасного усунення їх. Отже, для стабілізування видобутку вуглеводнів на родовищі розробляють різнопланові заходи та вживають їх.

У цей час на Юліївському ЦВНГК у розроблянні перебуває ряд родовищ, зокрема: Юліївське, Скворцівське, Наріжнянське, Недільне, Безлюдівське, Аксютівське тощо. Найбільшим із зазначених є Юліївське НГКР, відкрите у 1987 році пошуковою свердловинною 1. Під час випробування цієї свердловини з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону отримано промислові припливи газу [12, 13].

На Юліївському НГКР значна кількість газоконденсатних свердловин вводились в експлуатацію з початковим пластовим тиском понад 30 МПа, робочим тиском понад 20 МПа, дебітом понад 200 тис. м³/д. Зокрема були свердловини з початковим дебітом понад 300 тис. м³/д та 400 тис. м³/д.

На рисунку 1.4 подано динаміку видобування природного газу, газового конденсату та нафти на Юліївському НГКР з 1994 р. по 2015 р.

Максимального об'єму видобування природного газу з родовища досягнуто в 2001 році – 1000,677 млн м³, газового конденсату в 1998 р. – 57011 т, нафти у 2003 р. – 27353 т, що зумовлено під'єднанням нових експлуатаційних свердловин з 1994 р. до 2000 р. з високим дебітом та конденсатним фактором.

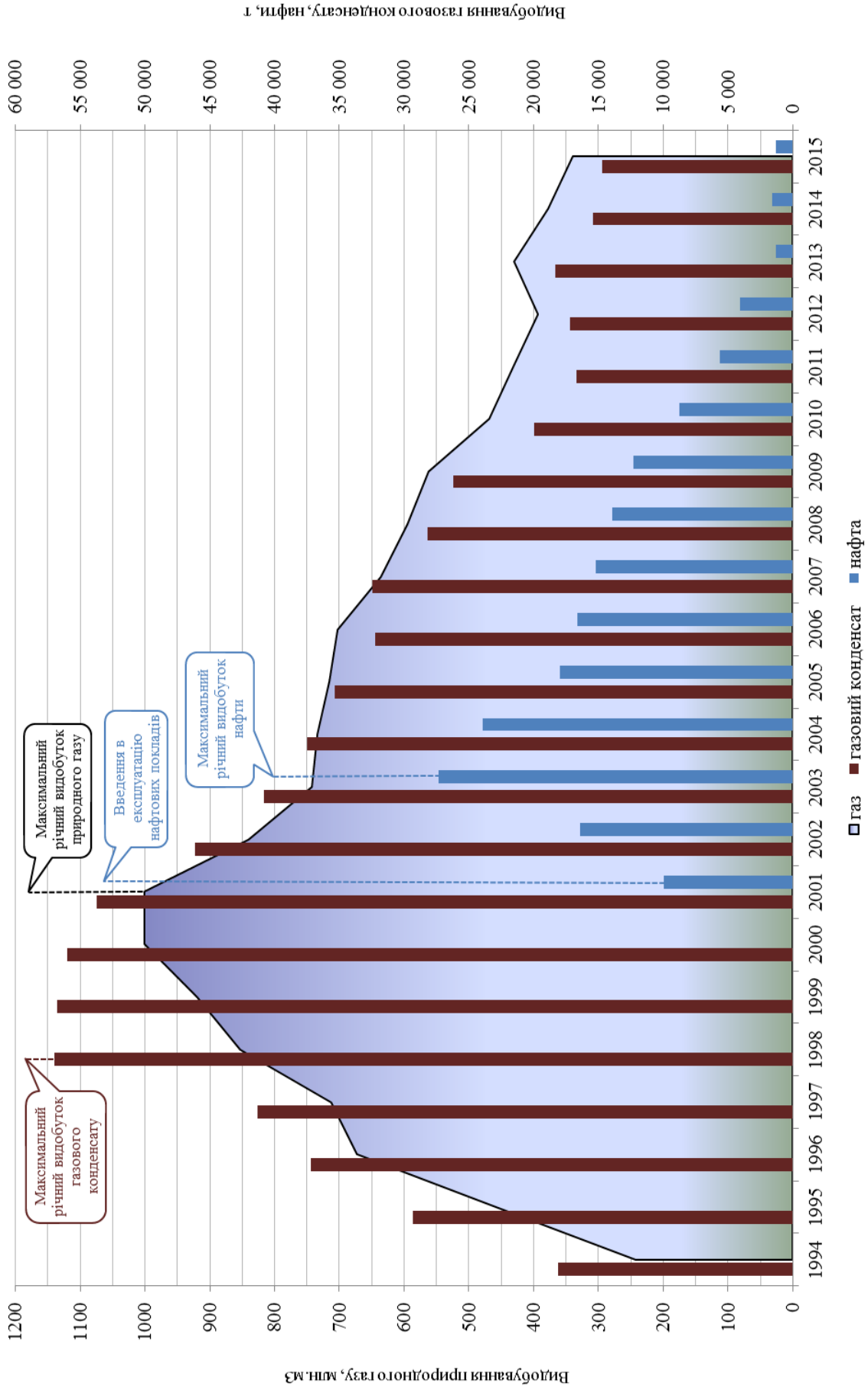


Рисунок 1.4 – Динаміка видобутку природного газу, газового конденсату та нафти на Юлівському НГКР з 1994 р. по 2015 р

Для забезпечення стабільного видобування вуглеводнів з Юліївського НГКР та інших родовищ було розроблено і впроваджено багато заходів (рисунок 1.5).

Однією зі складних проблем є видобування газу на завершальній стадії розробляння родовищ, що зумовлено зниженням обсягу видобутку та ефективним розв'язанням багатьох проблем [14].

Залежно від етапу розробляння родовища, у порожнині трубопроводів формуватимуться різні структури течії, створюючи, відповідно, різні гідравлічні опори. Ураховуючи той факт, що для виснажених родовищ характерним є високий газоводяний фактор, актуальним залишається питання мінімізації втрат тиску в системі збору та транспортування вуглеводнів [15].

У роботі [16] показано, що гідравлічний стан промислових та міжпромислових газопроводів гірший, ніж магістральних газопроводів у зв'язку з тим, що більшість родовищ України перебувають на завершальній стадії розробляння, що зумовлене істотним зниженням пластового тиску, низьким дебітом свердловин та іншими чинниками.

Стецюк С.М. [17] проаналізував причини утворення твердих і рідинних накопичень у порожнині промислових і міжпромислових газопроводів. Основними з яких є зниження ефективності роботи сепараційного обладнання установок комплексного підготовляння газу, зумовлене зниженням робочих тисків та продуктивністю свердловин.

У [18] показано, що під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом Кременівська установка комплексного підготовляння нафти і газу (УКПНГ) – Перещепинська установка комплексного підготовляння газу (УКПГ) протягом року змінюється динаміка обсягу забруднень у його внутрішній порожнині. Зростання об'єму забруднень відбувається у зимовий період, коли температура точки роси (ТТР) газового потоку вище за його температуру, тобто відбувається активація процесу конденсації рідини з

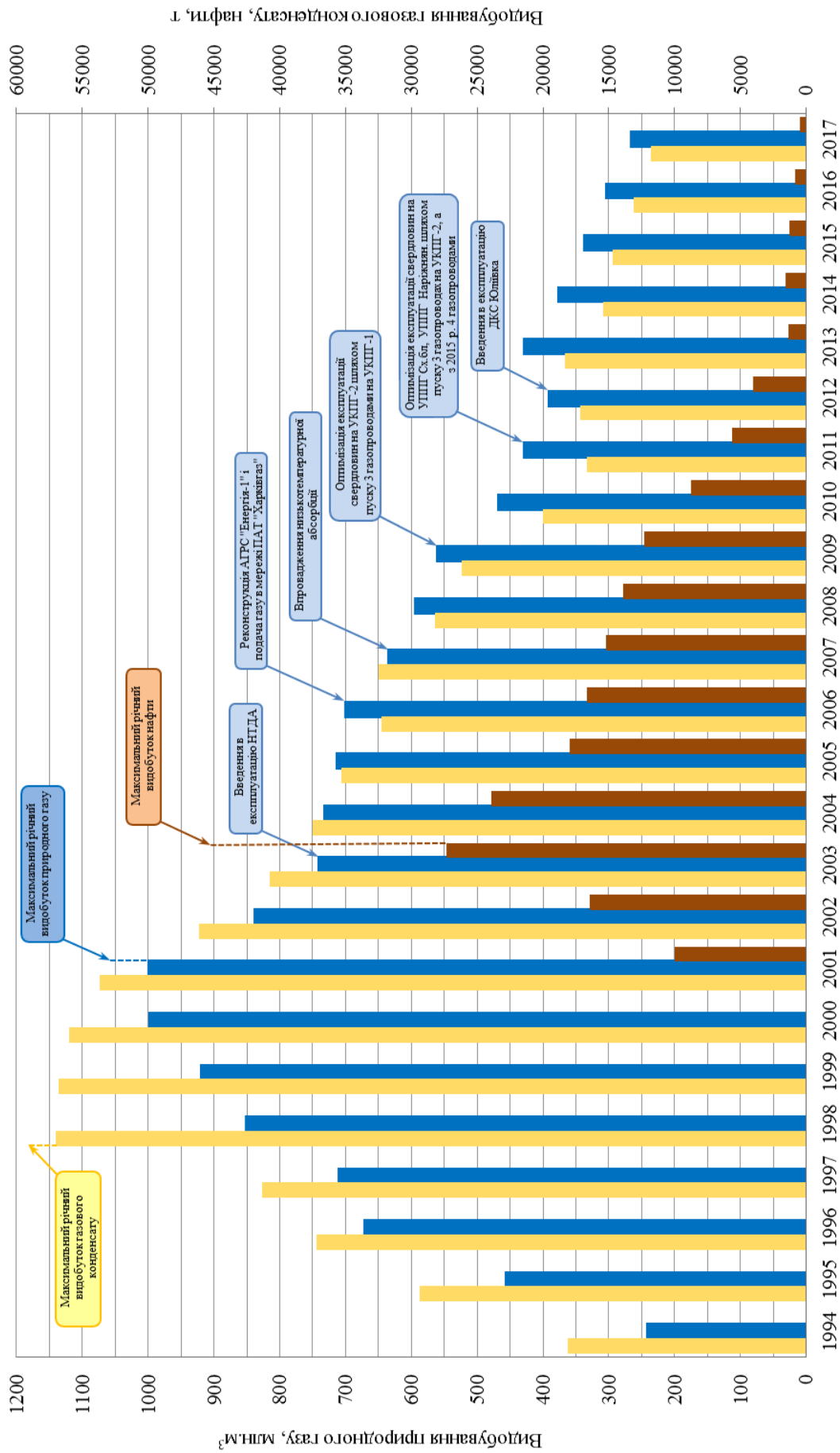


Рисунок 1.5 – Динаміка видобутку природного газу, газового конденсату та нафти на Юліївському НГКР з 1994 по 2017 роки за умови впровадження різних заходів

газового потоку в газопроводах. Причиною чого є сепарування газу під дією оточуючого середовища (повітря, стінки сепараторів, розігріті сонячним промінням) за більш додатної температури, ніж температура, якою газ транспортують до споживачів, що призводить до випадіння важких вуглеводневих фракцій і конденсації вологи з газового потоку, починаючи з певного пікету газопроводу, на якому виконуватиметься умова $T_{TR_{газу}} > T_{газу}$.

Залежно від режиму експлуатування газопроводу, поступове накопичення рідинних забруднень може призвести до їх залпового викиду. Для прогнозування залпового викиду рідини з порожнини газопроводу на кінцевий пункт призначення або з'ясування, яким чином змінюватиметься тиск трасою газопроводу, який транспортує газ певного ГКР або суміш газів різних родовищ, залежно від об'єму забруднень, що може накопичуватися протягом року в порожнині труби і викликати додатковий гідравлічний опір, фахівцями Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДІгаз) введено коефіцієнт сезонності експлуатування газопроводу для визначення $V_{дин}$ як відношення мінімального об'єму забруднень у порожнині газопроводу до його максимального значення.

Значення коефіцієнта сезонності дійсне лише для газопроводів, очищення яких протягом року не проводять. Коефіцієнт сезонності міститиме похибку, зумовлену точністю визначення об'єму забруднень за диспетчерськими даними, крім того, визначення коефіцієнта сезонності передбачає проведення контрольного дослідження гідравлічних параметрів газового потоку в певний період року для перевірення розбіжності між диспетчерськими даними і даними вимірювання та визначення гідравлічного стану газопроводу відповідно до року проведення досліджень. Отже для кожного конкретного газопроводу зміна об'єму забруднень у порожнині відповідатиме формулі [18]:

$$V_{дин}^i = k_c \cdot V_{досл.}, \quad (1.1)$$

де $V_{дин}^i$ – об'єм забруднень у порожнині трубопроводу протягом року в кожний i -місяць, м³;

k_c – коефіцієнт сезонності експлуатування ділянок газопроводу (розраховується окремо для кожного газопроводу залежно від зміни температур точок роси газу протягом року);

$V_{досл.}$ – визначений об'єм забруднень у порожнині газопроводу за результатами досліджень, м³.

У [19] показано, що тип та якісний склад забруднень для кожного із родовищ є специфічними, та притаманні лише досліджуваній газонасній площі:

– для Львівщини притаманна наявність пластової та конденсаційної води із значним вмістом дрібнодисперсних механічних домішок як побічного продукту корозії;

– для Полтавських родовищ – локалізація конденсату різної густини;

– для групи свердловин Шебелинського ГКР у районі УКПГ-19 – глинисто-рідинна суспензія.

Поступове накопичення як рідинних, так і твердих забруднень у міжпромислових та промислових газопроводах зумовлене різними чинниками. Так, одними із основних чинників є зниження ефективності сепараційного обладнання на об'єктах видобування нафти і газу.

Зараз у всіх газопромислових управліннях АТ "Укргазвидобування" на установках попереднього підготовлення газу (УППГ), УКПГ використовується сепараційне обладнання, якому двадцять і більше років. На газоконденсатних родовищах за такий проміжок часу відбувається багато змін, пов'язаних з роботою свердловин, а саме: зниження пластового тиску, збільшення кількості рідини, особливо пластової води. Це призводить до змін умов експлуатування сепараційного обладнання, тобто режим роботи апаратів все більше відрізняється від проектного, що призводить до погіршення гідродинамічної ситуації в апаратах та зниження ефективності виділення рідинної фази з газового потоку. Крім цього, контактні елементи, які забезпечують процес сепарації, з часом зношуються, фізично та морально застарівають [20].

Для підвищення ефективності очищення газу вдосконалюють сепараційне обладнання як на першій, так і на другій ступенях сепарації технологічних установок.

У 2000 році сепаратор ГСВ 1000-160 (ГО-4), обладнаний контактними елементами, було впроваджено на першій ступені сепарації на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Завдяки цьому збільшився видобуток пропан-бутанової фракції. Річний економічний ефект склав близько 1 млн грн [21].

Аналогічні реконструкції сепараторів із встановленням нових сепараційних елементів проведено і на інших нафтогазових промислах. Так, у 2005 році було виконано модернізацію сепаратора С-3 (ГБ-18) другої ступені сепарації на УКПГ-1 Юліївського НГКР. Його обладнано сепараційною головкою з прямотечійними відцентровими сепараційними елементами. Впровадження даного заходу дало змогу збільшити вилучення вуглеводневого конденсату [22].

Ще одним не менш важливим чинником накопичення рідинних забруднень є зниження продуктивності свердловин і, відповідно, швидкості газового потоку.

Наслідком накопичення значних об'ємів рідини в порожнині газопроводів та шлейфів є збільшення гідравлічного опору окремих їхніх ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобутку газу зі свердловини [23].

Базуючись на виконаних за останні 40 років [24, 25, 26] дослідженнях, можна виділити два джерела надходження твердих забруднень у внутрішню порожнину газопроводів:

- неякісне очищення газопроводу перед його введенням в експлуатацію (бруд, пісок, доволі великі предмети, залишки будівельного шламу, опалки електродів тощо);
- винесення мінеральних утворень зі свердловин (залишки бурового глинистого розчину, шлам порід-колекторів).

Очевидно, що завершальна стадія розроблення родовищ характеризується ускладненнями, які вимагають комплексного підходу до розв'язання їх та значних капіталовкладень. Одними з основних є питання вибіркового обводнення продуктивних пластів, проведення ефективного капітального ремонту свердловин, модернізація наземної інфраструктури УПГ, оптимізації умов експлуатування свердловин та підвищення ефективності експлуатування трубопроводів системи збирання газу завдяки застосуванню ефективних методів очищення їх внутрішньої порожнини.

Для підвищення ефективного експлуатування системи збирання і підготовляння газу виснажених родовищ рекомендується:

- розробити та впровадити ефективні заходи для очищення трубопроводів системи збирання та підготовляння газу за результатами експериментальних досліджень;

- розробити та впровадити комплекс заходів з модернізації надземної та підземної інфраструктури системи збирання та підготовляння газу;

- впровадження сучасної техніки та технології виробництва на основі відповідних техніко-економічних обґрунтувань.

Розроблення та уживання різнопланових заходів дасть змогу обрати оптимальні режими експлуатування трубопроводів системи збирання газу для стабілізації видобутку та раціонального використання пластової енергії.

1.2 Аналіз гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу

Під час розроблення газоконденсатних родовищ актуальним залишається завдання отримати максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення. До цього треба підходити комплексно, у декілька етапів. Для початку потрібно проаналізувати рух газу з пласта до УПГ за таким маршрутом: пласт – привибійна зона пласта (ПЗП) – свердловина – шлейф – УППГ – міжпромисловий газопровід – УКПГ. Очевидно, що на

кожному з поданих пунктів треба підвищувати ефективність експлуатування свердловин задля раціонального використання пластової енергії.

Так, одним із наведених етапів є забезпечення стабільного транспортування природного газу трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими газопроводами). Отже, для транспортування природного газу власного видобутку доцільно підвищувати показники гідравлічних характеристик газопроводів.

Критерієм результативності експлуатування газопроводу є визначення його гідравлічної ефективності. Гідравлічною ефективністю газопроводу називають ступінь зниження його пропускарної здатності в процесі експлуатування за рахунок зростання гідравлічного опору. На зростання гідравлічного опору впливає чимало різних причин, основними з яких є зростання шорсткості внутрішньої поверхні труб, а також накопичення рідинних та/або твердих забруднень у порожнині трубопроводу.

Вочевидь, що під час транспортування газу в трубопроводі змінюються технологічні режими, це зумовлено різними чинниками і впливає на експлуатаційні параметри та гідравлічний стан, який потребує постійного моніторингу, що передбачає:

- фактичне вимірювання основних параметрів режиму газового потоку в контрольних точках трубопроводу (тиску, температури, витрати);

- виконання розрахунків коефіцієнтів гідравлічного опору та гідравлічної ефективності за відомими методиками, а також за допомогою програмного забезпечення відомих компаній.

Якщо не забезпечувати моніторинг гідравлічного стану трубопроводів, то можуть виникнути такі ускладнення:

- формування рідинних накопичень із подальшим їх залповим надходженням до сепараційного обладнання УКПГ;

- гідратоутворення, яке може виникнути по шляху руху газорідинного потоку вибій – устя свердловини – шлейф – УПГ – міжпромисловий газопровід – УКПГ;

– необґрунтоване зростання перепаду тиску від вибою свердловини до УПГ понад передбачене технологічним режимом значення.

Зазвичай довготривалий процес формування і подальшого перерозподілу рідини в часі, який характеризується мінімальним надходженням рідини в порожнину трубопроводу, поступового її накопичення до певного критичного рівня і подальшого стрімкого перерозподілу, називають "залповим" викидом рідини до сепараційного обладнання УПГ.

У разі досягнення критичної величини забруднень у коліні трубопроводу подібно стрибку знижується кінцевий тиск або підвищується початковий, і велика маса рідини переміщується в наступну понижену ділянку, виштовхуючи певний об'єм рідини із неї залежно від рельєфу до кінцевого пункту призначення, де рідинний потік потрапляє в газозбірні технологічні трубопроводи. Це може призвести як до переповнення сепаратора, так і до неефективної його роботи, внаслідок чого – можливої аварійної відмови обладнання та припинення подавання газу [27].

Окрім цього, варто зауважити ще одну не менш важливу проблему, яка може виникнути під час транспортування газу – це гідратоутворення у газопромисловому обладнанні.

Проблема запобігання гідратоутворенню виникла одночасно із введенням у промислову розробку перших газових родовищ і залишається актуальною на багатьох газопромислових об'єктах [28].

Явище гідратоутворення вперше відзначив у 1934 р. американський вчений Е. Г. Гаммершмідт [29]. Він установив, що газові гідрати можуть утворюватися і накопичуватися в газопроводах, викликаючи їх закупорювання, і призводять в окремих випадках до аварійних ситуацій. Для боротьби з гідратами в трубопроводах вчений надав перші рекомендації щодо використання інгібіторів. За результатами оброблення багатьох експериментальних даних, отриманих для різних інгібіторів

Е. Г. Гаммершмідт запропонував емпіричну формулу для оцінки їх ефективності [30]:

$$\Delta T = \frac{K \cdot X}{M \cdot (100 - X)}, \quad (1.2)$$

де ΔT – зниження температури гідратуутворення;

K – константа, що залежить від типу інгібітора;

X – концентрація інгібітора, % (мас);

M – молекулярна маса інгібітора.

Під час промислових досліджень проходять випробування різні методи. За результатами їх досліджень визначено ефективні методи боротьби з утворенням гідратів при видобуванні і транспортуванні природного газу [31].

У 1970 роках минулого століття на газових промислах застосовували багато різних методів для попередження та ліквідації гідратуутворення [32]. Так, для попередження гідратуутворення у свердловинах та системах збору газу були відомі такі методи:

- обігрів вузлів та ділянок для підвищення температури газу вище рівноважної температури можливого гідратуутворення;
- введення в потік газу інгібіторів;
- систематичне видалення рідини, яка накопичується в понижених місцях системи збору тощо.

Під час відкладання гідратів у внутрішній порожнині газопроводу зазвичай змінюється величина тиску, що потребує контролювання. Тиск на відстані X від початку газопроводу можна визначити за формулою [33]:

$$P_x = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \cdot \frac{X}{L}}, \text{ МПа} \quad (1.3)$$

де P_n, P_k – тиск на початку та в кінці газопроводу, МПа;

X – відстань від початку газопроводу до контрольної точки, км;

L – довжина шлейфа, км.

У разі виникнення глухих гідратних пробок у газопроводі можуть закривати перекривну арматуру, а потім виконувати спорожнення частковим

зниженням тиску до певного значення або повним зниженням тиску до атмосферного значення.

Об'єм газу під час спорожнення газопроводу можна визначити за формулою [34]:

$$V_n = \frac{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L \cdot T_{\text{см}}}{P_{\text{см}} \cdot T_n} \cdot \left(\frac{P_n}{Z_n} - \frac{P_{\text{к}}}{Z_{\text{к}}} \right), \text{ м}^3 \quad (1.4)$$

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

L – довжина газопроводу, м;

$T_{\text{см}}$ – стандартна температура, К;

$P_{\text{см}}$ – стандартний тиск, МПа;

T_n – температура газу перед спорожненням, К;

P_n – тиск газу в газопроводі перед спорожненням, МПа;

Z_n – коефіцієнт стисливості газу за P_n ;

$P_{\text{к}}$ – тиск газу в газопроводі після спорожнення, МПа;

$Z_{\text{к}}$ – коефіцієнт стисливості газу за $P_{\text{к}}$.

Ще одним негативним впливом наявності забруднень є необґрунтоване зростання тиску від вибою свердловини до УПГ понад передбачене технологічним режимом значення. Відомо, що під час руху газорідного потоку з вибою свердловини ліфтовою колоною та шлейфом у разі накопичення рідини як у стовбурі, так і у внутрішній порожнині трубопроводу, які призводять до зменшення прохідного перерізу трубопроводу і, відповідно, можуть негативно вплинути на продуктивність свердловини та видобуток загалом, а також до зростання втрат тиску понад передбачене технологічним режимом значення.

За наявності рідини (води і вуглеводневого конденсату) у продукції свердловини вибійний тиск можна визначити за формулою [35, 36, 37]:

$$P_{\text{виб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} + 0,0133 \cdot \lambda_{\text{ф}} \cdot \frac{T_{\text{сп}}^2 \cdot Z_{\text{сп}}^2}{d_{\text{вн}}^5 \cdot \rho_{\text{сум}}} \cdot (e^{2 \cdot S} - 1) \cdot q_{\text{сум}}^2}, \text{ МПа}, \quad (1.5)$$

де P_y – тиск газу на усті свердловини, МПа;

λ_{ϕ} – фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;
 T_{cp} – середня температура газу в стовбурі свердловини, К;
 Z_{cp} – коефіцієнт стисливості за P_{cp} і T_{cp} ;
 D_{ϕ} – внутрішній діаметр колони ліфтових труб, м;
 $\rho_{сум}$ – густина газорідинної суміші, кг/м³;
 $q_{сум}$ – об'ємна витрата газорідинної суміші, тис. м³/д.

Тиск у кінці шлейфа на вході в УКПГ можна визначити з рівняння пропускарної здатності газопроводів, урахувавши втрати тиску в місцевих опорах (поворотних колінах, трійниках, звуженнях, розширеннях тощо) за формулою [38]:

$$P_{\phi x} = \sqrt{P_y^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda_{\phi} \cdot \Delta \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{105,087^2 \cdot D_{\phi}^5}} - \Delta P_m, \text{ МПа} \quad (1.6)$$

де P_y – тиск газу на усті свердловини, МПа;

Q – об'єм транспортованого газу, млн м³/д;

λ_{ϕ} – фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

Z_{cp} – коефіцієнт стисливості за P_{cp} і T_{cp} ;

T_{cp} – середня температура газу в газопроводі, К;

L – довжина газопроводу, км;

D_{ϕ} – внутрішній діаметр шлейфа, м;

ΔP_m – втрати тиску в місцевих опорах, МПа.

З огляду на вищевикладене, можна сказати, що гідравлічний стан газопроводу є важливим чинником для забезпечення надійного транспортування газу до системи збирання і підготовляння газу і, відповідно, впливає на обсяги видобутку.

Для оцінювання зниження пропускарної здатності газопроводу у разі зростання гідравлічного опору труб загальноприйнято використовувати коефіцієнт гідравлічної ефективності [39, 40].

Поняття гідравлічної ефективності вперше було введено Ходановичем Є.І. для оцінювання технічного стану газопроводу на підставі

зниження його пропускарної здатності [41, 42]. У подальшому за результатами теоретичних та експериментальних досліджень закономірності впливу гідравлічної ефективності на транспортування газу викладено в працях Бобровського С.А. [43], Галіулліна З.Т. [44], Грудза В.Я. [45], Жидкової М.О. [46], Капцова І.І. [47], Яковлєва Є.І. [48] та інших.

Великий теоретичний інтерес щодо дослідження гідравлічної ефективності представляють роботи Мамаєва В.О., Гужова А.Н., Клапчука О.І., присвячені вивченню руху двофазних потоків у трубах. В експериментальних дослідженнях Гусейнова Ч.С. [49] показано вплив скупчень рідини на гідравлічний опір газопроводу.

Коефіцієнт гідравлічної ефективності E визначається співвідношенням за [50, 51]:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_m}{\lambda_\phi}}, \quad (1.7)$$

де λ_m – теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору;

λ_ϕ – фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору.

Теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору визначається за формулою ВНДІгаз [52, 53, 54]:

$$\lambda_m = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{D_e} \right)^{0.2}, \quad (1.8)$$

де Re – число Рейнольдса;

k_e – коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби, мм;

D_e – внутрішній діаметр газопроводу, мм.

Фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору визначається на основі вимірювань за формулою [55]:

$$\lambda_\phi = \frac{(105,087)^2 \cdot D_e^5 \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{\Delta \cdot Z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L \cdot Q^2}, \quad (1.9)$$

де D_e – внутрішній діаметр газопроводу, м;

P_n – тиск газу на початку газопроводу, МПа;

P_k – тиск газу в кінці газопроводу, МПа;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

Z_{cp} – коефіцієнт стисливості за P_{cp} і T_{cp} ;

T_{cp} – середня температура газу в газопроводі, К;

L – довжина газопроводу, км;

Q – об'єм транспортованого газу, млн м³/д.

З літературних джерел [56, 57] відомо, що характер руху газу в трубах описується системою диференціальних рівнянь у часткових похідних. У [58] приведено загальні математичні моделі квазістаціонарного і нестационарного руху газу в трубопроводах у різних умовах технічного стану труб. Зокрема, математична модель одномірного руху газу в трубопроводі, яка базується на рівняннях руху, нерозривності та енергії, має вигляд:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} = 0,$$

$$\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (1.10)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left(\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \right. \\ \left. + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \\ = \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c).$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято:

c_p, c_c – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб;

$T_{\text{нав}}, T_c$ – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу;

α_1, α_2 – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;

D, d – зовнішній і внутрішній діаметри труби;

ξ, ξ_c – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби;

F, F_c – площа перерізу трубопроводу і стінки;

$\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$; h – геодезична позначка траси газопроводу.

Рівняння енергії потоку газу відображає закон збереження енергії стосовно руху реального газу в трубопроводі. При цьому ліва частина рівняння містить складники, що враховують характер перетворення механічної енергії газового потоку у внутрішню за рахунок теплообміну з довкіллям. Відношення останнього складника рівняння, який характеризує теплообмін з довкіллям, до першого члена, що характеризує процес перетворення механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу [59].

У [60, 61] приведено результати досліджень впливу нестационарності газового потоку на точність визначення коефіцієнта ефективності. Введено поняття критерію нестационарності як відношення інерційних гідравлічних втрат енергії в потоці до втрат на тертя, отримано його числове граничне значення, яке зумовлює похибку, що не перевищує 5 %.

У роботі [62] показано вплив рідинної фази на гідравлічну ефективність газопроводу. Приведено методи визначення кількості рідини в газопроводі, встановлено фізичні властивості рідинних відкладень, ступінь їх корозійної активності.

У [63] наведено причини утворення твердих та рідинних накопичень у внутрішній порожнині газопроводів. Результатом накопичення значних об'ємів рідини в порожнині газопроводів та шлейфів є збільшення гідравлічного опору окремих їх ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобутку газу зі свердловини.

Отримано математичні моделі залежності функціональної умови $\Phi_1(\varphi_{кр})$ від чинників: швидкісний режим роботи газопроводу, його технічна характеристика, якісна характеристика рідинних забруднень у порожнині газопроводу, рельєф місцевості, траса якою прокладено газопровід і середній тиск газу на ділянці газопроводу:

$$\Phi_1(\varphi_{кр}) = \frac{2\beta \cdot \frac{2\pi^2 \omega^2 \gamma_z}{Dg}}{\Delta\gamma \cdot \cos\alpha} = \frac{4\pi^2 \beta \omega^2 P}{zRTDg \cos\alpha \left(\gamma_p - \frac{P}{zRT} \right)}, \quad (1.11)$$

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 газових родовищ 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/с²;

α – кут нахилу ділянки газопроводу до горизонтальної поверхні, рад;

γ_p – питома вага рідини, кг/м³.

У роботі [64] наведено результати досліджень гідравлічної ефективності промислових газопроводів Шебелинсько-Хрестищенської групи та магістральних газопроводів, що транспортують газ з цих родовищ, а саме, магістральних газопроводів Шебелинка – Диканька – Київ (ШДК), Шебелинка – Полтава – Київ, Єфремівка – Диканька – Київ, коефіцієнт гідравлічної ефективності перебуває у досить широких межах від 14,1 % до 91,7 %, що свідчить про значне накопичення в порожнині труб рідинних забруднень. Також визначено об'єм рідинних забруднень за трьома різними методиками на прикладі промислових газопроводів Шебелинсько – Хрестищенської групи та магістрального газопроводу ШДК DN 1200.

Більш прийнятний в умовах експлуатування як промислових, так і магістральних газопроводів є метод визначення об'єму забруднень, який передбачає відносно рівномірний розподіл накопичень по довжині трубопроводу:

$$V_{зобр} = 0,785 \cdot \frac{\kappa_1 \cdot \kappa_2}{\kappa_3} \cdot L \cdot D_{вн}^2 \cdot (1 - E^{0,8}), \quad (1.12)$$

де κ_1 – коефіцієнт, що враховує швидкість течії газу за різних значень ефективності газопроводу;

κ_2 – коефіцієнт, що враховує вплив профілю траси та діаметра труби на ступінь рівномірності розподілу забруднень по довжині газопроводу;

κ_3 – коефіцієнт сезонності, що враховує зміну кількості рідинних забруднень у газопроводі впродовж року та вплив некондинційності газу який транспортують;

$D_{вн}$ – внутрішній діаметр газопроводу, м;

L – довжина газопроводу;

E – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу.

Наступний метод дає змогу створити методику визначення кількості рідини у конкретному газопроводі, що має більшу точність та базується на різниці об'єму рідини до і після проведення операції з очищення:

$$V_p = \kappa \cdot (1 - E^{0,8}), \quad (1.13)$$

$$\kappa = \frac{\Delta V_p}{E_2^{0,8} - E_1^{0,8}}, \quad (1.14)$$

де ΔV_p – різниця об'єму рідинних забруднень до і після проведення операції з очищення діючого газопроводу, м³;

E_1, E_2 – коефіцієнт гідравлічної ефективності відповідно до і після проведення операції з очищення.

Об'єм забруднень у газопроводі за наявності висхідних та низхідних ділянок можна визначити за формулою [65]:

$$V_{зобр} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n L^*}{\sum_{i=1}^n H^*} \left\{ \frac{(P_n^2 - P_k^2)(1 - E^2) - 2\gamma_2 \sum_{i=1}^n (H_i^- - H_i^+) \cdot P_{cp}}{2(\gamma_p - \gamma_2) P_{cp}} \right\}, \quad (1.15)$$

де D – внутрішній діаметр газопроводу, м;

L^* – довжина ділянки барботування, м;

H^* – висота висхідної ділянки, м;

P_n, P_k – відповідно початковий та кінцевий тиск на ділянках газопроводу, Па;
 P_a ;

P_{cp} – середній тиск на ділянці газопроводу, Па;

E – коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки газопроводу, долі одиниці;

γ_g, γ_p – відповідно питома вага газової та рідинної фази, кг/м³;

H_i^+, H_i^- – висота відповідно висхідної та низхідної ділянок газопроводу, м.

Отримані результати об'єму забруднень за трьома методиками досить значні, тому потрібно вживати заходів з очищення газопроводів.

У [66] під час експлуатування газопроводів гідравлічний розрахунок полягає у визначенні пропускальної здатності трубопроводу – максимально можливого завантаження трубопроводу за певного робочого тиску та оціненні гідравлічної ефективності газопроводу (для видобувного підприємства – оцінюванні загальних втрат тиску під час збирання або транспортування продукції), рисунок 1.6.

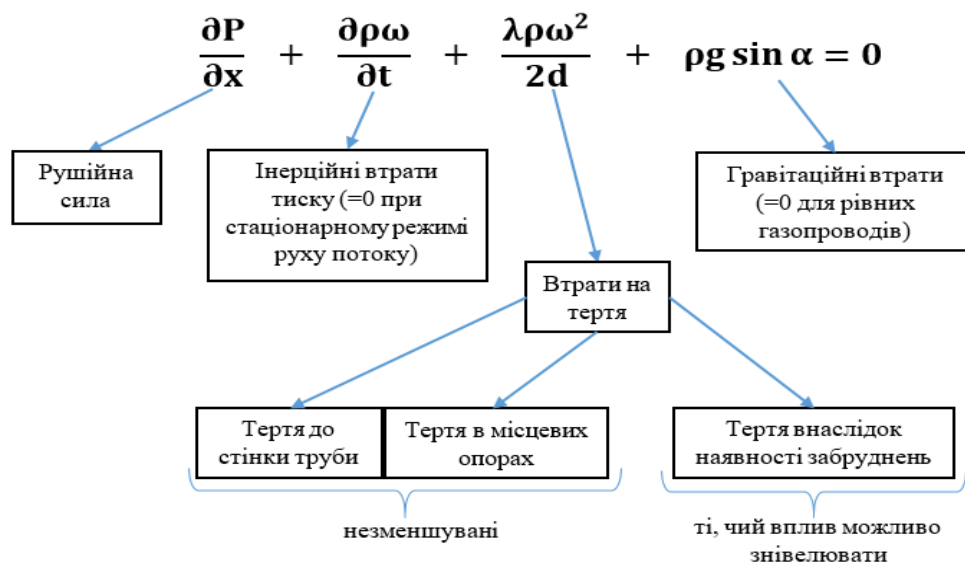


Рисунок 1.6 – Структура втрат енергії під час транспортування газу

У [67] проаналізовано режими експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу. Установлено, що зниження гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу

відбувається внаслідок наявності забруднень у трубопроводах, які призводять до додаткового гідравлічного опору та втрат тиску.

Так, у 2007 – 2008 рр. втрати тиску між входом у Червонодонецьку ДКС та гирлом свердловин сягали 4 кгс/см^2 – $4,5 \text{ кгс/см}^2$, основними складовими яких були (в порядку збільшення впливу):

- втрати тиску в обв'язці входу в Червонодонецьку ДКС;
- втрати тиску в газопроводах-відводах від 24 УКПГ до кільцевих газозбірних колекторів (в основному в кранових вузлах);
- втрати тиску в шлейфах свердловин (умовно не зменшувані);
- втрати тиску в основному газозбірному колекторі та кільцевих газозбірних колекторах.

Також встановлено, що однією з причин зменшення видобутку з Шебелинського ГКР (рисунок 1.7) була неможливість подавання газу в повному об'ємі видобутку в систему магістральних газопроводів (ШДК), оскільки пропускарну здатність зменшували надмірні втрати тиску, викликані наявністю забруднень у трьох балках, зокрема в районі УКПГ-11 Шебелинського ГКР, у районі початку магістральних газопроводів ШДК та в балці поблизу с. Олексіївка Первомайського району. Обсяг цих втрат оцінено за розробленим алгоритмом, проаналізовано можливість збільшення пропускарної здатності трубопроводу та ухвалено рішення щодо очищення цих ділянок за допомогою з'ємних дренажних пристроїв без припинення перекачування газу. До моменту введення в експлуатацію другої ступені компримування газу на ЧДКС вивільнення із порожнини трубопроводу понад 50 м^3 технічної рідини, дало змогу дещо зменшити вплив сезонної нерівномірності споживання газу на об'єми його видобутку з Шебелинського ГКР.

Завдяки зниженню робочих тисків і реконструкції наземної інфраструктури досягнуто збільшення річного відбору газу. На рисунку 1.7 показано динаміку річних відборів газу, пластового та робочого тисків.

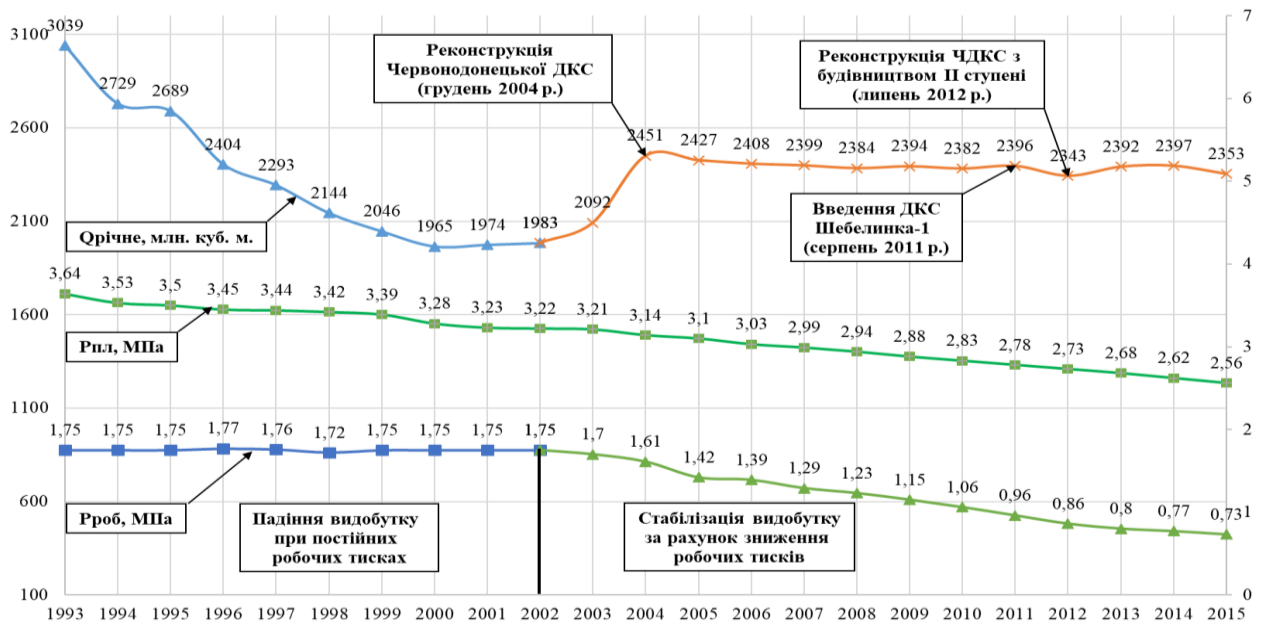


Рисунок 1.7 – Динаміка річних відборів газу, пластового та робочого тисків Шебелинського ГКР

Як видно із вищенаведеного, гідравлічний стан трубопроводів системи збирання і підготовляння газу є важливим чинником, що впливає на розподіл величин робочого тиску на об'єктах газотранспортної системи і суттєво впливає на обсяг видобутку газу.

З огляду на це важливим й надалі залишається питання пошуку альтернативних шляхів підвищення гідравлічної ефективності системи збирання.

У [68] досліджено гідравлічний стан промислового трубопроводу, виконано моніторинг коефіцієнта гідравлічної ефективності протягом певного періоду та побудовано графіки.

Аналізуючи побудовані графіки залежності продуктивності та коефіцієнта гідравлічної ефективності від розрахункового об'єму забруднень (рисунок 1.8) і вплив кінцевого тиску та температури газу на коефіцієнт гідравлічної ефективності та продуктивності промислового трубопроводу (рисунок 1.9) на основі розрахункових даних, слід відмітити, що у разі накопичення рідинної фази в трубопроводі спостерігається зниження коефіцієнта гідравлічної ефективності, за відносно незмінної продуктивності [68].

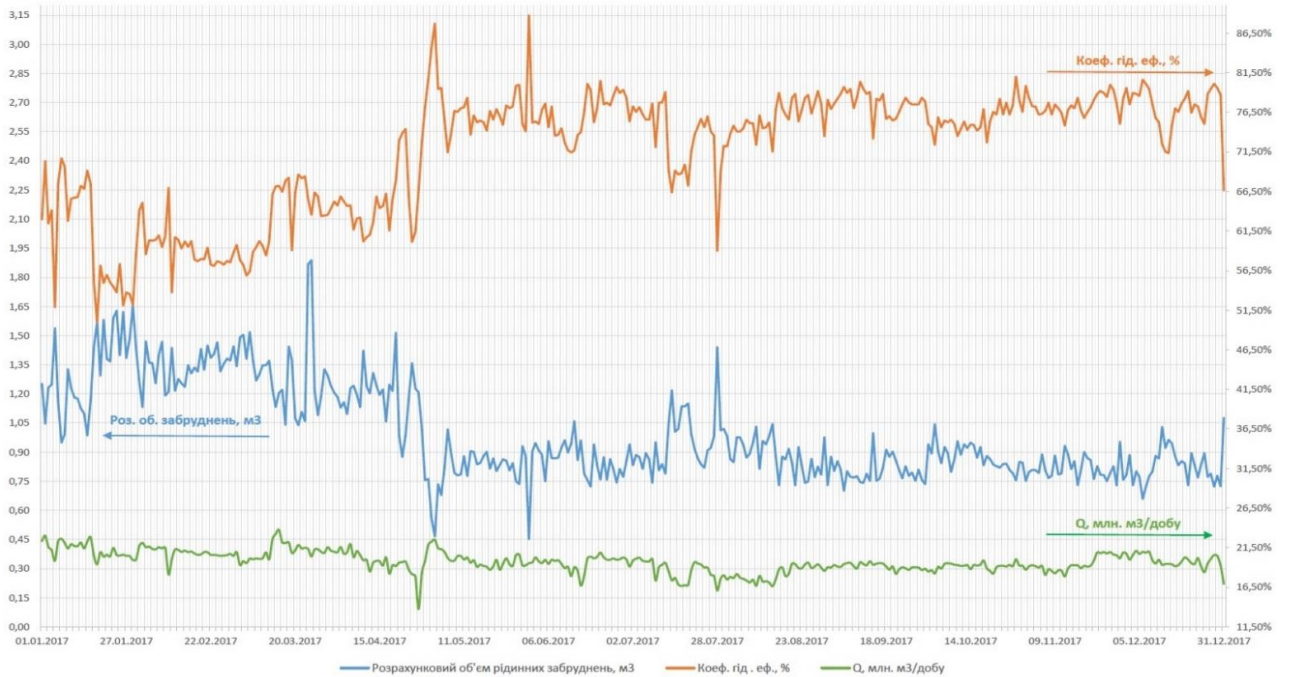


Рисунок 1.8 – Динаміка продуктивності та коефіцієнта гідравлічної ефективності залежно від розрахункового об'єму забруднень



Рисунок 1.9 – Моніторинг впливу кінцевого тиску та температури на коефіцієнт гідравлічної ефективності та продуктивність промислового трубопроводу

На рисунках 1.8, 1.9 видно "піки" накопичення рідини в порожнині промислового трубопроводу. Установлено, що у разі досягнення критичного об'єму "пікових" значень накопичення рідинної фази, спостерігається "залпове винесення" рідини із трубопроводу на УКПГ, що негативно впливає на експлуатацію технологічного обладнання та може призвести до створення нештатних ситуацій, або виходу із ладу обладнання, що в подальшому призводить до неефективного підготовляння газу на цьому УКПГ. Також встановлено, що у разі досягнення критичного об'єму забруднень в трубопроводі спостерігаються "піки" зниження показника коефіцієнта гідравлічної ефективності. Відповідно, під час проходження "залпового" викиду спостерігається така залежність: якщо об'єм забруднень у трубопроводі зменшується, то показник коефіцієнта гідравлічної ефективності зростає.

Вочевидь, потрібно аналізувати та досліджувати трубопроводи об'єктів видобування, щоб досягати максимальної гідравлічної ефективності системи збирання і підготовляння газу.

З розглянутих літературних джерел видно, що результати розраховування об'єму забруднень у внутрішній порожнині за відомими методиками суттєво відрізняються, що свідчить про похибки і, відповідно, наблизений розрахований об'єм забруднень, що відрізняється від фактичного. Тому для забезпечення стабільного транспортування природного газу трубопроводами потрібно проводити моніторинг їх гідравлічного стану та вдосконалювати наявні методики розраховування об'єму забруднень.

Потрібно зауважити, що система збирання і підготовляння газу будь-якого родовища може містити підземну та надземну інфраструктури, зокрема систему трубопроводів (шлейфи, які під'єднанні від свердловини до УПГ, а також міжпромислові газопроводи, які під'єднані між УПГ та УКПГ) відповідно до технологічної схеми. Окрім, цього по шляху руху газу з пласта на поверхню, а далі трубопроводами, залежно від індивідуальних

особливостей системи збирання та транспортування газу, до кінцевого призначення, відбувається поступове зниження втрат тиску газового потоку внаслідок різних причин. Відомо, що втрати тиску газового потоку можуть бути не тільки внаслідок тертя до стінки труби та в місцевих опорах, а й через наявність забруднень, що призводить до їх додаткового збільшення. Тому зниження гідравлічного стану трубопроводів системи збирання і підготовляння газу безумовно впливає на об'єм транспортування газу та обсяг видобутку загалом із свердловин будь-якого родовища. З огляду на це потрібно досліджувати вплив технічного стану окремих елементів газозбірної системи на величину загального коефіцієнта гідравлічної ефективності, тобто оцінити ступінь зниження продуктивності свердловин та темп відбору залишкових запасів із родовища.

1.3 Аналіз методів та заходів підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та її кількість. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни під час експлуатування та своєчасно ухвалити рішення для проведення очищення. Окреслена проблема є актуальною та пов'язана з вивченням гідродинаміки газорідинних сумішей. Багато дослідників, зокрема Мамаєв В. А., Кутателадзе С. С., Телетов С. Г., Франкль Ф. І., Делей Ж. М., Марон В. І., Сахаров В. А., Мохов М. А., Капцов І. І., Одішарія Г. Є., Гусейнов Ч. С., Уолліс Г., Хьюїт Д., Холл-Тейлор Н., Баттерворс Д. та інші вивчали і висвітлювали у своїх працях гідродинаміку газорідинних сумішей.

Щоб забезпечити максимальну гідравлічну ефективність трубопроводів доцільно застосовувати тільки ті методи, які підтвердили свою ефективність під час досліджень.

Для витиснення рідинної фази з порожнини газопроводу запропоновано і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв [69], кожен з яких умовно можна віднести до одного з трьох типів: очисні кулі, очисні еластичні поршні та очисні поршні манжетного типу. Кожна із запропонованих конструктивних схем має свої переваги та недоліки.

Дослідження процесу витиснення рідини із трубопроводу твердим очисним пристроєм, що рухається під тиском газу [70], дали змогу встановити залежність ефективності очищення від конструктивних елементів пристрою та параметрів режиму, зокрема швидкості руху пристрою.

Також встановлено, що є оптимальна швидкість руху очисного пристрою кожної з конструкцій, за якої ступінь очищення газопроводу буде максимальною. Ця швидкість називається оптимальною, для її визначення в [71] отримано емпіричні формули.

Для підвищення гідравлічної ефективності систем збирання та підготовляння газу необхідно розробити такий комплекс заходів, який включатиме нові способи очищення трубопроводів та різнопланові технічні рішення.

У [72] за результатами проведених досліджень встановлено, що після впровадження заходів з оптимізації роботи свердловин та системи збору і підготовляння газу можна забезпечити повне винесення рідини зі свердловин та трубопроводів. Впровадження заходів дає змогу збільшити дебіт свердловин.

Для забезпечення ефективного експлуатування свердловин родовищ на завершальній стадії розробляння використовують різні методи видалення рідини з газозбірної системи і технічні рішення по її реконструкції, що спрямовані на зниження негативних чинників, пов'язаних із накопиченням рідини [73, 74, 75, 76, 77].

Зважаючи на велику кількість наявних заходів, технічних рішень та методів, які застосовують для запобігання утворення та видалення рідини в

трубопроводах системи збирання та підготовляння газу проаналізуємо їх переваги та недоліки.

Заслуговують на увагу заходи, які за функціональними особливостями спрямовані на збільшення швидкості газорідного потоку і, відповідно, сприяють поліпшенню винесення рідини. З практичного досвіду відомо, що у разі забезпечення швидкості газового потоку понад 17 м/с, рідинна фаза переходить у крапельне дисперсне середовище і виноситься потоком газу з трубопроводу.

Також відомо, що за умови забезпечення швидкості більше ніж 12 м/с – 15 м/с суттєвого осідання рідини не відбувається і проходить процес самоочищення газопроводу [78].

Отже, доцільно розглянути такі заходи, які дають змогу забезпечувати очищування трубопроводів від забруднень за рахунок швидкості газорідного потоку.

Розглянемо такі заходи:

- 1) зменшення діаметрів трубопроводів;
- 2) використання технології "труба в трубі";
- 3) під'єднання декількох свердловин до одного шлейфа, що прокладені в одному коридорі;
- 4) застосування пристроїв для відведення рідини.

У разі впровадження першого заходу щодо зменшення діаметра трубопроводу можна досягти збільшення швидкості газового потоку для винесення забруднень за рахунок його проходження через зниження прохідного перерізу трубопроводу [77]. Впровадження цього заходу дає змогу зменшити втрати тиску за довжиною трубопроводу внаслідок меншого об'єму накопиченої рідини та зменшити обсяг і темп зростання рідинних пробок, а також мінімізувати ймовірність залпових викидів з понижених ділянок. До переваг цього заходу слід віднести можливість його застосування під час повного або часткового замінення наявних трубопроводів системи збирання та підготовляння газу на труби меншого

діаметра. До недоліків слід віднести складність і високу вартість цього заходу, оскільки потрібно спочатку придбати труби, а далі виконати демонтаж наявного трубопроводу, а потім монтаж нового, що займає тривалий час.

У разі впровадження другого заходу використання технології "труба в трубі" передбачено, що у внутрішній порожнині наявних сталевих трубопроводів протягують труби меншого діаметра виготовлені зі спеціального матеріалу (пластику, полімеру тощо), якими газорідинний потік транспортується до УКПГ. До недоліків слід віднести складність її застосування під час протягування у внутрішній порожнині сталевого трубопроводу, оскільки як шлейф, так і міжпромисловий газопровід, мають різну довжину і не є прямолінійною ділянкою, а мають місцеві опори (відводи, повороти, понижені ділянки тощо), що суттєво ускладнює її монтаж [79].

У разі впровадження третього заходу, зокрема під'єднання декількох свердловин до одного шлейфа, що прокладені в одному коридорі, можна досягнути збільшення швидкості потоку газу для винесення забруднень. Одночасно зі зниженням гідростатичних втрат тиску за рахунок запобігання утворенню рідинних пробок даний спосіб дає змогу підвищити температуру потоку газу в шлейфах у холодну пору року і, як наслідок, знизити витрату інгібітора гідратуутворення – метанолу [79]. До переваг цього заходу слід віднести те, що потрібні значно менші капіталовкладення у порівнянні з двома попередніми. До недоліків слід віднести відсутність індивідуального регулювання режиму експлуатування декількох свердловин, що під'єднані до одного шлейфа.

У разі впровадження четвертого заходу передбачено застосовувати різні пристрої для відведення рідини. Так, на трубопроводах (шлейфах, міжпромислових газопроводах) встановлюють конденсатозбірники, розширювальні камери, дрипи тощо. Ці пристрої мають як переваги, так і недоліки. До переваг можна віднести просту конструкцію і відносно невеликі

капіталовкладення. Їх встановлюють на трубопроводах у місцях найімовірнішого накопичування рідини, зокрема, на понижених ділянках. До недоліків можна віднести потребу періодичного обслуговування для вилучання рідини, оскільки накопичення рідини може створювати додаткові місцеві опори та негативно впливати на об'єм транспортованого газу.

Розглянемо методи та заходи іншого напрямку, які за функціональними особливостями спрямовані на видалення рідинних забруднень із трубопроводів під час їх експлуатування, зокрема:

- продування шлейфа;
- продування газопроводу (переведення в режим самоочищення);
- продування свердловин у газозбірні мережі низького тиску;
- продування шлейфа на УПГ;
- продування шлейфа через ежектор;
- продування шлейфа через сепаратор та ежектор;
- продування шлейфа через газопровід–сепаратор;
- застосування очищувальних пристроїв тощо;
- застосування гелевих поршнів;
- застосування пригирлових відбійників рідини;
- промивання водою з додаванням різних речовин.

Під час проведення продування шлейфів здійснюється короткочасне збільшення швидкості потоку продукції, що транспортують до значень, за яких забезпечується винесення рідини, яка накопичилась у процесі експлуатування свердловин [75]. Продування шлейфів можуть здійснюватися в двох напрямках: як з боку свердловин, так і з боку УКПГ. Продування з боку УКПГ, як правило, є кращим варіантом, оскільки не вимагає додаткових заходів з утилізації рідини на технологічних установках. Однак на завершальних стадіях розробляння родовищ продування шлейфів з боку УКПГ не завжди дозволяє забезпечити винесення рідини через низьке значення пластового тиску.

Істотною перевагою при виборі цього технічного заходу можна вважати широкі можливості його застосування: продування трубопроводів можуть бути виконані на будь-якій ділянці газозбірної системи, що працює в режимі накопичення рідини [73, 77]. До переваг слід віднести простоту, достатню ефективність. Проведення продування з боку свердловин, як правило, не вимагає монтажу додаткового обладнання. Натомість проведення продування з боку УКПГ вимагає розв'язання проблем утилізації рідини. До недоліків слід віднести невиробничі втрати газу, руйнування привибійної зони свердловини внаслідок високих депресій на пласт тощо.

Переведення газопроводів (міжпромислових або промислових) у режим самоочищення (продування) зі зниженням тиску через відкритий переріз труби на амбар, що передбачає короткочасне різке збільшення швидкості газового потоку. Цей метод можна застосовувати на газопроводах будь-якого діаметра, а також з нерівнопрохідною арматурою. Під час продування ефективність процесу очищення по довжині шлейфа, газопроводу не однакова. На початку ділянки швидкісний потік менший, ніж в кінці, тож інтенсивність винесення відкладів буде меншою і, відповідно, стане нижчою, ніж в наступних ділянках. До переваг слід віднести простоту та ефективність цього методу очищення газопроводів. До недоліків – значні втрати газу і забруднення навколишнього середовища.

Продувають свердловини за допомогою періодичного під'єднання їх до газозбірної мережі низького тиску. Газ із свердловини разом із рідиною надходить у газозбірний колектор низького тиску, відділяється від води в сепараторах і надходить на компримування або спалюється на факелі [80].

Як і в попередньому методі цей захід має такі ж переваги та недоліки.

На практиці здійснюють продування шлейфа газоконденсатних свердловин на УПГ. При цьому відбувається зміна робочого тиску, що сприяє підвищенню швидкості руху газорідинного потоку для винесення рідини на УПГ та забезпечує очищення шлейфа. Зміна швидкості газорідинного потоку вздовж шлейфа здійснюється регулюванням тиску на

вході ($P_{вх}$) установки за допомогою штуцера регулювального (ШР) на УПГ. При відкритті ШР тиск знижується, а при закритті підвищується, відповідно збільшується чи знижується швидкість газорідного потоку (рисунок 1.10). При закритті засувки на УПГ здійснюють зупинку газорідного потоку.



Рисунок 1.10 – Контролювання експлуатаційних параметрів під час створювання швидкісного газорідного потоку у шлейфі свердловин

До переваг слід віднести просту та ефективність. Цей захід доцільно виконувати на свердловинах, що працюють з високим робочим тиском та високим дебітом. До недоліків слід віднести збільшення ймовірності гідратуутворення у технологічному обладнанні [81].

Відомий патент Російської Федерації №2017941 "Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов" [82], видобуток газу ведуть з періодичним видаленням рідини з вибою свердловини видобувним газом. На відміну від експлуатування свердловин із періодичною зупинкою та продуванням, рідину з вибою свердловини видаляють продуванням шлейфів через газовий ежектор. При цьому кожен свердловину періодично під'єднують до камери змішування ежектора. На вхід ежектора подають високонапірний газ із ДКС, а змішаний потік спрямовують на вхід ДКС. Період продування кожної свердловини визначають за стабілізацією її температури. До переваг слід віднести – за реалізації даного способу видалення рідини з газових свердловин та шлейфів не відбувається викиду газу в атмосферу, що підвищує екологічність і знижує втрати. До недоліків

слід віднести обмеженість у застосовуванні через наявність у технологічній схемі УКПГ безпосередньо ДКС та необхідності досягнення потрібних робочих параметрів для забезпечення оптимального режиму газового ежектора.

На практиці газовий ежектор встановлюють безпосередньо на усті свердловини або на вхідних газопроводах УПГ. Наведемо практичний досвід встановлення газових ежекторів на об'єктах Юліївського ЦВНГК. У 2006 році до УППГ Наріжнянського НГКР під'єднано дві свердловини – 1 та 21. Враховуючи те, що тиск і дебіт свердловини 1 становив відповідно 10 МПа та 30 тис. м³/д і поступово знижувався, тому ухвалено рішення щодо встановлення газового ежектора на вхідних нитках УППГ. Як джерело високого тиску використовували свердловину 21, яка працювала з тиском 20 МПа та дебітом 130 тис. м³/д. Впровадження цього заходу дало змогу стабілізувати роботу свердловини 1 та забезпечити додатковий видобуток вуглеводнів [83].

У 2009 році до УКПГ-2 Юліївського НГКР під'єднана свердловина 50, яку експлуатували періодично на УКПГ-1 Юліївського НГКР, оскільки її тиск на вході знижувався нижче першої ступені сепарації 4,0 МПа. У зв'язку з тим, що до УКПГ-2 під'єднали свердловину 1 Недільного ГКР з високим вхідним тиском ($P_{вх}=16,5$ МПа), то ухвалено раціональне рішення на цю вхідну нитку змонтувати газовий ежектор та під'єднали до нього свердловину 50 Юліївського НГКР (рисунок 1.11).



Рисунок 1.11 – Схема обв'язки змонтованого ежектора

Пуск свердловини 50 Юліївського НГКР на газовий ежектор дозволив стабілізувати її роботу, зменшити час простою в режимі накопичення тиску. До переваг слід віднести забезпечення створення швидкісного газорідного потоку для винесення рідини та забезпечення стабільного експлуатування свердловин. До недоліків слід віднести обмеженість у застосуванні через необхідність досягнення потрібних робочих параметрів для забезпечення оптимального режиму газового ежектора [83].

Відомий патент Російської Федерації №2687721 "Способ и устройство устранения жидкостных пробок в газосборных коллекторах" [84], суть його полягає в тому, що видаляють рідинні пробки із газового шлейфа під'єднанням його за рахунок перемикальної арматури на додаткову лінію з сепаратором та ежектором, а також шлейф під'єднують до вхідного сепаратора. До переваг слід віднести можливість індивідуального забезпечення оптимального режиму експлуатування свердловин для винесення рідини зі шлейфа, а також не відбувається викиду газу в атмосферу. До недоліків слід віднести обмеженість у застосуванні через наявність у технологічній схемі УКПГ безпосередньо ДКС та необхідності досягнення робочих параметрів для забезпечення оптимального режиму ежектора.

Відомий патент України № 133078 "Спосіб видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів" [85], за яким періодично видаляють рідину з вибою свердловини продуванням її за допомогою сепаратора. Використовують під'єднаний до газозбірному пункту присвердловинний газопровід-сепаратор у вигляді двотрубною системи, через яку послідовно продувають свердловини від низьконапірних до високонапірних із поступовим збільшенням тиску в системі до граничної величини. В разі досягнення граничної величини включається компресорна установка на газозбірному пункті для всмоктування накопиченого газу, його компримування і подавання в газліфтну гребінку для нагнітання на вибій низьконапірних свердловин, на яких критичної швидкості, що визначають за

окремим алгоритмом, недостатньо для винесення рідини з вибою свердловини. До переваг слід віднести забезпечення створення швидкісного газорідинного потоку для винесення рідини на газозбірний пункт. До недоліків слід віднести складність його у застосовуванні, оскільки підземна та наземна інфраструктура газозбірного пункту повинна передбачати наявність різного технологічного обладнання, що потребує значного капіталовкладення.

Іншим методом очищення внутрішньої порожнини трубопроводів є застосування різноманітних очищувальних пристроїв. Очищувальні пристрої можуть бути різної конструкції, складу тощо. Так, наприклад, відомі механічні поршні, гумові поршні та багато інших. На рисунках 1.12 та 1.13 подано очищувальні пристрої.



Рисунок 1.12 – Очищувальні пристрої

На рисунку 1.12 видно, що очищувальні пристрої можуть бути різної форми, розмірів, матеріалу тощо.

На рисунку 1.13 видно, що очищувальні пристрої можуть бути складної конструкції і мати два, три і більше очищувальних елементів.



Рисунок 1.13 – Очищувальні пристрої

Під час експлуатування магістральних газопроводів очищення внутрішньої порожнини труби є невід'ємною частиною технологічного процесу. Для забезпечення очищення трубопроводу монтуються пристрої для пуску і приймання поршнів. До складу пристроїв передбачаються камери пуску і прийому (рисунок 1.14), система контролю процесу очищення тощо. Вузли запуску і прийому розміщуються, як правило, в місцях під'єднання компресорних станцій.



Рисунок 1.14 – Вузли запуску і прийому поршня

Швидкість поршня на ділянці газопроводу можна визначити за формулою [86]:

$$V_n = 0,0052 \cdot \frac{T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot q}{d_{вн}^2 \cdot P_{cp}}, \text{ м/с} \quad (1.16)$$

де T_{cp} – середня температура газу в газопроводі, К;

Z_{cp} – коефіцієнт стисливості газу за P_{cp} та T_{cp} ;

q – витрата газу в газопроводі, млн м³/д;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр шлейфа, м;

$P_{ср}$ – середній тиск у газопроводі, МПа.

Щоб обрати потрібний поршень, треба врахувати низку чинників, наприклад: довжину та діаметр міжпромислового газопроводу, місцеві опори (перекривна арматура, відводи, трійники тощо), профіль траси тощо. До переваг слід віднести просту та достатню ефективність під час застосовування на ділянках газопроводів великих діаметрів понад 500 мм. До недоліків слід віднести можливість застрягання очищувального пристрою у внутрішній порожнині трубопроводу діаметром від 90 мм до 146 мм.

При використуванні поршнів для видалення рідини потрібно встановлення додаткового обладнання на шлейфах [87]. У цей час в інших країнах для очищення трубопроводів застосовується технологія рівнопрохідних триходових кульових кранів, які виконують функцію камер запуску і прийому поршнів. Крани встановлюють безпосередньо на шлейфах групи свердловин і не вимагають великих обсягів попередніх робіт під час виконання заходів із видалення рідини.

В деяких країнах застосовують метод очищення порожнини трубопроводу з використанням одноразових гелевих поршнів [88, 89, 90]. Після завершення очищення поршень не витягується з трубопроводу, а розчиняється водою.

На цей час в Україні теж набуває популярності застосування гелевих поршнів. Так, відомий патент України № 78315 "В'язкопружний очисний поршень", що містить водорозчинний полімер та воду [91], який відрізняється тим, що додатково вміщує спінюючу поверхнево-активну речовину.

Проведено дослідно-промислові випробування очищувачів внутрішньої порожнини шлейфів на свердловинах Хідновицького газового родовища з використанням в'язкопружного поршню [92].

Експерименти проводили на шлейфах двох свердловин 118 та 116 Хідновицького газового родовища. За результатами дослідно-промислових

випробувань унаслідок очищення шлейфів свердловин 118 і 116 Хідновицького газового родовища від рідини збільшилися дебіти газу на 0,8 тис. м³/д (8 %) та на 0,3 тис. м³/д (20 %) відповідно. Результати виконаних досліджень свідчать про ефективність застосування в'язкопружного поршня для очищення шлейфів свердловин від накопичення рідини.

До переваг гелевих поршнів слід віднести простоту та ефективність, не потребує значних затрат, а також виключає ймовірність застрягання гелевого поршня у шлейфі. Потребує проведення додаткових досліджень ефективності гелевого поршня на газопроводах різних діаметрів та довжини, а також з наявністю забруднень різного об'єму та складу.

Як метод по видаленню рідини із газозбірних систем також можна розглядати застосування пригирлових відбійників рідини. При реалізації даного рішення забезпечується видалення крапельної рідини із складу продукції свердловин [93]. До переваг слід віднести зниження накопичення рідини в шлейфах у процесі експлуатування, а в ряді випадків повністю виключити його. До недоліків цього рішення відносяться втрати тиску в пригирлових відбійниках рідини і необхідність монтажу допоміжного обладнання.

Промивання водою набуло значного розповсюдження на газопроводах, що будуються з одночасним проведенням гідравлічних випробувань. Також за кордоном, особливо в США, Японії, Франції широко використовують промивання газопроводів за допомогою миючих засобів [94]. До переваг слід віднести краще видалення забруднень, особливо важких вуглеводнів і мінеральних мастил. До недоліків слід віднести складність у реалізуванні, оскільки він потребує значних витрат води і реагентів, тому його доцільно застосовувати при будівництві та опресуванні газопроводів (шлейфів).

Таким чином, враховуючи наявність різних методів видалення рідини зі свердловин та очищення трубопроводів, а також те, що переважна більшість родовищ АТ "Укргазвидобування" перебувають на завершальній стадії розробляння, актуальним є питання, щодо розроблення способів

оптимізації системи збирання та міжпромислового транспортування продукції для раціонального використання пластової енергії.

1.4 Аналіз застосування хімічних реагентів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання та підготовляння газу

На цей час відомо багато різних методів, які застосовують для очищення трубопроводів. Серед них заслуговують на увагу методи, які передбачають використання хімічних реагентів, зокрема:

- застосування ПАР;
- застосування пінної технології.

Одним із методів розв'язання наведеної проблеми є застосування розчину ПАР, який подають у свердловини [95, 96, 97] та їх шлейф, міжпромисловий газопровід переважно за допомогою насосів від УПГ або від пересувних насосних агрегатів тощо.

Піноутворювачі знижують поверхневий натяг на межі поділу фаз рідина – газ і тим самим сприяють утворенню піни. Утворена піна краще виноситься газовим потоком, оскільки її густина значно менша за густину рідини. Таким чином, застосування ПАР створює умови для спінювання рідини та винесення її з внутрішньої порожнини газопроводу газовим потоком. До переваг слід віднести – простий та дешевий спосіб для використання. До недоліків слід віднести можливість надходження піни до сепараційного обладнання разом із газорідинним потоком.

У [98] наведено, що на Шебелинському ГКР проводились експерименти із визначення оптимальної концентрації застосування піноутворюючих поверхнево-активних речовин для видалення рідини з вибою свердловин. На свердловинах, які експлуатували періодично, у двічі зменшився період простою, на інших свердловинах досягнуто стабільної роботи, а на окремих – збільшення дебіту.

У [99] проведено аналіз поточного стану свердловин Шебелинського ГКР. Виконано газодинамічні розрахунки і визначено перелік свердловин, які потребують видалення рідини зі стовбура. За результатами виконаних робіт спостерігалось збільшення видобувних можливостей свердловин, а саме за 25 днів на понад 700 тис. м³ газу.

У [100] проводились лабораторні дослідження шести поверхнево-активних речовин (Сольпен-10Т, Стінол, Піносол, Савінол, РП-1К, ОП-10) для різних умов винесення рідини із свердловин родовищ ГПУ "Полтавагазвидобування". Враховувався склад рідини, мінералізація пластової води та вміст вуглеводневого конденсату. На основі цього для різних умов експлуатування свердловин запропоновано до використання найбільш ефективної ПАР.

У [101] проаналізовано фонд свердловин родовищ ГПУ "Львівгазвидобування". Для забезпечення стабільної роботи свердловин запропоновано використання ПАР та розраховано оптимальну кількість реагенту для винесення рідини, що накопичується на вибої.

Фахівці УкрНДІгаз за результатами проведених досліджень з експлуатування свердловин із використанням розчину ПАР запропонували його обсяг розраховувати за певною методикою, яку в подальшому запатентовано. Відомий патент України № 72082 "Спосіб видалення рідини зі свердловини" [102], що включає нагнітання в свердловину робочого розчину товарної поверхнево-активної речовини, кількість якої визначають з урахуванням кількості рідини у стовбурі свердловини та розчинника товарної ПАР. Перед нагнітанням робочого розчину товарної ПАР його готують з урахуванням кількості рідини, причому загальний об'єм товарної ПАР розраховують за формулою. Спосіб дає можливість видаляти рідину з вибою свердловини та збільшити продуктивність свердловини.

На родовищах ГПУ "Шебелинкагазвидобування" для видалення рідини зі свердловин проводять закачування ПАР. Для ефективного застосування розчинів ПАР використовують патент України № 72082. Завдяки цьому [103]

додатково отримали 107,054 млн м³ природного газу та 1583,9 т газового конденсату. Загальний економічний ефект становить 28,92 млн грн.

Результати проведених робіт із закачування ПАР наведено на прикладі свердловини 217 та свердловини 435 Шебелинського ГКР.

Середній видобуток газу по свердловині 217 складає 7,0 тис. м³/д. Завдяки закачуванню ПАР (протягом 9 днів), додатковий місячний видобуток склав 60,0 тис. м³. На рисунку 1.15 подано динаміку дебіту газу свердловини 217 після закачування ПАР (з 23.03.2015 р. по 31.03.2015 р.). Необхідно відмітити, що за три дні 26.03.2015 року (11,8 тис. м³/д), 28.03.2015 року (12,0 тис. м³/д), 30.03.2015 року (11,8 тис. м³/д) відбулось зниження видобутку газу у зв'язку з продуванням свердловини.

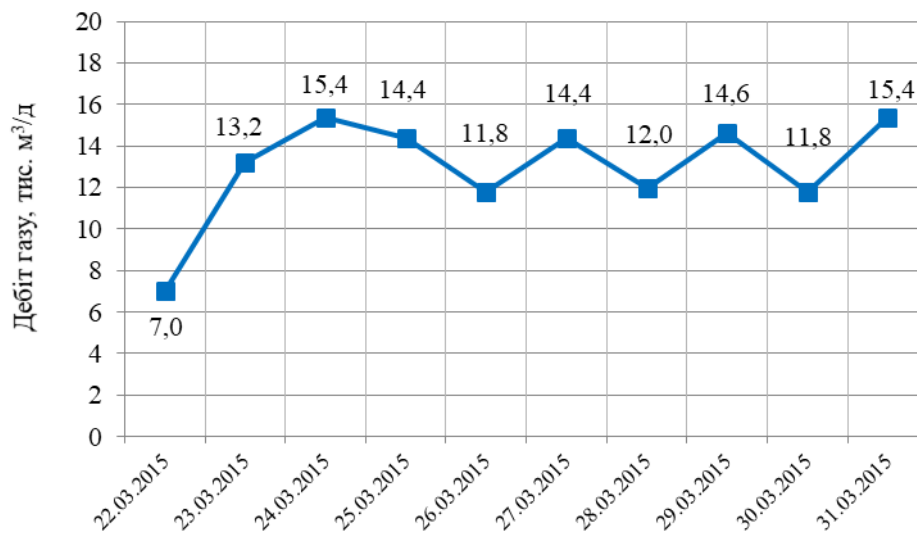


Рисунок 1.15 – Динаміка дебіту газу свердловини 217 Шебелинського ГКР

Середній видобуток газу по свердловині 435 складає 1,9 тис. м³/д. Завдяки закачуванню ПАР (протягом 10 днів) додатковий місячний видобуток склав близько 23 тис. м³. На рисунку 1.16 подано динаміку дебіту газу свердловини 435 після закачування ПАР (з 19.02.2015 р. по 28.02.2015 р.).

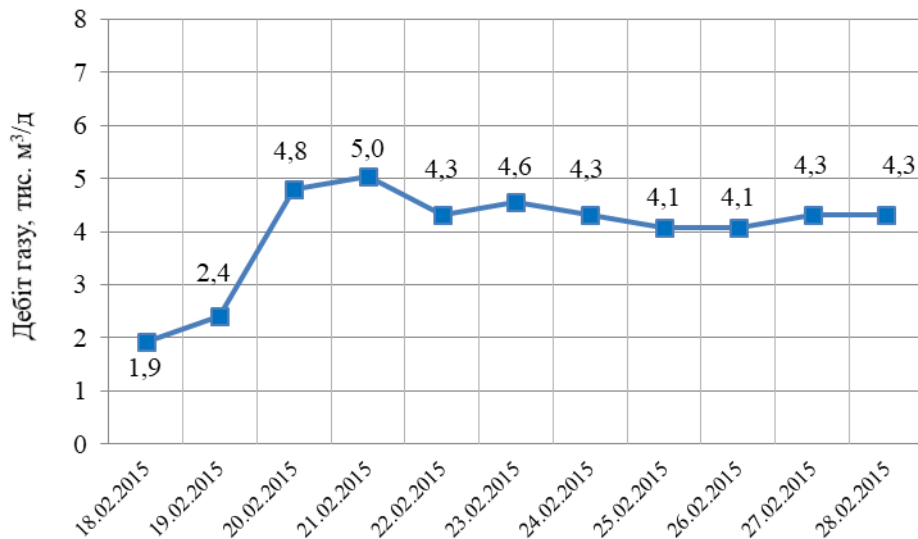


Рисунок 1.16 – Динаміка дебіту газу свердловини 435 Шебелинського ГКР

З рисунків 1.15, 1.16 видно, що після закачування розчину ПАР спостерігається збільшення видобутку газу. Отже, можна сказати, що застосування ПАР за даною методикою дозволяє видаляти рідину із свердловин, стабілізувати їх роботу та отримати додатковий видобуток [104].

На практиці очищення шлейфів свердловин та газопроводів здійснюють застосуванням пінної технології [105, 106]. Цей метод передбачає утворення піни певної кратності за допомогою подавання поверхнево-активних речовин та газу (або вибухобезпечної газової суміші) в піногенератор. Утворену піну нагнітають у газопровід та використовують як своєрідний поршень, який входить в контакт з рідиною у вигляді суміші з певною швидкістю і витісняє її з внутрішньої порожнини газопроводу. Ефективність очищення залежить від концентрації піноутворювачів, з яких отримано піни. Також на процес очищення впливають кратність і стійкість піни та інші чинники. До переваг слід віднести простий та дешевий для використання спосіб. До недоліків слід віднести можливість надходження піни з високою кратністю до сепараційного обладнання разом із газорідним потоком.

Багато досліджень щодо застосування піни для очищення газопроводів провели І. І. Капцов, В. М. Гончаров та інші. Цей метод можна застосовувати на газопроводах різних діаметрів, які обладнані рівнопрохідною та

нерівнопрохідною арматурою. Крім того, цей метод виключає гідравлічні удари та не потребує зупинки газопроводу [107].

Фахівці УкрНДІгаз розробили метод газорідинного очищення газопроводів за допомогою піни. Для реалізації методу розроблено конструкцію пересувної технологічної установки та виготовлено конструкторську документацію. Результати виконаних досліджень у промислових умовах на свердловині 63 Локачинського ГР свідчать про ефективність розробленого методу [108].

У статті [109] показано, що ефективність очищення залежить від концентрації піноутворювачів, з яких отримано піну. Певним чином на процес очищення впливає і кратність піни. З підвищенням кратності піни процес очищення інтенсифікується.

Позитивно на процес очищення впливає додавання в піноутворювач стабілізаторів. Високократні стабілізовані піни з алкілсульфатів, що містять як стабілізатори вищі жирні спирти 10:1, підвищують ефективність очищення удвічі в порівнянні з очищенням піною без стабілізатора. Стабілізатори підвищують структурно-механічні властивості піни і стійкість до руйнування за динамічних навантажень [109].

У роботі [110] проведено дослідження технології очищення газопроводів за допомогою піни. Ефективність очищення залежить від характеру забруднень, фізико-хімічних властивостей піноутворювача, термогазодинамічних умов. Окрім цього, важливим фактором є структура утвореної піни.

Структура піни залежить від величини кратності (K), що характеризується відношенням величини об'єму піни до величини об'єму розчину піноутворювача, з якого вона отримана:

$$K = \frac{V_n}{V_{pn}} = \frac{V_g + V_{pn}}{V_{pn}}, \quad (1.17)$$

де V_n – об'єм піни, що утворилась у процесі спінювання піноутворювача;

V_g, V_{pn} – об'єми газу і розчину піноутворювача.

Піни умовно підрозділяють на низькократні ($1 < K < 20$), середньої кратності ($20 < K < 200$), високократні ($K \geq 200$).

Чимало досліджень з використанням піни для очищення трубопроводів проводять за кордоном.

У [111] експериментально досліджено процеси очищення внутрішньої порожнини газопроводів від рідинних забруднень. Експериментальна установка складалася із з'єднаних скляних та пластмасових трубок різної довжини, відводів, висхідних та низхідних ділянок та кранів. Експериментально визначався вплив концентрації ПАР на якість піни за різних умов. За дослідженнями отримано попередні результати щодо стійкості піни різних ПАР з однаковою концентрацією.

Tuna E. [112] рекомендує якість піни визначати за результатами аналізу середнього розміру і текстури бульбашок піни. Експериментально визначено, що, чим більший середній розмір бульбашки піни, тим піна якісніше очищує внутрішню порожнину трубопроводу.

У [113] електричною томографією досліджено вплив ПАР на швидкість потоку та величину зниження тиску у висхідних ділянках трубопроводу.

Використовування пін для очищення газопроводів необхідно надалі досліджувати, що дасть змогу вдосконалити наявні методи та розробити новий метод ефективного видалення рідинних забруднень.

З огляду літературних джерел видно, що завдяки застосуванню ПАР для винесення рідинних забруднень зі свердловин та шлейфів отримують позитивний результат. Недоліком цього способу є низька технологічність, оскільки для його застосування потрібно спочатку виміряти експлуатаційні параметри на усті свердловини та УПГ, а тоді визначити об'єм накопиченої рідини у стовбурі та у її шлейфі, або виміряти рівень рідини рівнеміром у свердловині, і тільки потім застосовувати ПАР, що займає тривалий час. Наслідком несвоєчасного подавання ПАР може бути як зниження обсягу видобування вуглеводнів, так і припинення експлуатування свердловини.

Отже, для підвищення ефективності заходів із застосування ПАР

доцільно використовувати технології з автоматизації процесу видобутку. Зокрема, автоматизованого подавання ПАР для видалення рідинних забруднень.

1.5 Постановка завдання дослідження та конкретизація мети роботи

Враховуючи те, що більшість родовищ АТ "Укргазвидобування" та й загалом в Україні перебуває на завершальній стадії розробляння, виникає потреба в розробленні заходів щодо стабільного експлуатування свердловин та транспортування газу трубопроводами системи збирання та підготовляння газу задля раціонального використання пластової енергії.

Під час експлуатування свердловин виснажених родовищ у зв'язку з низькими пластовими тисками і, відповідно, низькими швидкостями газового потоку, відбувається поступове накопичування рідини у свердловинах та їх шлейфах, що призводить до зниження гідравлічної ефективності як ліфтових колон, так і трубопроводів. Також, внаслідок зниження ефективності експлуатування сепараційного обладнання через зменшення продуктивності свердловин, зростання водного фактору в продукції та багато інших чинників, відбувається поступове накопичення рідинних та твердих забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів, що призводить до зменшення їх гідравлічної ефективності.

На сьогодні відомо багато різних методів очищення внутрішньої порожнини шлейфів та міжпромислових газопроводів, серед яких часто застосовують продування, яке забезпечує винесення рідинних забруднень швидкісним потоком, а також різноманітні очищувальні пристрої.

З практичного досвіду відомо, що навіть за оптимального режиму проведення очищення передбачається деяка величина перетікань рідини через рухому границю. Ці перетікання мають подвійну природу. При малих швидкостях руху очисного пристрою мають місце шляхові перетікання,

викликані відмінністю форм швидкостей твердого тіла і в'язкої рідини. При збільшенні швидкості руху поршня ці втрати скорочуються, проте, зростають втрати, пов'язані з гідравлічним ударом очисного пристрою і пробки рідинних скупчень у момент їх зустрічі. Таким чином, за будь-якого режиму руху очисного пристрою матимуть місце перетікання рідини в запоршневий простір.

У цей час серед відомих технологій, заходів немає методу, який би давав змогу видалити повністю усі рідинні забруднення з трубопроводів. З огляду на це, доцільно вдосконалювати наявні методи очищення та розробляти нові.

Тому для видалення рідинних забруднень із свердловин, шлейфів та міжпромислових газопроводів доцільно застосовувати ПАР. Уведення в рідину, що накопичується на вибої, навіть невеликих концентрацій пінотворних речовин істотно знижує поверхневий натяг на межі газ – рідина. Завдяки цьому у разі барботажу газу через рідину, що містить пінотворну речовину, у свердловині утворюється стовп піни. Оскільки, піни мають великий діапазон зміни густини, навіть невелика швидкість висхідного потоку газу (0,2 м/с – 0,5 м/с) забезпечує винесення всієї пінистої маси на поверхню.

Для підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу потрібно розробляти та уживати ефективних заходів. Отже, доцільно розглянути альтернативні варіанти автоматизованого подавання розчину ПАР на підставі аналізування режиму експлуатування свердловин, а також виконання розрахунків для визначення об'ємів накопиченої рідини у стовбурі та/або шлейфі.

З огляду на вищевикладене, для забезпечення стабільного видобування вуглеводнів потрібно розробити заходи щодо оптимізації режимів роботи свердловин за рахунок застосовування оптимальних методів очищення трубопроводів та зменшення втрат вуглеводнів.

Мета роботи полягає в збільшенні видобутку із свердловин виснажених газоконденсатних родовищ за рахунок підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання і надійності під час міжпромислового транспортування газу.

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі завдання:

– дослідити гідравлічну ефективність системи збирання газу і міжпромислового транспортування та встановити основні чинники, що призводять до її зниження;

– розробити методику створення штучної нейронної мережі для прогнозування початку процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу;

– розробити заходи з підвищення ефективності експлуатування свердловин систем збирання газу та промислово дослідити їх для раціонального використання пластової енергії за рахунок видалення рідини із застосуванням розчину поверхнево-активних речовин;

– розробити методи видалення рідинних забруднень із внутрішньої порожнини трубопроводів системи збирання газу виснажених родовищ і промислово дослідити ефективність їх застосування;

– розробити експериментальний стенд, методику експериментів для дослідження ефективності застосування поверхнево-активних речовин для видалення рідини з трубопроводів.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ І РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ІЗ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

На основі CFD моделювання досліджено вплив рідинних забруднень на газодинамічні процеси. Сформульовано основні чинники, що негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів. Запропоновано використання технологій штучного інтелекту для прогнозування гідратуутворення у системах збирання та підготовки газу. Розроблено методику створення штучної нейронної мережі для прогнозування початку процесів утворення гідратів. Розроблено спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів. Розроблено спосіб руйнування піни в газорідному потоці. На основі CFD моделювання досліджено ефективність руйнування піни подаванням стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік. Розроблено пристрій для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом. Розроблено пристрій для створення піни та освоєння свердловин у 3D зображенні. На основі CFD моделювання роботи пристрою для створення піни та освоєння свердловин встановлено, що масова витрата водного розчину на вході в пристрій має значний вплив на якість піни.

2.1 Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів

Під час розроблення газоконденсатних родовищ на виснаження у свердловинах відбувається поступове зниження пластових тисків та дебітів. У разі зниження швидкості газового потоку менше ніж граничне значення спостерігається накопичення рідини як на вибої свердловини, так і у шлейфі.

Це негативно впливає на забезпечення стабільного технологічного режиму експлуатування свердловин та на рівень видобутку вуглеводнів.

Унаслідок зміни режимів експлуатування міжпромислових газопроводів постійно змінюється об'єм рідини в застійних зонах, що пов'язано із процесами перерозподілу мас рідини вздовж ділянок газопроводу. Перерозподіл мас рідини ділянками газопроводу внаслідок досягнення величини критичного об'єму забруднень на одній із них або змінення режиму експлуатування газопроводу призводить до залпових викидів рідини з внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу до технологічного обладнання УКПГ тощо. Через це доцільно провести дослідження для визначення ефективності експлуатування міжпромислових газопроводів. Важливо визначити швидкість газового потоку та коефіцієнти теоретичного і фактичного гідравлічних опорів.

Гідравлічна ефективність газопроводів залежить від якості очищення їх внутрішньої порожнини від забруднень, основними з яких є рідинна фаза (вода та вуглеводневий конденсат). Відомо, що коефіцієнт гідравлічної ефективності (E) перебуває в межах: $0 < E \leq 1$. Тобто за умови $E \rightarrow 1$ спостерігається зниження об'єму накопичення рідинних забруднень у газопроводі, а при $E \sim 1$ – відповідно малий об'єм або ж їх відсутність. Отже, слід застосовувати заходи, щоб коефіцієнт гідравлічної ефективності після очищення газопроводів досягнув показника – 1,0 тобто 100 %.

Щоб дослідити вплив величини накопичених у понижених ділянках траси газопроводів рідинних забруднень на втрати тиску на цих ділянках потрібні глибокі знання взаємозв'язку між геометрією потоку, полем тиску та кінематикою потоку. Ця інформація допоможе зрозуміти механізми втрати тиску. Потоки в таких місцях є складними і тривимірними, а тому їх треба вивчати експериментально або виконувати гідравлічний аналіз CFD моделюванням. У реальних умовах експлуатування газопроводів такі експерименти виконати неможливо, оскільки:

– неможливо визначити точне значення швидкості, тиску в будь-якій точці 3D потоку в газопроводі;

– газопроводи перебувають під високим тиском і є вибухонебезпечними.

CFD моделювання дає розуміння динаміки руху газових потоків, можна краще бачити потік у внутрішній порожнині газопроводу і вивчати втрати тиску, закономірності зміни його швидкості тощо. Тому для визначення величини впливу накопичених у понижених ділянках траси газопроводу рідинних забруднень на величину втрати тиску, швидкість потоку було застосовано CFD моделювання газодинамічних процесів методом скінчених об'ємів. CFD моделювання було виконано у програмному комплексі ANSYS Fluent 2020 R2 Academic. Сучасне програмне забезпечення є одним з найкращих варіантів для складних і точних розрахунків і дає змогу зекономити багато часу та не робити велику кількість експериментів.

Тривимірне CFD моделювання газових потоків у понижених ділянках траси газопроводів, де накопичені рідинні забруднення, було виконано чисельним розв'язуванням рівняння Нав'є-Стокса (2.1), яке виражає собою закон збереження імпульсу, і неперервності потоку (2.2), яке є законом збереження маси:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \mathbf{u}_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \mathbf{u}_i \mathbf{u}_j) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \mathbf{u}'_i \mathbf{u}'_j) = \\ = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \left(\frac{\partial \mathbf{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \mathbf{u}_j}{\partial x_i} \right) \right) + f, \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j) = 0 \quad (2.2)$$

де x_i, x_j – координати;

t – час;

u_i, u_j, u'_i, u'_j – компоненти швидкості;

ρ – густина газу;

μ – молекулярна динамічна в'язкість газу;

f_i – доданок, який враховує дію масових сил;

p – тиск [114].

Для опису турбулентності в CFD-моделюванні використовувалась стандартна, одна з найпоширеніших $k - \varepsilon$ (k – турбулентна кінетична енергія, ε – швидкість дисипації турбулентної кінетичної енергії) модель турбулентності, яка передбачає розв’язання таких рівнянь:

– рівняння кінетичної енергії турбулентності k

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla(\rho u k) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \mu_t G - \rho \varepsilon ; \quad (2.3)$$

– рівняння швидкості дисипації кінетичної енергії турбулентності ε

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho u \varepsilon) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k}, \quad (2.4)$$

де u – швидкість газового потоку;

μ_t – турбулентна динамічна в’язкість газу;

σ_k – коефіцієнт, який дорівнює одиниці;

G – генерація турбулентної кінетичної енергії, яка зумовлена градієнтом середньої швидкості;

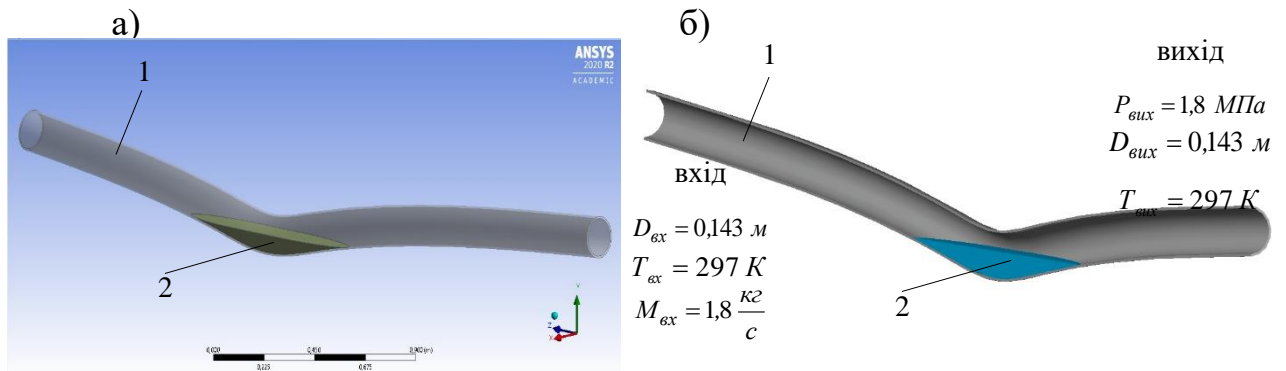
σ_ε – коефіцієнт, який дорівнює $\sigma_\varepsilon=1,3$;

C_1 – коефіцієнт, який дорівнює $C_1=1,44$;

C_2 – коефіцієнт, який дорівнює $C_2=1,92$ [114].

Для дослідження газодинамічних процесів у понижених ділянках газопроводів, де накопичуються рідинні забруднення, треба враховувати вплив обсягу забруднень на формування потоку. Для цього було побудовано тривимірні моделі понижених ділянок газопроводу внутрішнім діаметром 143 мм з рідинними забрудненнями (рисунок 2.1, а). Зовнішній діаметр досліджуваної ділянки газопроводу складав 159 мм, а номінальна товщина стінки 8 мм.

Щоб дослідити вплив обсягу забруднень на параметри потоку побудовано геометричні моделі внутрішньої порожнини ділянок газопроводу з різним обсягом забруднень. Було вибрано чотири різних обсяги рідинних забруднень ($0,0035 \text{ м}^3$; $0,0051 \text{ м}^3$; $0,0084 \text{ м}^3$; $0,0118 \text{ м}^3$).



1 – газопровід; 2 – рідинні забруднення

а) геометрична модель

б) розрахункова схема

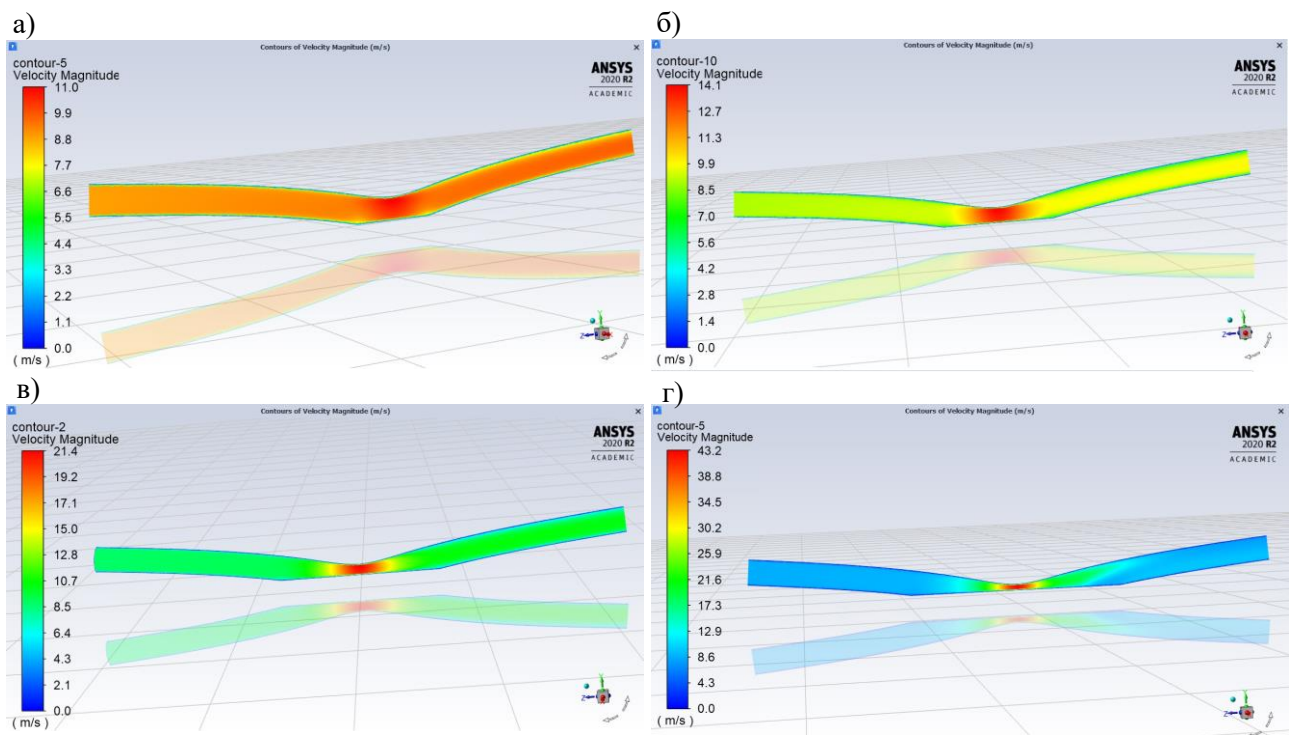
Рисунок 2.1 – Понижена ділянка газопроводу з рідинними забрудненнями

Граничні умови задавались у препроцесорі ANSYS Fluent. Робочим середовищем, рух якого моделювався газопроводом, задавався природний газ. Коефіцієнт еквівалентної шорсткості стінки труби задавався рівним 0,03 мм. На вході в досліджувану ділянку газопроводу задавалась масова витрата, а на виході – тиск. Розрахункова схема подана на рисунку 2.1, б. Масова витрата на вході в досліджувану ділянку газопроводу змінювалася і приймалась рівною 1,8 кг/с, 2,5 кг/с та 3,2 кг/с. Тиск приймався рівним 1,8 МПа. Для кожного значення масової витрати виконувалось окреме моделювання. Потрібно сказати, що вихідні дані задавались із фактичного режиму експлуатування міжпромислового газопроводу.

Також на вході в досліджувану ділянку газопроводу задавалась температура природного газу, яка приймалась рівною 297 К. На вході і на виході газопроводу задавалась інтенсивність турбулентності 5 % (для такого значення потік вважається повністю турбулентним) та гідравлічний діаметр. Гідравлічний діаметр приймався рівним внутрішньому діаметра газопроводу.

Швидкість руху газового потоку досліджуваною ділянкою газопроводу та втрати тиску в ній є показниками, які характеризують газодинамічні процеси. Тому в постпроцесорі програмного комплексу ANSYS Fluent результати моделювання були візуалізовано побудовою поля швидкостей та поля тиску в повздовжніх перерізах досліджуваної ділянки. Візуалізовані

результати моделювання дали змогу побачити структуру потоку в досліджуваній ділянці газопроводу і зібрати вичерпні дані про нього. Для прикладу розглянемо результати моделювання, коли масова витрата газового потоку на вході в досліджувану ділянку газопроводу складала 1,8 кг/с. Поля швидкостей в повздовжніх перерізах досліджуваної ділянки для такої масової витрати подані на рисунку 2.2, а поля тиску на рисунку 2.3. Було визначено, що на вході в досліджувану ділянку швидкість газового потоку вздовж осі складає 8,9 м/с. Від осі потоку в напрямі стінки відбувається незначне зниження швидкості потоку, а біля стінки швидкість газового потоку різко знижується. Наявність забруднень у пониженій (середній) частині досліджуваної ділянки газопроводу спричинює пришвидшення газового потоку в цьому місці, що зумовлено зменшенням прохідного перерізу газопроводу (рисунок 2.2).

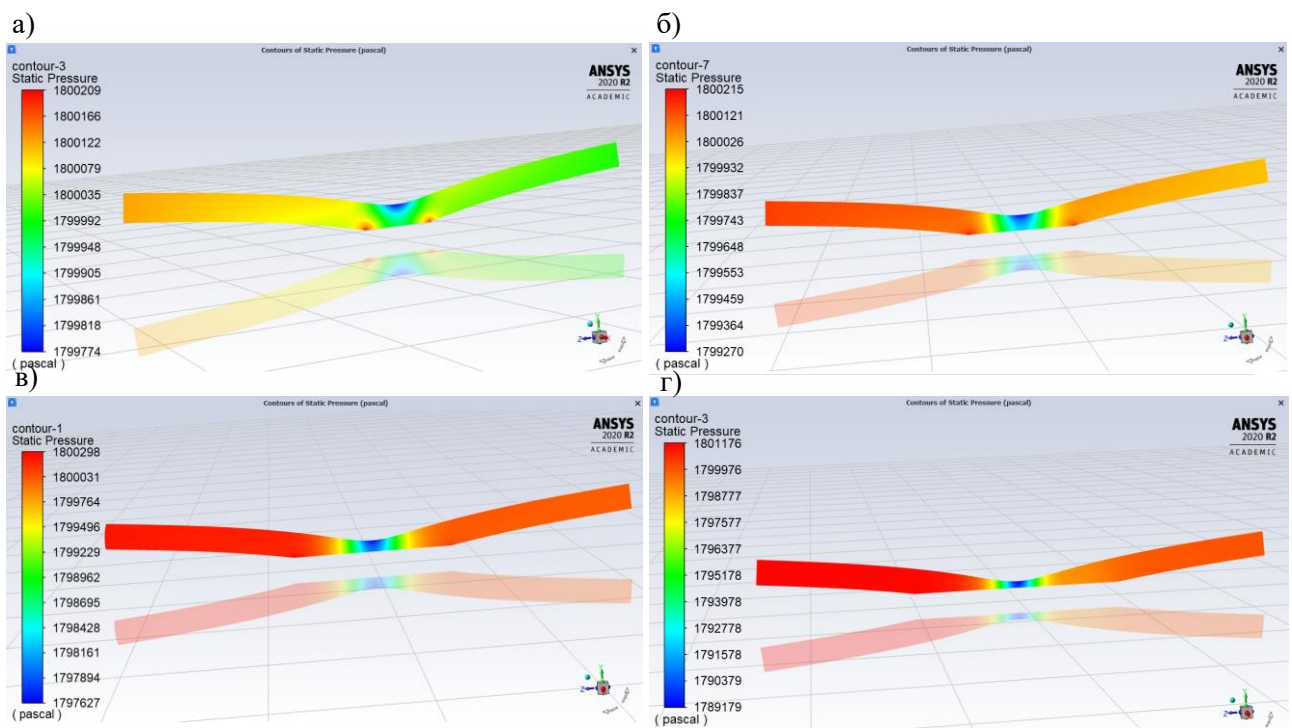


а) $V_{\text{рід}}=0,0035 \text{ м}^3$; б) $V_{\text{рід}}=0,0051 \text{ м}^3$; в) $V_{\text{рід}}=0,0084 \text{ м}^3$; г) $V_{\text{рід}}=0,0118 \text{ м}^3$

Рисунок 2.2 – Поля швидкості у повздовжніх перерізах досліджуваної пониженої ділянки газопроводу для різного об'єму рідинних забруднень у її внутрішній порожнині

Детальний аналіз полів швидкості газового потоку показує істотну залежність величини швидкості газового потоку в середній частині досліджуваної ділянки газопроводу від об'єму забруднень. Для розглядуваного режиму транспортування, якщо об'єм забруднень у внутрішній порожнині пониженої ділянки газопроводу складає $0,0035 \text{ м}^3$, то максимальна величина швидкості газового потоку над забрудненнями дорівнює 11 м/с (рисунок 2.2, а). Для об'єму забруднень $0,0051 \text{ м}^3$ максимальна величина швидкості складає $14,1 \text{ м/с}$ (рисунок 2.2, б), для об'єму $0,0084 \text{ м}^3$ – $21,4 \text{ м/с}$ (рисунок 2.2, в), а для об'єму $0,0118 \text{ м}^3$ – $43,2 \text{ м/с}$ (рисунок 2.2, г).

Під час проходження газового потоку пониженою ділянкою газопроводу, де накопичені рідинні забруднення, відбувається утворення складного поля тиску, втрати тиску (рисунок 2.3).



а) $V_{\text{рід}}=0,0035 \text{ м}^3$; б) $V_{\text{рід}}=0,0051 \text{ м}^3$; в) $V_{\text{рід}}=0,0084 \text{ м}^3$; г) $V_{\text{рід}}=0,0118 \text{ м}^3$

Рисунок 2.3 – Поля тиску у повздовжніх перерізах досліджуваної ділянки газопроводу для різного об'єму рідинних забруднень

Над рідинними забрудненнями у пониженій (середній) частині досліджуваної ділянки газопроводу відбувається зниження тиску, причому

чим більший об'єм забруднень, тим величина зниження тиску є більшою. Величину втрат тиску в місці рідинних забруднень можна визначити як різницю тисків в газопроводі до рідинних забруднень та значення тиску після них. Так, для розглядуваного режиму транспортування, якщо об'єм забруднень у внутрішній порожнині пониженої ділянки газопроводу $0,0035 \text{ м}^3$ втрати тиску складають 38 Па (рисунок 2.3, а), якщо об'єм забруднень $0,0051 \text{ м}^3$ – 99 Па (рисунок 2.3, б), якщо $0,0084 \text{ м}^3$ – 873 Па (рисунок 2.3, в) та, якщо $0,0118 \text{ м}^3$ – 1857 Па (рисунок 2.3, г).

За результатами CFD моделювання побудовано графічну залежність величини втрат тиску в місці накопичення рідинних забруднень у пониженій ділянці газопроводу ΔP від об'єму рідинних забруднень V_{pid} для різних масових витрат на вході в досліджувану ділянку газопроводу M_{ex} (рисунок 2.4).

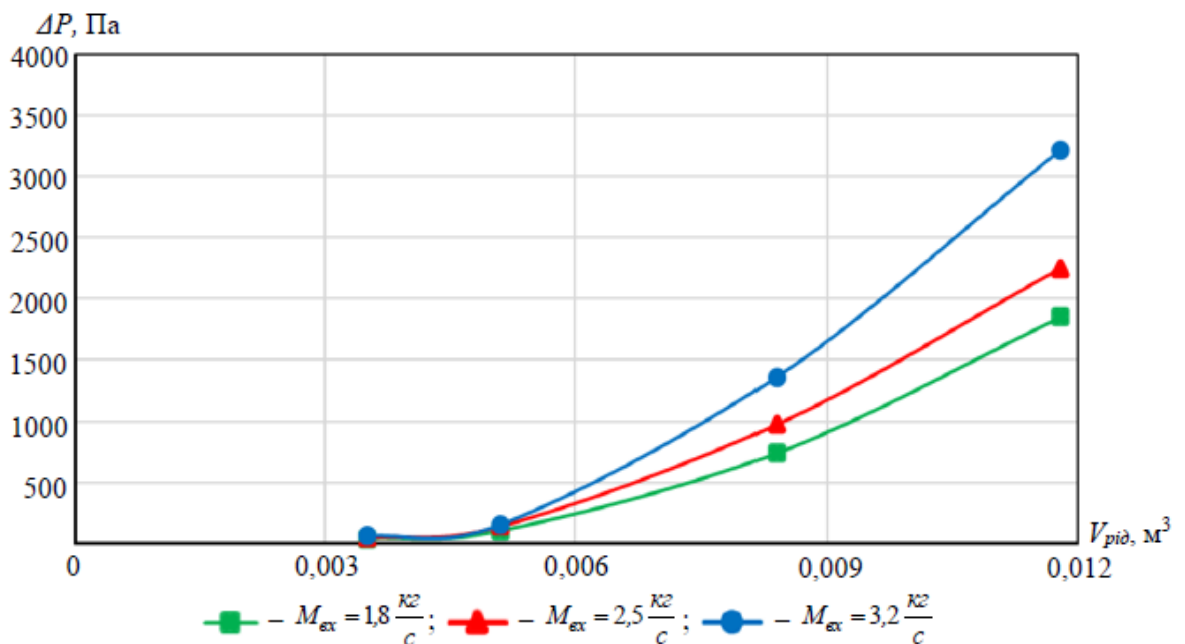


Рисунок 2.4 – Залежність величини втрат тиску в місці рідинних забруднень в пониженій ділянці газопроводу ΔP від об'єму рідинних забруднень V_{pid} для різних масових витрат на вході в досліджувану ділянку газопроводу M_{ex}

Об'єм рідинних забруднень має вагомий вплив на втрати тиску. При незначних об'ємах забруднень у внутрішній порожнині газопроводів у місці пониження траси (до $0,006 \text{ м}^3$) вони не чинять значного впливу на втрати

тиску. Із подальшим збільшенням об'єму рідинних забруднень у пониженій ділянці газопроводу втрати тиску в місці цих забруднень збільшуються за параболічною залежністю. Масова витрата на вході в досліджувану ділянку газопроводу також має вплив на величину втрат тиску в місці рідинних забруднень. Із її збільшенням відбуваються збільшення втрат тиску в місці рідинних забруднень. Причому, чим вона більша, тим більший вплив її зміни чинять на втрати тиску в місці накопичення рідинних забруднень.

Отримані результати моделювання показали, що збільшення об'єму рідинних забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів призводить до збільшення втрат тиску понад передбачене технологічним режимом значення, і відповідно, до нераціонального використання пластової енергії родовищ.

Під час експлуатування цього міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР встановлено ще одне ускладнення, зокрема гідратоутворення, яке призводить до зменшення об'єму транспортування газу. Раціональним способом боротьби з гідратоутворенням є подавання інгібітора гідратоутворення у внутрішню порожнину міжпромислового газопроводу різними способами.

Також досліджено режим експлуатування іншого міжпромислового газопроводу від УППГ Наріжнянського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР. Розраховано гідравлічну ефективність, яка становила 0,81 та визначено об'єм рідини у внутрішній порожнині, який становив 3,3 м³.

Результати розрахунків об'єму забруднень є наближеними, оскільки на практиці вдалося вилучити рідину з міжпромислового газопроводу на вимірвальну лінію УКПГ-2, зокрема в сепаратор та розділювач, і її об'єм становив 3,5 м³. Отже, об'єм забруднень у міжпромисловому газопроводі, визначений розрахунком чи експериментально, відрізняється, а різниця становила близько 6 %.

У зв'язку із цим вдосконалено очищення газу на УППГ Наріжнянського НГКР послідовним під'єднанням основного ГС-1 та

дослідницького ГС-2 сепараторів (рисунок 2.5). Таким чином, газ від свердловин буде надходити в основний вертикальний сепаратор ГС-1, а після виходу з нього газ буде потрапляти у наступний сепаратор ГС-2. Це дозволить оптимізувати очищення газу завдяки двом сепараторам перед потраплянням його в міжпромисловий газопровід.

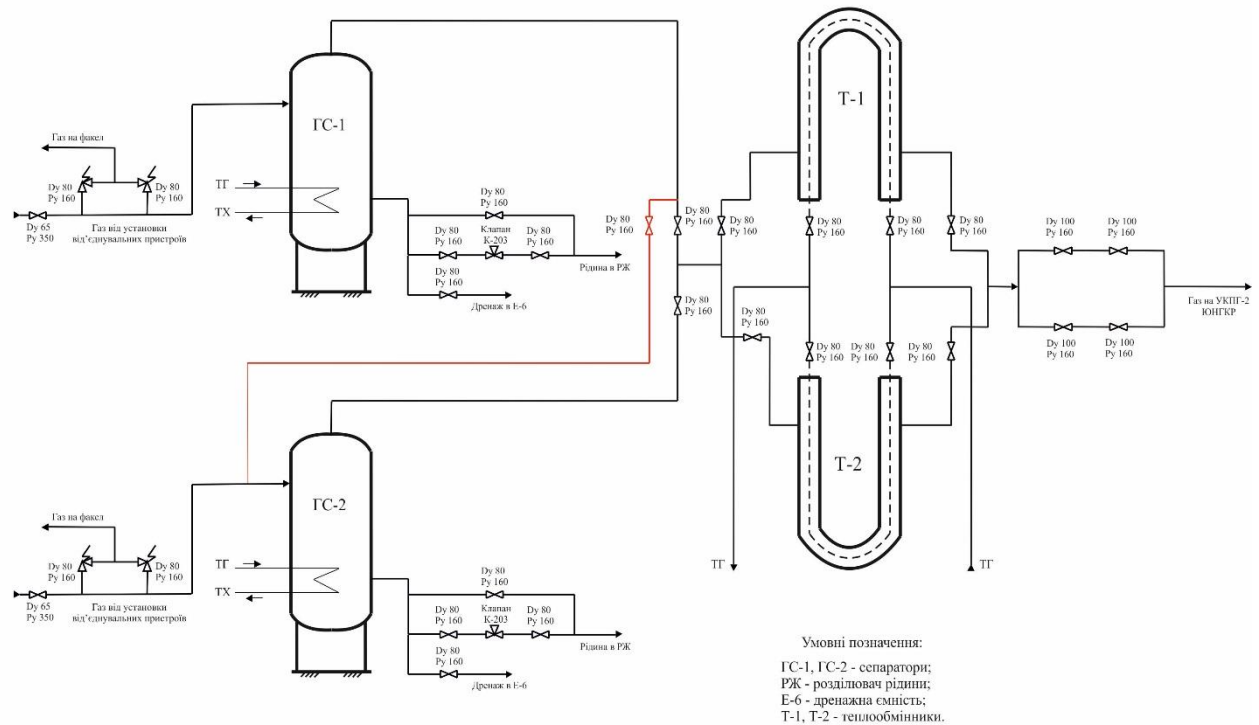


Рисунок 2.5 – Схема під'єднання сепараторів ГС-1 та ГС-1 для покращення очищення газу на УППГ Наріжнрянського НГКР

Впровадження цього технічного рішення дало змогу покращити очищення газу від рідини перед подаванням у газопровід та забезпечити стабільне його експлуатування.

З огляду на викладене вище, на підставі аналізування фактичних даних експлуатування міжпромислових газопроводів, розрахунків чисельним методом різних величин та промислових досліджень доцільно сформулювати основні чинники, що негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності (Додаток Б).

2.2 Розроблення методики прогнозування гідратоутворення у системах збирання та підготовляння газу

Під час експлуатування свердловин відбувається зміна термобаричних умов по шляху руху газу від пласта до УПГ і можуть утворюватися тверді кристалічні сполуки – гідрати. Гідратоутворення може відбуватися на різних ділянках, зокрема під час руху газу в інтервалі перфорації, у стовбурі, на усті, у шлейфі тощо.

Так, під час експлуатування свердловини, під час руху газу з пласта до вибою відбувається його дроселювання в інтервалі перфорації, що призводить до зниження його температури. Також зниження температури газу відбувається по стовбуру свердловини, на що впливає багато чинників: дроселювання газу через наявність забруднень в колоні насосно-компресорних труб (НКТ); теплообмін з навколишніми породами; тертя газу об стінки ліфтових труб тощо. Окрім цього, на усті свердловини (фонтанною арматурою та обв'язкою) найбільш ймовірні місця утворення гідратів – це у засувках, відводах, трійниках, котушках, переходах, термокишенях тощо.

Також транспортування газу шлейфами від устя до УПГ може ускладнюватися відкладанням гідратів у внутрішній порожнині. У більшості випадків гідрати у шлейфах утворюються в місцях зосередження місцевих опорів, понижених ділянках траси, надземних ділянках тощо.

На об'єктах видобутку найчастіше спостерігають утворення гідратів на установці від'єднувальних пристроїв (УВП) під час дроселювання газу ШР. Це спостерігається на свердловинах, де наявні високі пластові тиски. Також гідратоутворення спостерігається на ділянках інших місцевих опорів, наприклад, на загальному колекторі, що надходить на установку очищення. Після очищення та осушування газу утворення гідратів не спостерігається.

Схему руху газу на об'єктах видобутку та найімовірніші місця утворення гідратів подано на рисунку 2.6.

На об'єктах видобутку найбільший ризик утворення гідратів виникає на ділянці вибій – устя свердловини – УВП – вузол очищування газу (рис. 2.6).

Для забезпечення надійного експлуатування свердловин на об'єктах видобутку забезпечують контрольне вимірювання параметрів їх роботи (тиск, температура, продуктивність). Це дозволяє контролювати режим експлуатування свердловин і своєчасно виявляти ускладнення.

Під час експлуатування свердловин з великою продуктивністю та високим пластовим тиском, коли газовий потік проходить штуцери регульовальні, відбувається різке зниження температури, в результаті чого можна спостерігати обмерзання трубопроводів і технологічного обладнання (рис. 2.7). Таке різке зниження температури зумовлює процес відкладання гідратів.

Регулювання штуцера здійснюється шибром за рахунок змінення площі поперечного перерізу отвору регульовального органу (збільшується або зменшується). Загальний вигляд штуцера регульовального та регульовальних органів з різним ступенем відкриття подано на рисунку 2.8.

Експериментальні дослідження процесів утворення гідратів у місці встановлення штуцерів регульовальних в реальних умовах експлуатування газопроводів важко виконати через велику кількість різних чинників, зокрема, високий тиск. Тому, щоб визначити схильні до утворення гідрату зони під час проходження газового потоку штуцерами регульовальними було виконано CFD моделювання, яке є ефективним інструментом дослідження характеристик багатофазних потоків в різних елементах газопровідних систем. CFD моделювання дає можливість побачити в деталях тривимірний багатофазний потік в різних елементах трубопроводу і вивчати втрати тиску, розподіл фаз (об'ємні частки), швидкості потоку, турбулентність, кінетичну енергію тощо.

Для CFD моделювання процесів утворення гідратів у місці встановлення штуцерів регульовальних було вибрано програмний комплекс

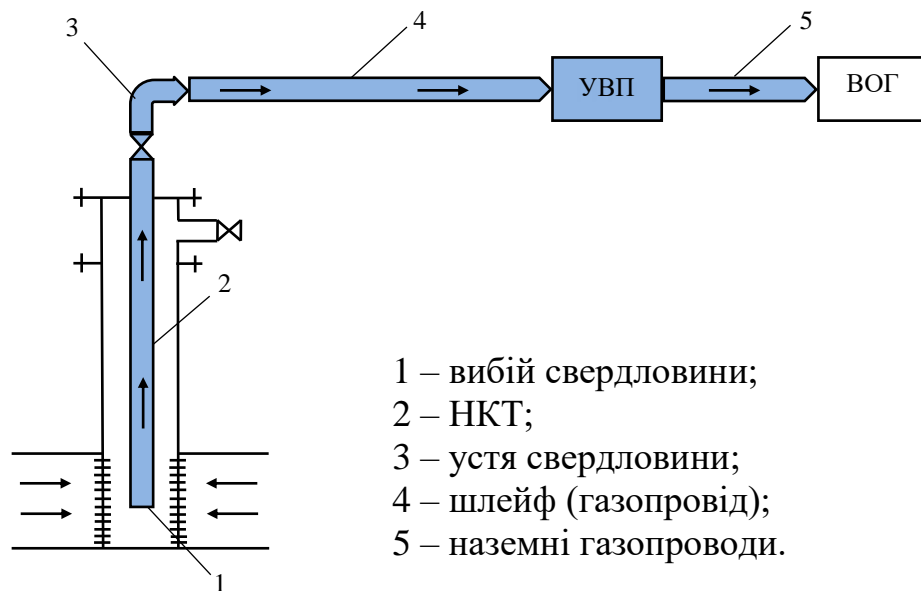


Рисунок 2.6 – Найпроблемніші ділянки відкладання гідратів від вибою до газозбірного пункту



Рисунок 2.7 – Загальний вигляд обв'язки вхідного газопроводу установки від'єднувальних пристроїв та обмерзання трубопроводу



Рисунок 2.8 – Штуцер регулювальний та комплектуючі

скінченно-елементного аналізу ANSYS Academic 2021 R2, а саме код обчислювальної гідродинаміки (CFD) ANSYS Fluent.

Щоб дослідити складний багатофазний потік в штуцерах регулювальних найкращим є Ейлеровий підхід, а саме модель Mixture – модель багатофазової суміші. Модель Mixture застосовують для двох або більше фаз. Ця модель дозволяє взаємно проникати фазам. Тому для багатофазних потоків вводиться поняття об'ємної частки (volume fraction) фази – ще одного додаткового параметра течії. Об'ємні частки суцільної фази q і дисперсної фази p можуть мати будь-яке значення від 0 до 1 залежно від того скільки місця вони займають. Модель Mixture дозволяє фазам рухатися з різною швидкістю. У моделі Mixture тільки одна з фаз може бути стискуваною.

У моделі Mixture закладено рівняння неперервності для суміші, збереження імпульсу та енергетичного балансу суміші, рівняння об'ємної частки для дисперсних фаз і алгебраїчні вирази відносних швидкостей (якщо фази рухаються з різними швидкостями). Ці рівняння розглянуто нижче.

Рівняння неперервності суміші:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \nabla \cdot (\rho_m \bar{v}_m) = 0, \quad (2.5)$$

де ρ_m – середня густина суміші;

\bar{v}_m – середня швидкість суміші.

Рівняння імпульсу суміші можна отримати додаванням окремих рівнянь імпульсу кожної фази:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_m \bar{v}_m) + \nabla \cdot (\rho_m \bar{v}_m \bar{v}_m) = & -\nabla p + \nabla \cdot \left(\mu_m \left(\nabla \bar{v}_m + \nabla \bar{v}_m^T \right) \right) + \\ & + \rho_m \bar{g} + \bar{F} + \nabla \cdot \left(\sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \bar{v}_{dr,k} \bar{v}_{dr,k} \right), \end{aligned} \quad (2.6)$$

де \bar{F} – сила, яка діє на потік (body force);

μ_m – в'язкість суміші;

\bar{g} – прискорення вільного падіння;

$\bar{v}_{dr,k}$ – швидкість дрейфу дисперсної фази k .

Відносна швидкість (також її називають швидкістю ковзання) є різницею між швидкістю дисперсної фази p і швидкістю суцільної фази q :

$$\bar{v}_{pq} = \bar{v}_p - \bar{v}_q, \quad (2.7)$$

де \bar{v}_p – швидкість дисперсної фази;

\bar{v}_q – швидкість суцільної фази.

Швидкістю дрейфу дисперсної фази є різниця між швидкістю ковзання та алгебраїчною сумою добутків масових часток на швидкість дисперсної фази:

$$\bar{v}_{dr,p} = \bar{v}_{pq} - \sum_{k=1}^n c_k \bar{v}_{pk}. \quad (2.8)$$

Рівняння енергетичного балансу суміші:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{k=1}^n (\alpha_k \rho_k h_k) + \nabla \cdot \left(\sum_{k=1}^n (\alpha_k \bar{v}_k (\rho_k h_k + p)) \right) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) + S_E, \quad (2.9)$$

де k_{eff} – ефективна провідність;

h_k – ентальпія фази k ;

S_E – передача енергії за рахунок провідності. S_E включає будь-яке інше об'ємне джерело тепла.

З рівняння неперервності дисперсної фази p можна отримати рівняння об'ємної частки для дисперсної фази p [115]:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_p \rho_p) + \nabla \cdot (\alpha_p \rho_p \bar{v}_m) = -\nabla \cdot (\alpha_p \rho_p \bar{v}_{dr,p}). \quad (2.10)$$

CFD моделювання було виконано чисельним розв'язуванням зазначених рівнянь, які замикались двопараметричною $k-\varepsilon$ моделлю турбулентності із застосуванням пристінної функції з відповідними початковими і граничними умовами.

Геометричну модель внутрішньої порожнини повністю відкритого штуцера регульовального з прилеглими ділянками трубопроводу подано на рисунку 2.9.

Побудовано 3D геометричну модель штуцера регулювального ШР-12 (рисунок 2.10). Діаметр отвору регулювального органу штуцера 50 мм, зовнішній діаметр прилеглих до нього ділянок трубопроводу 133 мм, номінальна товщина стінки 6 мм, внутрішній діаметр прилеглих ділянок трубопроводу 121 мм. Щоб дослідити динаміку руху газового потоку штуцером регулювальним було побудовано 3D геометричну модель його внутрішньої порожнини, якою рухається потік.

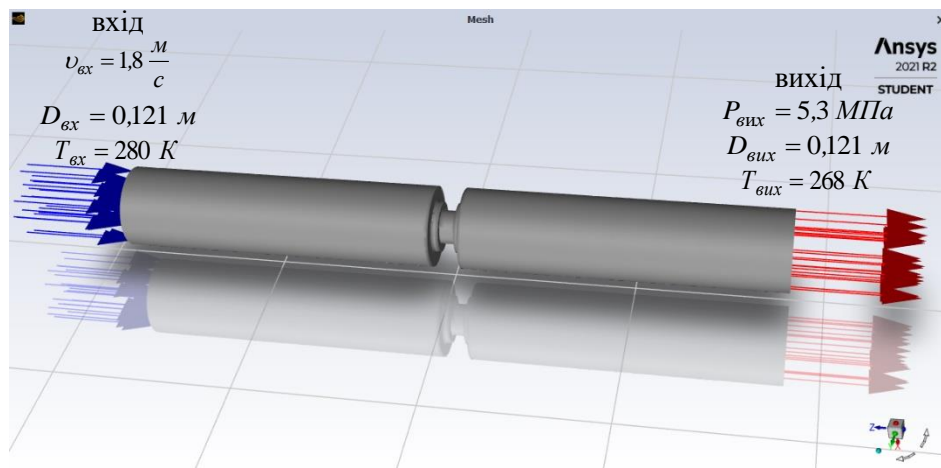


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема штуцера регулювального

Газодинамічні процеси за штуцером регулювальним, які впливають на місцезнаходження потенційних зон, схильних до утворення гідрату, і інтенсивність утворення гідрату суттєво залежать від ступеня відкриття штуцера. Тому було накреслено тривимірні геометричні моделі штуцера регулювального з різним ступенем його відкриття. Ступені відкриття склали 100 %, 75 %, 50 % та 25 %. Таке моделювання було виконано змінням площі поперечного перерізу отвору регулювального органу штуцера. В умовах експлуатування газопроводів таке зміння здійснюється опусканням шибера. Для кожного ступеня відкриття штуцера регулювального виконувалось окреме моделювання і було досліджено вплив цього параметра на місцезнаходження потенційних зон, схильних до утворення гідрату, та інтенсивність утворення гідрату.

Для досліджень задано такі граничні умови (рисунок 2.9). На вході в прилеглу до штуцера регулювального ділянку трубопроводу задавалось

середовище. Першою фазою середовища був заданий природний газ. Природний газ приймався як стискуване середовище. Задавалось, що густина природного газу залежить від параметрів потоку (при цьому до розв'язуваних рівнянь автоматично додається рівняння енергії). Другою фазою середовища було задано рідинну фазу – краплі води. Задана об'ємна частка рідинної фази на вході складала 0,2. Також на вході було задано швидкість потоку, яка приймалась рівною 1,8 м/с, що відповідає експлуатаційним параметрам.

На виході з прилеглої до штуцера регульовального ділянки трубопроводу задавався тиск, який приймався рівним 5,3 МПа.

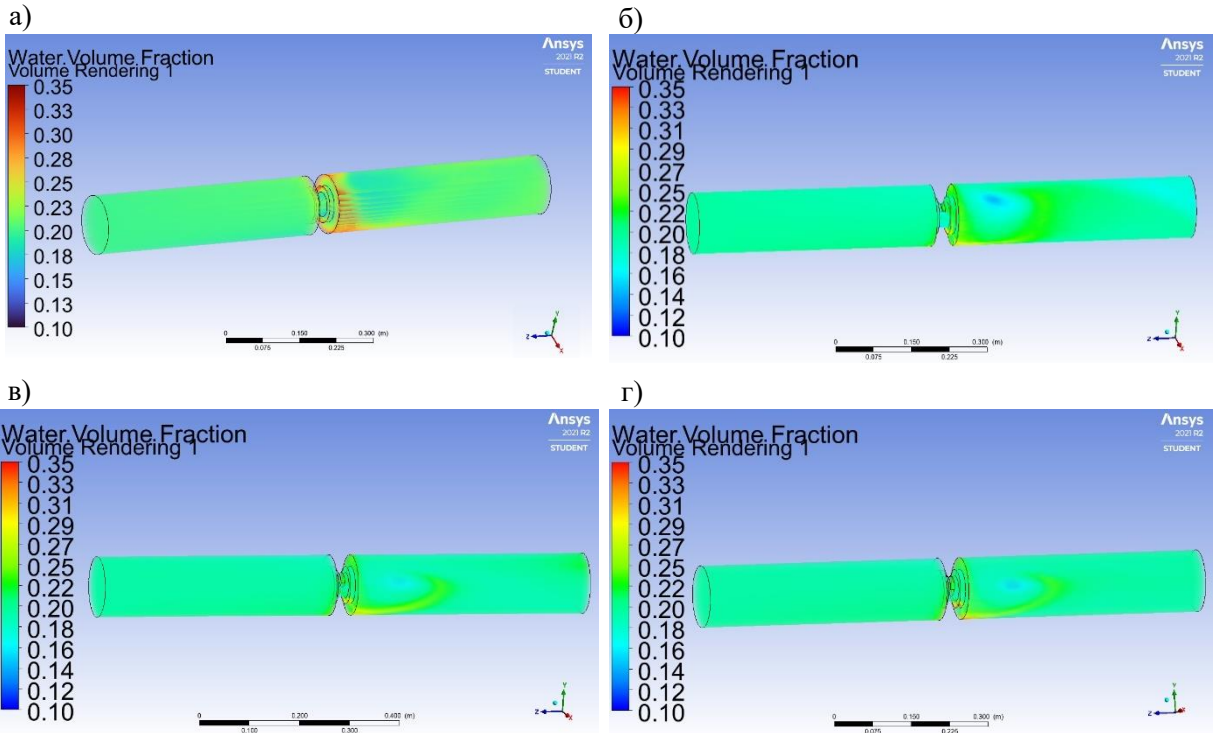
На вході задавалась температура середовища 280 К, а на виході – 268 К, що відповідає експлуатаційним параметрам. Також на вході і виході задавалась інтенсивність турбулентності 5 % (для такого значення потік вважають повністю турбулентним) та гідравлічний діаметр. Гідравлічний діаметр приймався рівним внутрішньому діаметра прилеглих до штуцера регульовального ділянок трубопроводу. Було задано, що на газовий потік діє сила тяжіння. Основні параметри моделі подано в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні параметри моделі

Показник	Величина
Діаметр отвору регульовального органу штуцера, мм	50
Внутрішній діаметр трубопроводу, мм	121
Швидкість потоку на вході, м/с	1,8
Тиск на виході, МПа	5,3
Температура на вході, К	280
Температура на виході, К	268
Об'ємна частка рідинної фази на вході	0,2
Інтенсивність турбулентності на вході, %	5
Інтенсивність турбулентності на виході, %	5

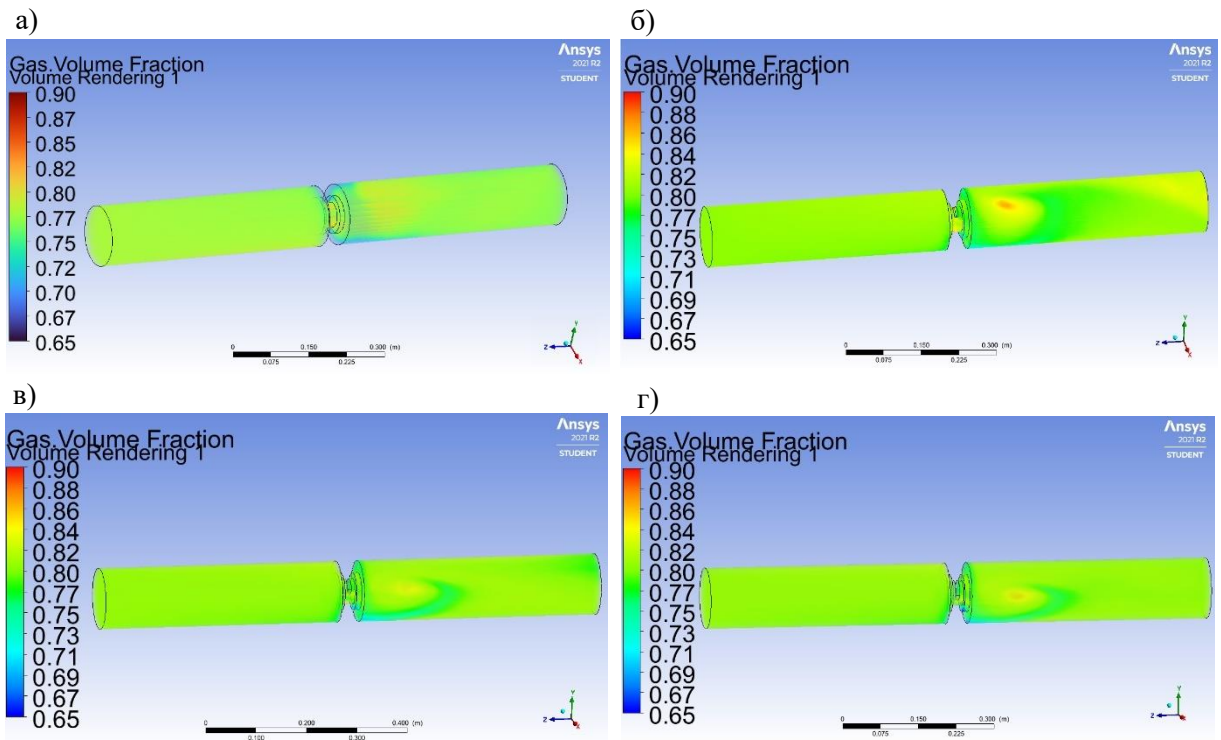
Результати CFD моделювання візуалізовано в постпроцесорі програмного комплексу ANSYS Fluent, що дало змогу побачити структуру потоку в досліджуваному елементі для різного ступеня відкривання штуцера регульовального. Побудовано розподіл об'ємної частки природного газу

(рисунок 2.10) та води (рисунок 2.11) у внутрішній порожнині досліджуваного елемента для різного ступеня відкриття штуцера регулювального. Також результати моделювання візуалізовано побудовою ліній течії, які забарвлювались у кольори швидкості газового потоку (рисунок 2.12). Було оцінено вплив ступеня відкриття штуцера регулювального на місцезнаходження потенційних зон, схильних до утворення гідрату. Чисельні результати (рисунок 2.10, рисунок 2.11) показують, що після проходження газовим потоком штуцера регулювального відбувається нерівномірний перерозподіл об'ємних часток фаз. При повністю відкритому штуцері регулювальному (на 100 %) максимальні значення об'ємної частки рідинної фази зосереджені на початку прилеглої до штуцера труби, за напрямком руху потоку, біля стінки вздовж усього кола труби (рисунок 2.10, а). Протилежна картина спостерігається з об'ємною часткою природного газу (рисунок 2.11, а). У зазначених місцях об'ємна частка природного газу є найменшою. Такий перерозподіл об'ємних часток фаз зумовлений динамікою руху потоку через штуцер регулювальний. При повністю відкритому штуцері регулювальному потік у отворі його регулювального органу значно пришвидшується, і на початку прилеглої до штуцера труби формується швидкісний струмінь діаметром наближено рівним діаметра отвору (рисунок 2.12, а). Оскільки, діаметр прилеглої до штуцера труби є більший, ніж діаметр отвору його регулювального органу, то в кільцевому просторі між стінкою труби і швидкісним струменем формується застійна зона, де накопичується рідинна фаза, і тому її об'ємна частка тут є максимальною. При сприятливих умовах (тиск, температура) в цій зоні починають формуватися гідрати, кількість яких з часом буде збільшуватись. Якщо ж шибер регулювального органу штуцера опускати, швидкісний струмінь потоку стає все коротшим і все більше зміщується до нижньої частини прилеглої до штуцера труби (рисунок 2.12, а, б, в), у результаті чого у верхній частині труби формується велика зона закрученого потоку і тоді максимальних значень об'ємної частки рідинної фази у цьому



а) ступінь відкриття 100 %; б) ступінь відкриття 75 %;
в) ступінь відкриття 50 %; г) ступінь відкриття 25 %

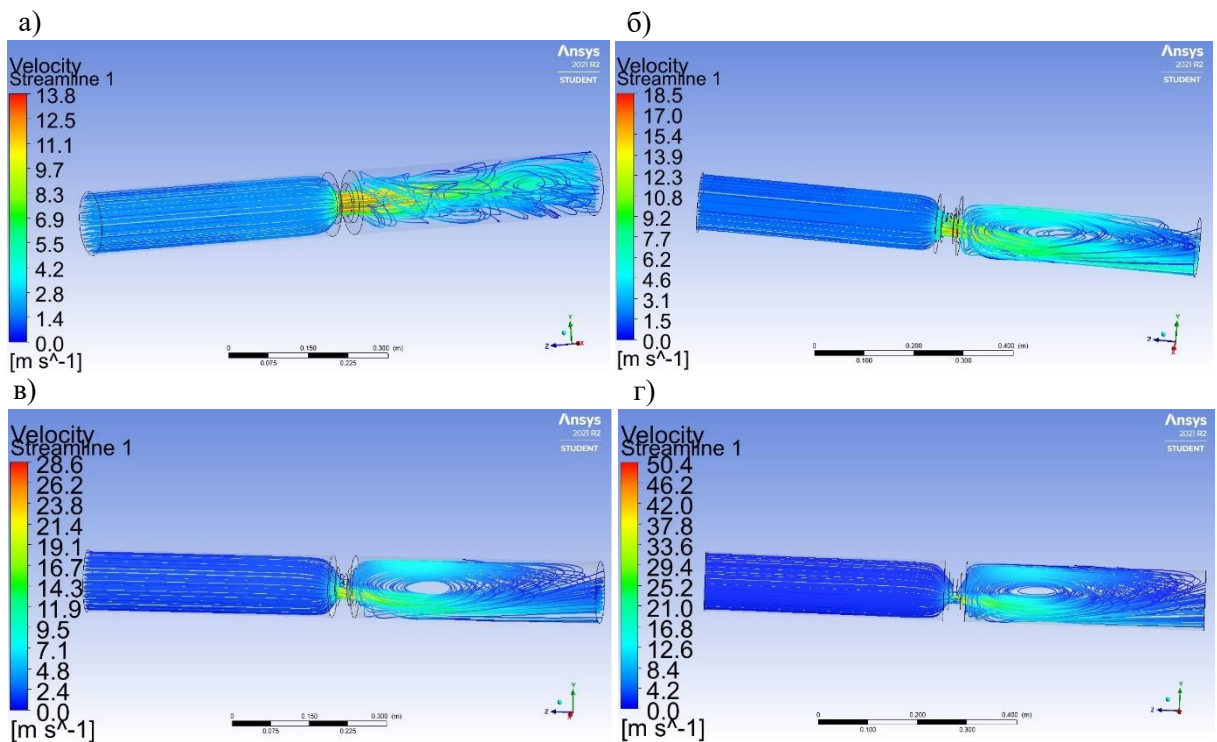
Рисунок 2.10 – Розподіл об’ємної частки води у внутрішній порожнині досліджуваного елемента для різного ступеня відкриття ШР



а) ступінь відкриття 100 %; б) ступінь відкриття 75 %;
в) ступінь відкриття 50 %; г) ступінь відкриття 25 %

Рисунок 2.11 – Розподіл об’ємної частки природного газу у внутрішній порожнині досліджуваного елемента для різного ступеня відкриття ШР

місці немає (рисунок 2.10, б, в, г) на відміну від випадку, коли регулювальний штуцер повністю відкритий (рисунок 2.10, а). У разі опускання шибера регулювального органу штуцера максимальні значення об'ємної частки рідинної фази зосереджені під швидкісним струменем потоку на початку прилеглої до штуцера регулювального ділянки труби (в нижній її частині). Причому, чим більше опущений шибер, тим більша об'ємна частка рідинної фази в цьому місці (рисунок 2.10, б, в, г). Тому, якщо регулювальний штуцер відкритий не повністю, у разі сприятливих умов гідрати почнуть утворюватися тільки в нижній частині прилеглої до штуцера труби на її початку.



а) ступінь відкриття 100 %; б) ступінь відкриття 75 %;

в) ступінь відкриття 50 %; г) ступінь відкриття 25 %

Рисунок 2.12 – Лінії течії, забарвлені у кольори швидкості газового потоку у внутрішній порожнині досліджуваного елемента для різного ступеня відкриття штуцера регулювального

Отже, коли штуцер регулювальний відкритий повністю, зона утворення гідратів є найбільшою. Часткове перекривання штуцера регулювального призводить до значного зменшення зони формування гідратів. Тому за сприятливих умов для утворення гідратів, а саме в найхолоднішу пору року,

рекомендовано періодично виконувати різке відкривання штуцера регульовального на певний період часу, що призведе до винесення більшої частини рідинної фази із місць її накопичення.

На цей час у світовій практиці відомо ряд різних підходів щодо прогнозування можливості утворення ускладнень, зокрема гідратуутворення, в процесі експлуатування свердловин на об'єктах видобутку. Потужне прискорення цифрових технологій сприяє розвитку та широкому застосуванню нових підходів у прогнозуванні із використанням технологій штучного інтелекту. Тому запропоновано використати алгоритми штучних нейронних мереж для розв'язання вищевказаного завдання прогнозування.

У загальному випадку нейронна мережа є програмно-апаратним пристроєм, який моделює (дещо спрощено) спосіб опрацювання інформації і розв'язання мозком конкретної задачі. Ця мережа зазвичай реалізується за допомогою електронних компонентів або моделюється програмою, яка встановлена на комп'ютері або мікроконтролерному вбудованому пристрої. Очевидно, що свою силу нейронні мережі беруть від розпаралелювання опрацювання інформації, а також завдяки можливості самонавчатися і, відповідно, вдосконалювати алгоритм опрацювання конкретної вхідної інформації. Застосування на практиці алгоритмів штучних нейронних мереж забезпечує такі переваги систем, а саме:

- нелінійність зав'язків вхід-вихід;
- відображення вхідної інформації у вихідну;
- адаптивність;
- контекстна інформація (вищий рівень можливої невизначеності вхідних даних);
- масштабування нормуванням неспіврозмірних вхідних даних.

Нейрони є базовими елементами оброблення інформації в нейронній мережі. На блок-схемі рисунку 2.13 показано модель нейрону, який є в основі штучних нейронних мереж. У цій моделі можна виділити три основних елементи:

1) набір синапсів, які характеризуються своїми ваговими коефіцієнтами впливу вхідної інформації. Сигнал x_j на вході синапсу j , який подається на один з входів нейрону k , перемножується на ваговий коефіцієнт w_{kj} . Перший індекс відноситься до нейрону, який розглядають, а другий до вхідного закінчення синапса, з яким зв'язаний даний ваговий коефіцієнт;

2) суматор обробляє вхідні сигнали, які є попередньо зважені відносно відповідних синапсів (входів) нейрона;

3) функція активації нормує амплітуду вихідного сигналу нейрону за конкретним визначеним законом. Ця функція також називається функцією стиснення. Зазвичай діапазон амплітуди виходу нейрону перебуває в інтервалах від 0 до 1 або від -1 до 1.

На рисунку 2.13 подана нелінійна модель нейрона.

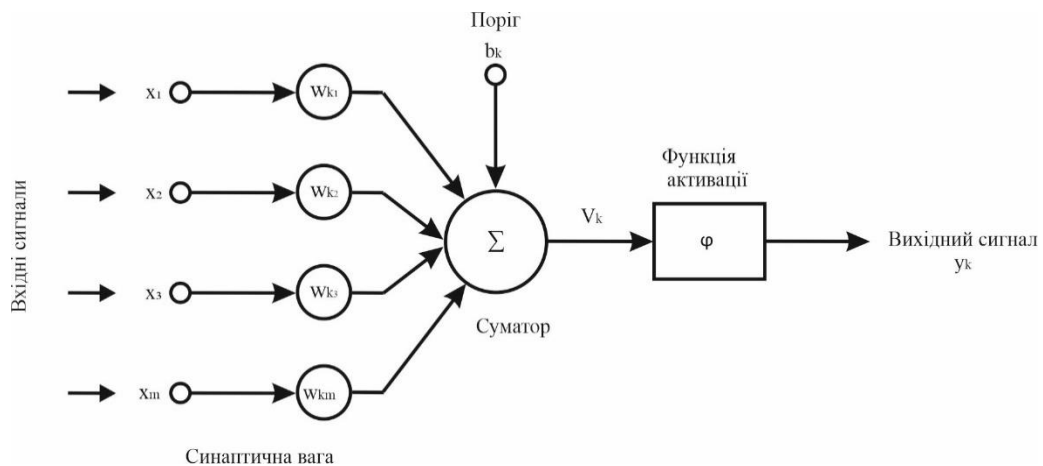


Рисунок 2.13 – Нелінійна модель нейрона як елемента штучної нейронної мережі

До моделі нейрона на рисунку 2.13 входить пороговий елемент, який позначається символом b_k . Ця величина відображає збільшення або зменшення вхідного сигналу нейрона, яке не зумовлено впливом контрольованих входів та подається на вхід суматора і далі на функцію активації [116].

Наведемо математичні залежності функціонування нейрона k такими двома рівняннями:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj} \cdot x_j \quad (2.11)$$

$$y_k = \varphi \cdot (u_k + b_k) = \varphi \cdot v_k \quad (2.12)$$

де x_1, x_2, x_3, x_m – вхідні сигнали;

$w_{k1}, w_{k2}, w_{k3}, w_{km}$ – синаптичний ваговий коефіцієнт нейрона k ;

u_k – лінійна комбінація вхідних впливів (сигналів);

b_k – поріг;

v_k – лінійна комбінація вхідних впливів разом зі значенням порога;

φ – функція активації;

y_k – вихідний сигнал нейрона.

Використання порога b_k забезпечує ефект афінного перетворювача виходу лінійного суматора u_k . У моделі, яка подана на рисунку 2.13, постсинаптичний потенціал розраховують таким чином:

$$v_k = u_k + b_k \quad (2.13)$$

Залежно від того, яке значення приймає поріг b_k , додатне або від'ємне, відповідно змінюється значення v_k нейрона k .

На основі вищевикладеного та з урахуванням кількості інформаційних входів (8 сигналів давачів технологічних параметрів потоку в трубопроводі) та одного виходу (інформація про відсутність гідратоутворення (0) або його наявність на штуцері регульовальному (1) або внутрішній порожнині шлейфа (2) для прогнозування гідратоутворення автори запропонували реалізувати алгоритм прогнозування гідратоутворень на базі штучної двошарової нейронної мережі. Нейронна мережа містить два шари схованих нейронів (перший шар 8 нейронів), другий шар 1 нейрон. Ці нейрони зв'язані між входами інформації та між собою за допомогою синаптичних зав'язків із відповідними ваговими коефіцієнтами. Оскільки структура двошарової штучної нейронної мережі на етапі моделювання вже була задана, розрахунок параметрів мережі по суті полягає в розрахунку вагових коефіцієнтів, які оптимально забезпечують відповідність функціонування моделі прогнозування утворення гідратів.

Для реалізації моделі нейромережного прогнозування запропоновано використати фактичні дані режиму експлуатування свердловин у контрольних точках трубопроводу, на ділянках якого є можливим гідратуутворення (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Експериментальні промислові вхідні дані технологічних параметрів для алгоритму штучної нейронної мережі на етапі її навчання (підбору вагових коефіцієнтів)

Номер свердл.	Тиск на усті, кгс/см ²	Температура на усті, °С	Тиск на вході ГЗП, кгс/см ²	Температура на вході ГЗП, °С	Тиск після ШР, кгс/см ²	Температура після ШР, °С	Дебіт свердловини, тис. м ³ /д	Тиск у газопроводі, кгс/см ²	Примітка
1	99,0	20,0	97,2	14,0	28,0	-6,9	206,705	23 – 28	Режим до гідрат
1	99,5	19,5	98,3	13,2	27,8	-5,8	198,205	23 – 28	Гідрат на ШР
1	99,8	19,0	98,5	13,0	27,6	-5,3	193,135	23 – 28	Гідрат на ШР
2	92,6	17,5	90,7	12,0	26,6	-5,2	178,879	23 – 28	Режим до гідрат
2	92,9	17,0	92,0	10,8	26,0	-4,4	172,326	23 – 28	Гідрат на ШР
2	93,3	16,8	92,3	10,2	25,8	-4,2	169,300	23 – 28	Гідрат на ШР
3	59,0	13,0	52,6	8,0	26,9	-3,7	82,359	23 – 28	Режим до гідрат
3	60,1	12,5	50,8	7,0	26,0	-2,1	76,241	23 – 28	Гідрат у шлейфі
3	60,4	12,0	50,0	6,0	25,8	-1,8	72,112	23 – 28	Гідрат у шлейфі
4	62,5	14,0	58,5	7,2	28,0	-2,9	118,303	23 – 28	Режим до гідрат
4	63,2	13,6	56,1	6,0	27,7	-1,8	113,835	23 – 28	Гідрат у шлейфі
4	63,6	13,0	55,5	5,5	27,2	-1,2	109,865	23 – 28	Гідрат у шлейфі

На рисунку 2.14 подано схему розміщення датчиків тиску і температури на усті свердловини та на установці від'єднувальних пристроїв газозбірного пункту. Інформація з вказаних датчиків є вхідною інформацією для розробленої штучної нейронної мережі як на етапі її створення, так і потім на етапі її експлуатування в складі системи прогнозування гідратуутворень. На рисунку 2.14 запропоновано схему передавання інформації із датчиків тиску і температури до пристрою її збору та передачі для зберігання (архівування) у пам'яті серверів, що реалізують хмарні сервіси збереження/опрацювання/відображення інформації) для подальшого використання алгоритмом штучної нейронної мережі.

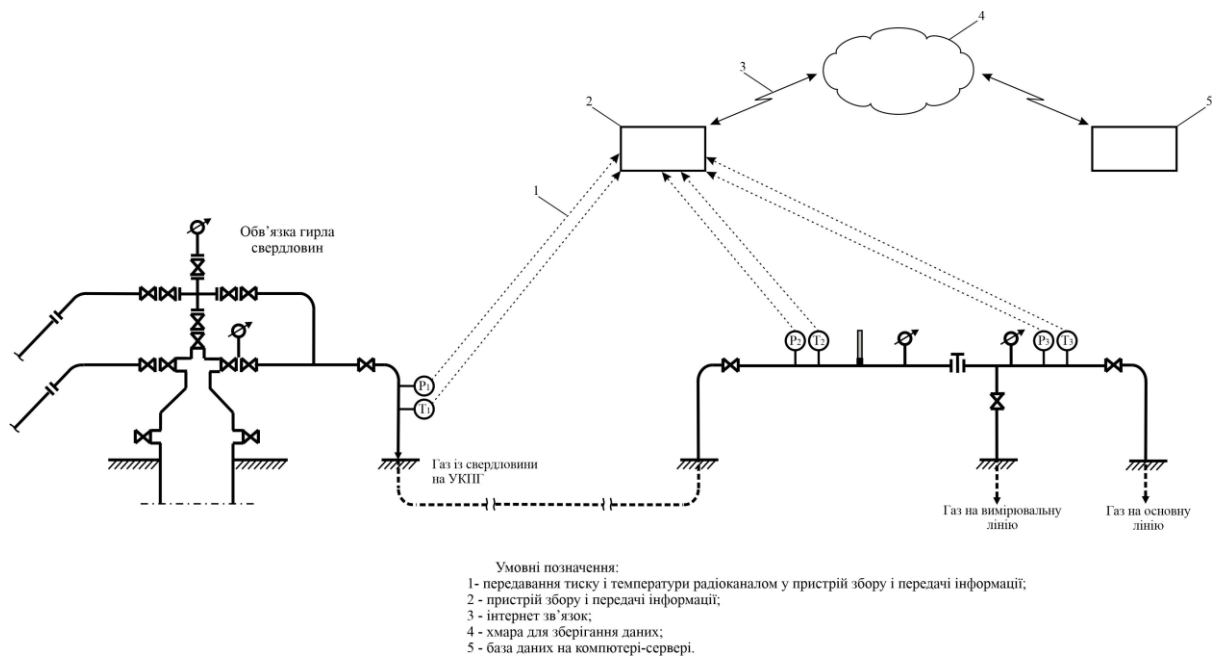


Рисунок 2.14 – Схема передавання інформації з датчиків тиску і температури до пристрою та зберігання в хмарі для подальшого використання нейронною мережею

Завдяки реалізації цього заходу показники експлуатування свердловин, зокрема тиску і температури, будуть по радіоканалу з датчиків надходити в пристрій збору і передачі інформації, а далі через інтернет-зв'язок зберігатися в хмарі і в подальшому в базі даних на комп'ютері-сервері. Це дасть змогу використовувати фактичні дані для виконання розрахунків та прогнозування гідратуутворення.

Суть методики прогнозування гідратуутворень за допомогою штучної нейронної мережі полягає в тому, що на першому етапі в програмному середовищі MATLAB за допомогою функції `nntool` створюється програмний модуль двохшарової штучної нейронної мережі типу зворотного поширення помилки (Feed forward backprop) з довільним набором вагових коефіцієнтів (рисунк 2.15).

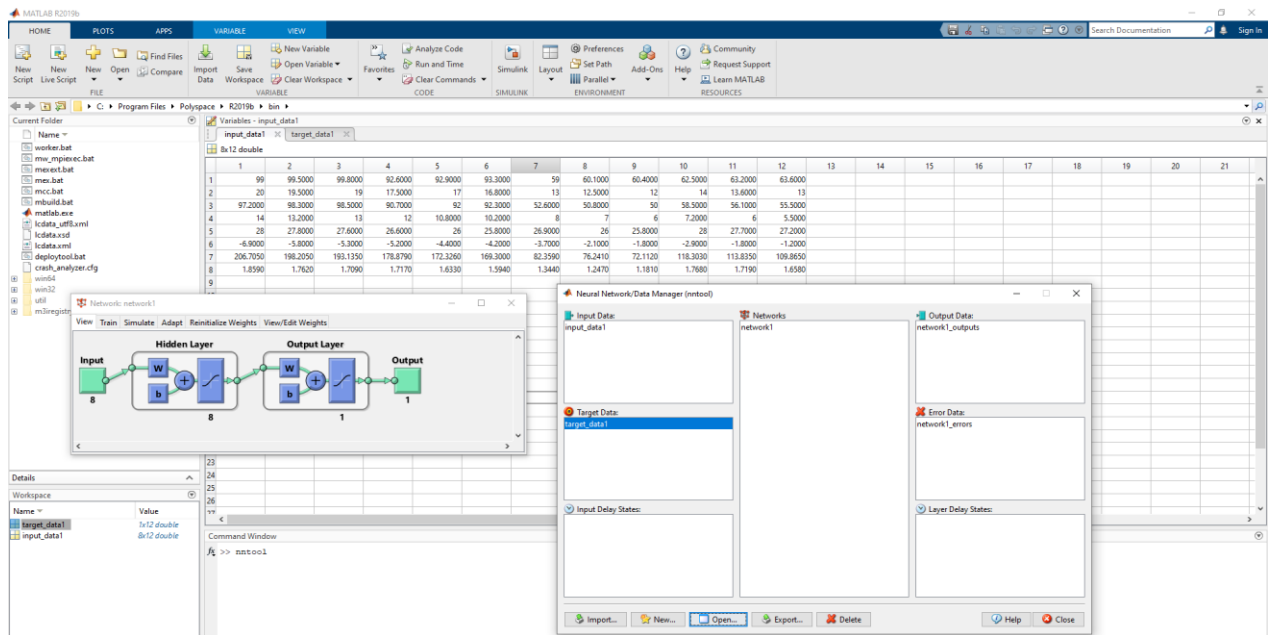


Рисунок 2.15 – Основне вікно програмного середовища MATLAB з вікном наборів вхідних даних та вікном Neural Network Data/Manager (функція `nntool`) для створення мережі Network1

На другому етапі за допомогою функції `train` відбувається навчання нейронної мережі на вхідних та відповідно вихідних даних, приклад яких подано в таблиці 2.2. Результатом навчання ітераційним підбиранням є отримання вагових коефіцієнтів розроблюваної нейронної мережі для усіх її нейронів (рисунк 2.16).

Отримані коефіцієнти, за умови їх використання в штучній нейронній мережі, дозволяють приладу-обчислювачу, що реалізує нейронну мережу, або програмі, що реалізує нейронну мережу на персональних комп'ютерах (ПК), спрогнозувати початок процесу утворення гідрату в двох контрольних точках трубопроводу.

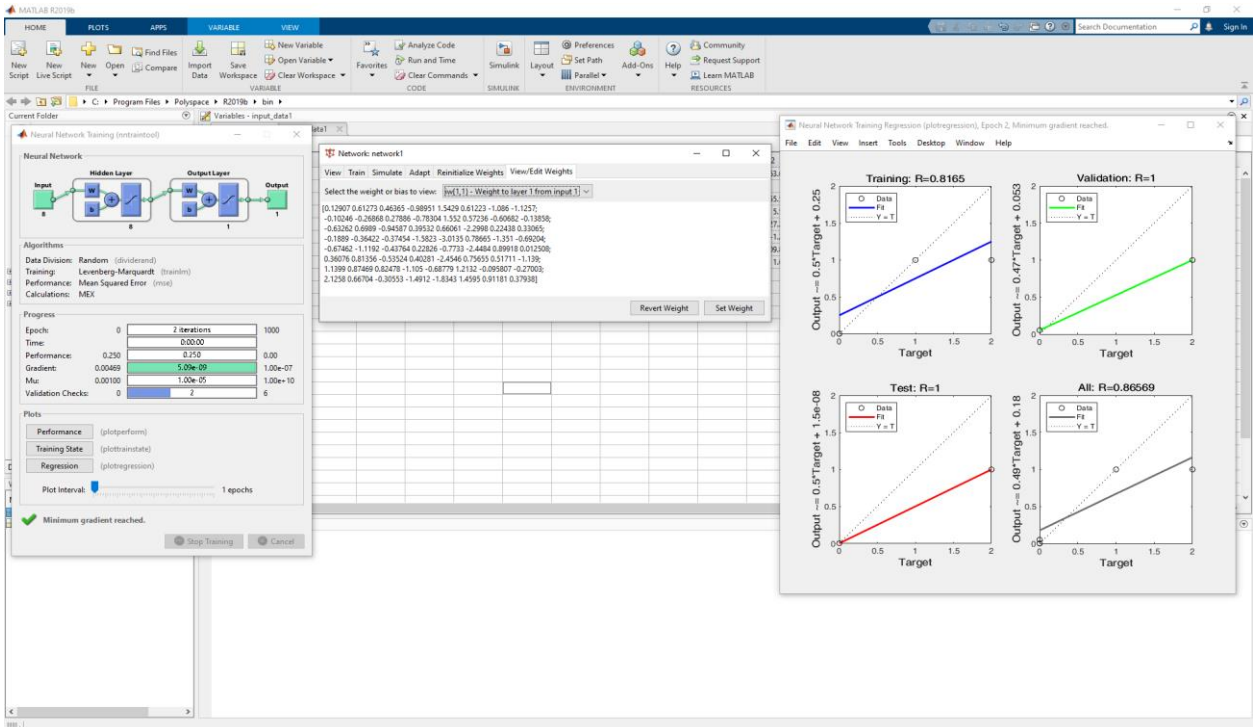


Рисунок 2.16 – Основне вікно програмного середовища MATLAB з вікнами результатів розроблення двошарової нейронної мережі Network1

На рисунку 2.16 зліва – робоче вікно тренування (навчання) нейронної мережі Neural Network Training (функція ntraintool); по центру – робоче вікно з визначеними після тренування ваговими коефіцієнтами першого шару нейромережі Network1; справа – графіки регресійних залежностей та числові дані коефіцієнтів кореляції між експериментальними даними та результатами роботи нейронної мережі прогнозування гідратуутворення для тренувального, валідаційного та тестового наборів вхідних даних.

На третьому етапі штучна нейронна мережа використовується як засіб прогнозування гідратуутворень з можливістю уточнення вагових коефіцієнтів у процесі її експлуатування (рисунку 2.17) за умови отримання додаткових оновлених даних, як вхідного набору, для модифікації коефіцієнтів і, відповідно, удосконалення алгоритму прогнозування штучної нейронної мережі. За умови відсутності нових даних для донавчання штучної нейронної мережі, вона використовується як обчислювальний засіб, який на базі вхідних даних про текучі вище вказані вибрані технологічні параметри

рухомого середовища в трубопроводі, забезпечує на виході значення в діапазоні від 0 до 1 (або від 0 до 100%) що вказує ймовірність утворення гідратів на контрольованій ділянці трубопроводу.

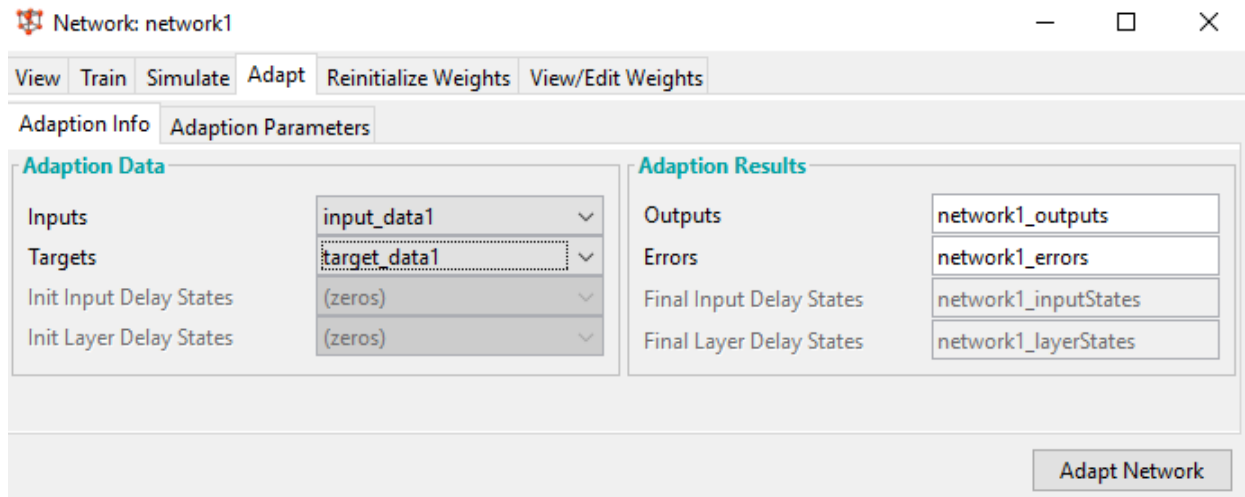


Рисунок 2.17 – Вікно програми MATLAB, в якому створюється двошарова нейронна мережа Network1 (вкладка Adapt)

Потрібно зазначити, що у двошарову нейронну мережу Network1 у вкладці Adapt є можливість додавати нові дані, як вхідні дані технологічних параметрів, так і, відповідно, дані про утворення чи неутворення гідратів на різних ділянках трубопроводу і, таким чином "донавчати" – удосконалювати нейронну мережу корегуванням попередньо розрахованих вагових коефіцієнтів нейронів штучної нейронної мережі. Цей засіб прогнозування об'єктивно підвищує достовірність отриманих результатів у процесі виконання прогнозування і функціонування системи.

В подальшому доцільно надалі розробляти та впроваджувати нові технічні рішення та технології для забезпечення вибору оптимального безгідратного режиму експлуатування свердловин. Також доцільно розробляти та уживати заходи щодо запобігання їх утворення, в тому числі впровадженням сучасних інтелектуальних систем контролювання та управління технологічними процесами.

2.3 Розроблення способу видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів

Під час експлуатування газоконденсатних свердловин виникають ускладнення, пов'язані з накопиченням рідини (пластової, конденсаційної води та конденсату) у стовбурах свердловин, а також у понижених ділянках шлейфів. Ці ускладнення знижують продуктивність свердловин, пропускальну здатність шлейфів, призводять до значних втрат тиску за довжиною, негативно впливають на технологічний режим експлуатування свердловин, а також можуть призвести до їх зупинення. Тому, для забезпечення стабільного експлуатування свердловин і запобігання накопиченню рідини у свердловинах та шлейфах, розробляють та вживають різних заходів.

Враховуючи актуальність цього питання, у рамках цієї роботи було розроблено спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів [25].

Задачею є підвищення надійності експлуатування свердловин в умовах накопичення рідини як у стовбурах, так і в шлейфах, запобігання зменшенню обсягу видобування вуглеводнів та можливого зупиненню свердловин.

Газорідинний потік (вуглеводнева сировина) від свердловин шлейфами надходить до УПГ. Під час експлуатування свердловин як у стовбурах, так і у внутрішній порожнині шлейфів можуть накопичуватися різного роду забруднення, які зазвичай є багатоконпонентною сумішшю, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол тощо. Наявність забруднень призводить до відхилення експлуатаційних параметрів від технологічного режиму та зменшення обсягу видобування вуглеводнів. За результатами аналізування експлуатаційних параметрів та виконання розрахунків для визначення об'ємів накопиченої рідини персонал УПГ ухвалює рішення щодо необхідності застосування розчину ПАР та його об'єму. У разі виявлення

ускладнень, пов'язаних зі зменшенням видобутку газу, або зростання перепаду тиску у свердловині та/або шлейфі понад передбачене технологічним режимом значення, персонал УПГ може корегувати об'єм подавання розчину ПАР, збільшуючи або зменшуючи його.

Для розв'язання поставленої задачі запропоновано автоматизоване подавання розчину ПАР на підставі аналізування режиму експлуатування свердловин, а також виконання розрахунків для визначення об'ємів накопиченої рідини у стовбурі та/або шлейфі.

Для зреалізування запропонованого технологічного рішення потрібно забезпечити отримання та архівування достовірних експлуатаційних параметрів свердловин у реальному часі, наприклад, установивши давачі тиску та температури як на усті, так і на вхідних газопроводах УПГ. За наявними експлуатаційними показниками з використанням відомих методик або спеціалізованого програмного забезпечення персонал виконує розрахунки для визначення гідравлічного опору ліфтових колон і шлейфів, об'ємів накопиченої рідини у стовбурі та/або шлейфі, а також об'єму розчину ПАР для її видалення відповідно до заданого алгоритму. Якщо результати розрахунків підтверджують накопичення рідини у стовбурі свердловини, а також у внутрішній порожнині шлейфа, особливо за його значної довжини, що має як одну, так і кілька понижених ділянок, у яких періодично переважно накопичується рідина, що створює додатковий місцевий опір, потрібно подавати розчин ПАР у затрубний простір та/або шлейф, відповідно. Для цього запропоновано КАП розчину ПАР у свердловину та/або шлейф, який доцільно розмістити на усті.

Завдяки встановленню КАП підвищується надійність транспортування газорідинного потоку з вибою свердловини ліфтовою колоною та шлейфом у разі накопичення рідини як у стовбурі, так і у внутрішній порожнині трубопроводу, які призводять до зменшення прохідного перерізу трубопроводу і, відповідно, можуть негативно вплинути на продуктивність свердловини та видобуток загалом, а також до зростання втрат тиску понад

передбачене технологічним режимом значення.

Періодичність і об'єм подаваного розчину ПАР для видалення накопиченої рідини (води та вуглеводневого конденсату) зі стовбура свердловини та внутрішньої порожнини шлейфа визначається персоналом УПГ, що вводить необхідні уставки до КАП, яким забезпечується автоматизоване подавання ПАР.

Технічним результатом є забезпечення стабільного експлуатування свердловини у разі накопичування рідини у стовбурі та шлейфі дозованим подаванням розчину ПАР і видаленням цих рідинних забруднень енергією газорідного потоку з вибоєм до УПГ (Додаток В).

2.4 Розроблення способу руйнування піни у газорідному потоці

У разі застосовування ПАР утворюється піна, яка разом із газорідним потоком та рідинними забрудненнями із свердловин трубопроводами надходить до системи збирання та підготовляння газу і руйнується в сепараторах повністю або частково. Залишки незруйнованої піни можуть негативно вплинути на ефективність роботи сепараційного обладнання і, відповідно, на якість очищення газу. Тому на УПГ для боротьби з піноутворенням застосовують механічні та хімічні способи або їх поєднання. У разі використання механічного способу руйнування піни здійснюють за допомогою сіток або насадок, які встановлюють на вході або всередині сепараторів. За умови використання хімічного способу застосовують різні хімічні реагенти, які подають у газорідний потік з піною.

Враховуючи актуальність цього питання, в рамках цієї роботи було розроблено спосіб руйнування піни в газорідному потоці [26].

Задачею є підвищення ефективності руйнування піни, яка утворюється під час застосовування розчину ПАР, і якості очищення газу, що надходить зі

свердловин трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими та промисловими трубопроводами) до УПГ.

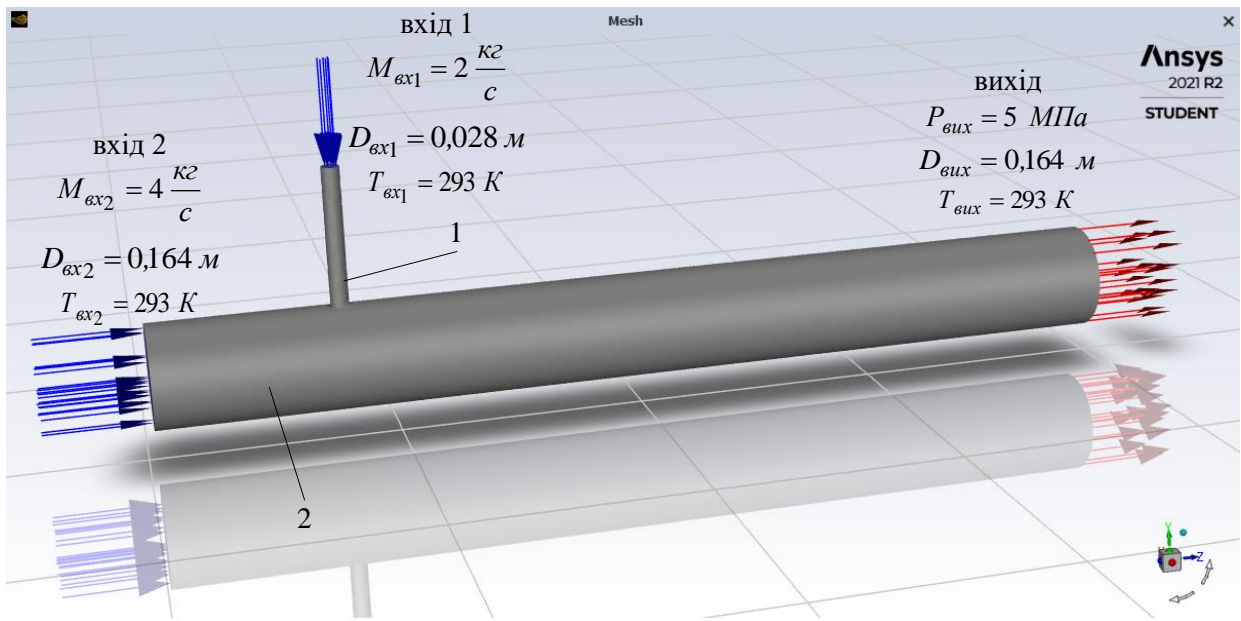
Для розв'язання поставленої задачі запропоновано спосіб руйнування піни в газорідному потоці змішуванням його з дегазованою рідиною – на максимально можливій відстані від входу в сепаратор основної та/або виміральної лінії УПГ до газорідного потоку періодично або постійно за допомогою насоса дозовано подають стабільний вуглеводневий конденсат із додатково встановленої ємності. Підставою для такого технічного рішення є результати лабораторних досліджень, проведених згідно з методикою, поданою в ТУ У 24.6-23913269-001-2001. Установлено, що різке зниження стійкості піни відбувається за умови збільшення об'єму стабільного вуглеводневого конденсату густиною від $0,736 \text{ г/см}^3$ до $0,757 \text{ г/см}^3$, який додають у досліджувану модель мінералізованої пластової води густиною від $1,075 \text{ г/см}^3$ до $1,083 \text{ г/см}^3$, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl_2) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl), за концентрації розчину ПАР (Сольпен-10Т, Стінол-НГ, Савінол, Сульфанола, Піносол-НХІ, Фомеліт, SE-235-А, Пірен-10 тощо) від 1 % до 5 % за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ та $60 \text{ }^\circ\text{C}$. За результатами досліджень установлено, що додавання 10 % стабільного вуглеводневого конденсату зменшує стійкість піни не менше ніж у два рази, 20 % – не менше ніж у три рази, а 30 % – не менше ніж у чотири рази.

Технічним результатом є забезпечення ефективного очищення транспортованого газорідного потоку зі свердловин трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими та промисловими трубопроводами) від піни, яка утворюється внаслідок застосування розчину ПАР, та підвищення надійності експлуатування газопромислового обладнання УПГ (Додаток Г).

2.5 Розроблення способу руйнування піни у двофазному потоці системи збирання і підготовляння газу

Для визначення ефективності руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом необхідно дослідити газодинамічні процеси, які відбуваються в трубопроводі в місці змішування цих речовин. На процес руйнування піни чинить вплив розподіл тиску в місці змішування, швидкість потоків тощо. Тому ефективним інструментом для таких досліджень є CFD моделювання. Використано програмний комплекс скінченно-елементного аналізу ANSYS Academic 2021 R2, а саме код ANSYS Fluent з моделлю багатофазової суміші Mixture аналогічно підрозділу 2.2.

Накреслено тривимірну геометричну модель внутрішньої порожнини вузла подавання стабільного вуглеводневого конденсату у трубопровід, яким рухається піна (рисунок 2.18). Внутрішній діаметр патрубку, яким подається стабільний вуглеводневий конденсат, складає 28 мм, а його довжина 200 мм. Внутрішній діаметр трубопроводу, яким рухається піна дорівнює 164 мм, а його довжина 1500 мм. Для досліджень задавалися наступні граничні умови, які подано на рисунку 2.18. На вході в патрубок, яким подавався стабільний вуглеводневий конденсат (вхід 1), було задано середовище та його масова витрата. Середовищем був конденсат, який був вибраний з бази даних матеріалів ANSYS Fluent. Масова витрата конденсату приймалась рівною 2 кг/с. На вході в трубопровід, яким рухається піна (вхід 2), також було задано середовище та його масова витрата. Середовищем була піна. Піна була задана як стискуване середовище (задавалось, що густина піни повинна залежати від параметрів потоку). Також до розв'язуваних рівнянь автоматично додається рівняння енергії. Масова витрата піни приймалась рівною 4 кг/с.



- 1 – патрубок подавання стабільного вуглеводневого конденсату;
2 – трубопровід, яким рухається піна

Рисунок 2.18 – Розрахункова схема вузла подавання стабільного вуглеводневого конденсату в трубопровід, яким рухається піна

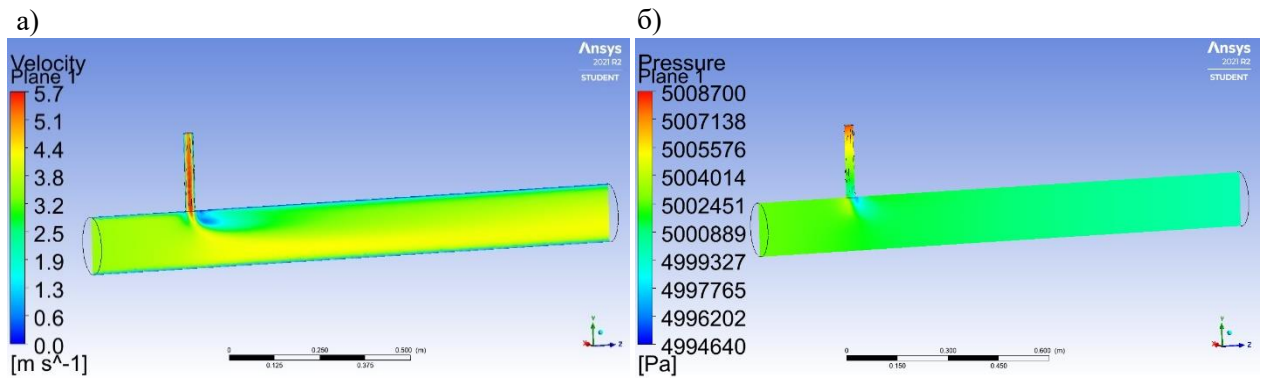
На виході отриманої суміші з досліджуваної ділянки трубопроводу було задано тиск, який приймався рівним 5 МПа.

На входах середовищ і на виході суміші було задано температуру 293 К, інтенсивність турбулентності 5 % (для такого значення потік вважаємо повністю турбулентним) та гідравлічний діаметр. Гідравлічний діаметр приймався рівним внутрішньому діаметра трубопроводів, якими подаються середовища.

Результати CFD моделювання візуалізовано в постпроцесорі програмного комплексу ANSYS Fluent, що дало змогу побачити структуру потоку у вузлі подавання стабільного вуглеводневого конденсату в трубопровід, яким рухається піна і зібрати вичерпні дані про нього. Побудовано поля швидкості (рисунок 2.19, а), поля тиску (рисунок 2.19, б), поля об'ємної частки стабільного вуглеводневого конденсату (рисунок 2.20, а) та поля об'ємної частки піни (рисунок 2.20, б) в площині вертикального повздовжнього перерізу досліджуваного вузла.

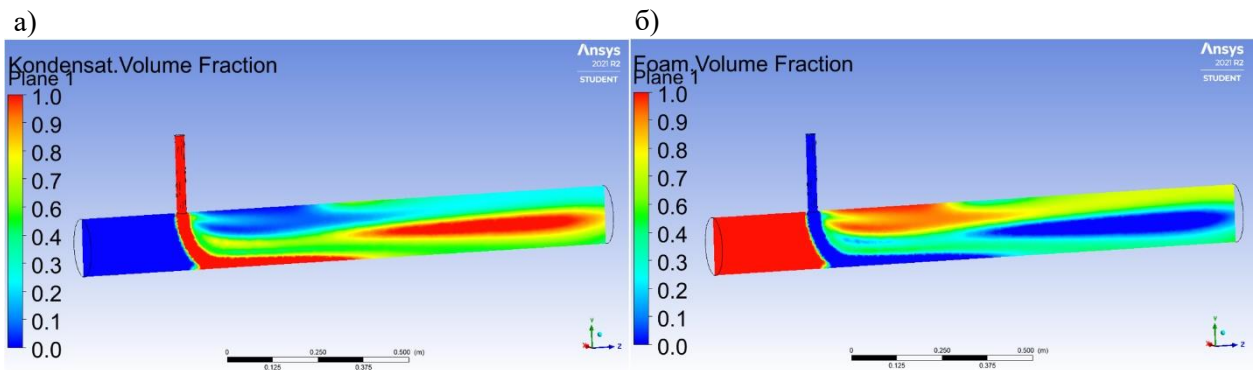
Швидкість у внутрішній порожнині вузла подавання стабільного

вуглеводневого конденсату в трубопровід, яким рухається піна, розподілена не рівномірно (рисунок 2.19, а). Найшвидше рухається потік стабільного вуглеводневого конденсату у патрубку, яким він подається. Його швидкість досягає 5,7 м/с. Після перетікання з патрубка в трубопровід, яким рухається піна, струмінь стабільного вуглеводневого конденсату дещо сповільнюється до швидкості 4 м/с і викривлюється в напрям руху піни. У результаті біля нижньої твірної трубопроводу формується зона підвищеної швидкості. Зі збільшенням віддалі від патрубка подавання стабільного вуглеводневого конденсату швидкість все більше вирівнюється у всьому поперечному перерізі трубопроводу. За струменем стабільного вуглеводневого конденсату у верхній частині трубопроводу формується зона пониженої швидкості, де швидкість зменшується до 0,6 м/с. Значної зміни тиску у внутрішній порожнині трубопроводу, яким рухається піна, не відбувається (рисунок 2.19, б). Тільки перед патрубком, яким подається стабільний вуглеводневий конденсат, формується незначна зона підвищеного тиску, а за патрубком (у зоні максимального пониження швидкості) формується зона пониженого тиску. Такі незначні зміни тиску призводять до того, що не відбувається повного руйнування піни, що чітко видно з розподілу об'ємних часток як стабільного вуглеводневого конденсату (рисунок 2.20, а), так і піни (рисунок 2.20, б). Якщо в нижній частині трубопроводу за патрубком, яким подається стабільний конденсат, об'ємна частка стабільного вуглеводневого конденсату значна і в цьому місці піни немає (рисунок 2.20, а), то в верхній частині трубопроводу навпаки – об'ємна частка піни суттєва (рисунок 2.20, б). Причинами неповного руйнування піни крім того, що подавання стабільного вуглеводневого конденсату не призводить до змін тиску в трубопроводі, також є те, що конденсату подається невелика кількість і під дією сили тяжіння він буде рухатись в нижній частині трубопроводу, а у верхній частині залишиться піна.



а) поля швидкості; б) поля тиску

Рисунок 2.19 – Розподіл основних параметрів потоку в площині вертикального повздовжнього перерізу вузла подавання стабільного вуглеводневого конденсату в трубопровід, яким рухається піна

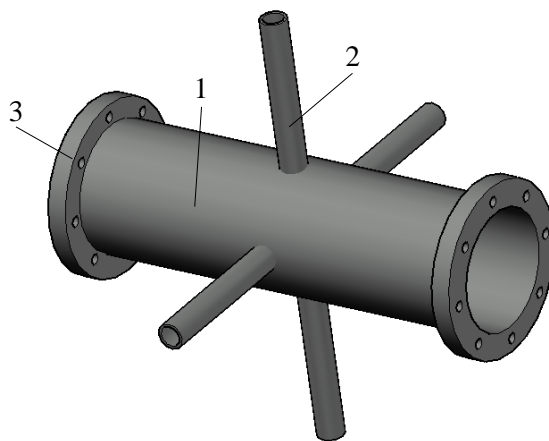


а) поля об'ємної частки стабільного вуглеводневого конденсату;
б) поля об'ємної частки піни

Рисунок 2.20 – Розподіл об'ємних часток фаз в площині вертикального повздовжнього перерізу вузла подавання стабільного вуглеводневого конденсату в трубопровід, яким рухається піна

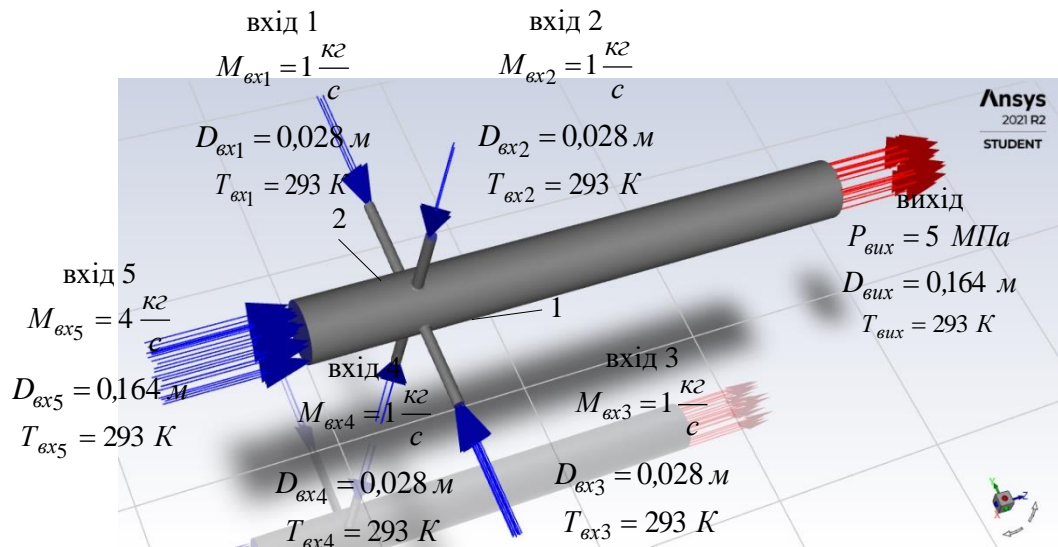
Оскільки, у разі подавання стабільного вуглеводневого конденсату у трубопровід відбувається неповне руйнування піни, то доцільними є розроблення і дослідження, які дали б змогу повністю її руйнувати. З цією метою розроблено пристрій для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом (рисунок 2.21). Такий пристрій складається з труби 1, до якої приєднано чотири патрубки 2 для подавання стабільного вуглеводневого конденсату. Для приєднання пристрою до трубопроводу передбачені фланці 3.

Щоб визначити ефективність руйнування піни запропонованим пристроєм необхідно дослідити газодинамічні процеси, які відбуваються у трубопроводі в місці його встановлення. Для чого також було застосовано CFD моделювання. Накреслено тривимірну геометричну модель внутрішньої порожнини пристрою для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом (рисунок 2.22). Внутрішній діаметр патрубків, якими подається стабільний вуглеводневий конденсат складає 28 мм, а їх довжина 200 мм. Внутрішній діаметр трубопроводу, яким рухається піна дорівнює 164 мм, а його довжина 1500 мм. Для досліджень задавались граничні умови, які подані на рисунку 2.22. На вході в патрубки, якими подавався стабільний вуглеводневий конденсат (вхід 1, вхід 2, вхід 3, вхід 4), було задано середовище та його масова витрата. Масова витрата стабільного вуглеводневого конденсату приймалась рівною 1 кг/с. На вході в трубопровід, яким рухається піна (вхід 5), також було задано середовище та його масова витрата. Масова витрата піни приймалась рівною 4 кг/с. На виході отриманої суміші з досліджуваної ділянки трубопроводу було задано тиск, який приймався рівним 5 МПа.



1 – труба; 2 – патрубок; 3 – фланець

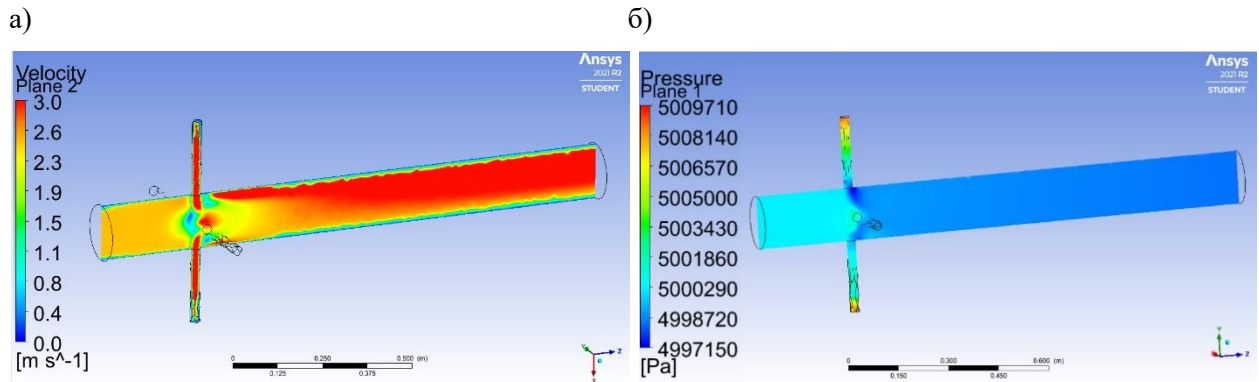
Рисунок 2.21 – Схема пристрою для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом



1 – патрубок подавання стабільного вуглеводневого конденсату;
2 – трубопровід, яким рухається піна

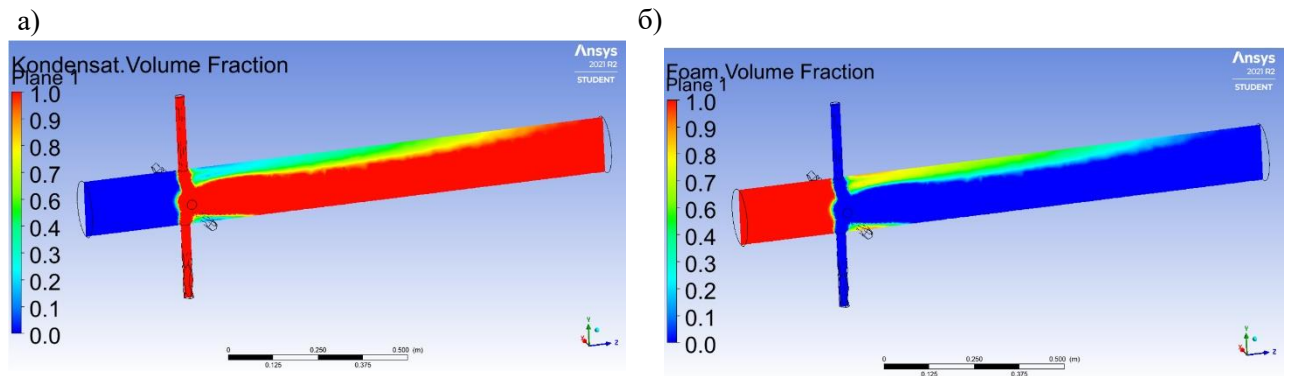
Рисунок 2.22 – Розрахункова схема пристрою для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом

Подавання стабільного вуглеводневого конденсату одночасно з чотирьох патрубків призводить до суттєвої зміни полів швидкості (рисунок 2.23, а) та тиску (рисунок 2.23, б). Результати моделювання показують, що перед швидкісними струменями стабільного вуглеводневого конденсату піна починає сповільнюватись, і утворюється зона пониженої швидкості в середній частині трубопроводу (рисунок 2.23, а). Далі в трубопровід поступають швидкісні струмені стабільного вуглеводневого конденсату, і потік починає суттєво прискорюватись. Також подавання стабільного вуглеводневого конденсату одночасно з чотирьох патрубків призводить до суттєвого зниження тиску в трубопроводі в місці закачування (рисунок 2.23, б). Коли піна рухатиметься через область зниження тиску, бульбашки будуть лопатись у результаті швидкої зміни тиску. Подавання стабільного вуглеводневого конденсату одночасно з чотирьох патрубків, значні зміни швидкості потоку піни і тиску призводять до повного руйнування піни, що видно з розподілу об'ємних часток як стабільного вуглеводневого конденсату (рисунок 2.24, а), так і піни (рисунок 2.24, б).



а) поля швидкості; б) поля тиску

Рисунок 2.23 – Розподіл основних параметрів потоку в площині вертикального повздовжнього перерізу пристрою для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом



а) поля об'ємної частки стабільного вуглеводневого конденсату;

б) поля об'ємної частки піни

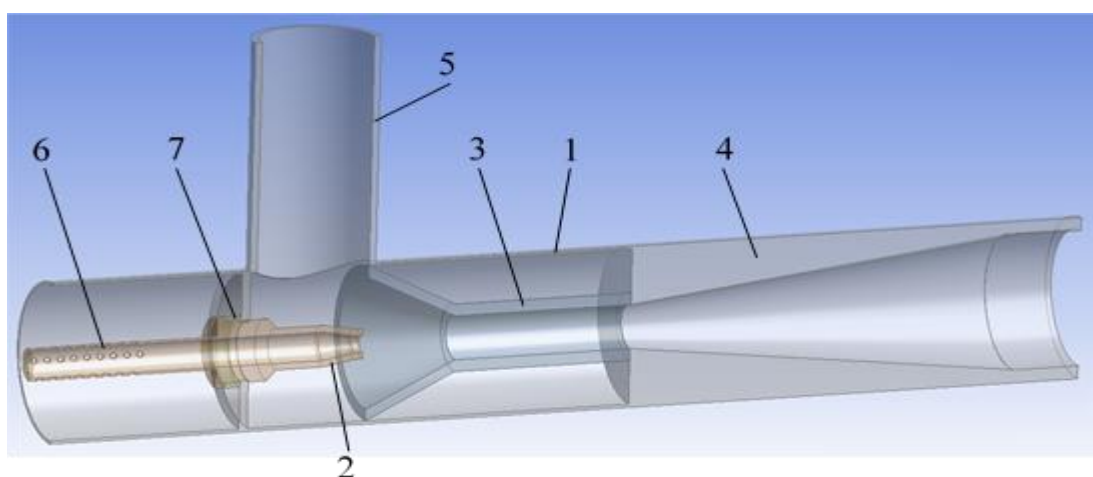
Рисунок 2.24 – Розподіл об'ємних часток фаз в площині вертикального повздовжнього перерізу пристрою для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом

Виконані дослідження дають розуміння закономірностей процесів руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом. Отримані знання є корисні для спеціалістів, які замагаються підвищенням ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів газоконденсатних родовищ.

2.6 Розроблення способу видалення рідини з газоконденсатних свердловин та трубопроводів піною

Під час розроблення родовищ на виснаження у початковий період нарощуваного видобутку газу величина пластової енергії забезпечує винесення рідини зі свердловини на поверхню. Натомість, на завершальній стадії розроблення на виснажених родовищах виникають ускладнення, пов'язані з накопиченням рідини у стовбурах свердловин, оскільки пластової енергії не вистачає для її винесення. Внаслідок накопичення рідини у свердловинах спостерігають зменшення видобутку або ж припинення їх експлуатування. Тому потрібно періодично видаляти рідину зі стовбура, тобто освоювати свердловину. Окрім цього, доцільно видаляти рідину із трубопроводів систем збирання та підготовлення газу. Ураховуючи важливість проблеми розроблено пристрій для створювання піни (далі – піногенератор).

На рисунку 2.25 подано піногенератор для створювання піни та освоювання свердловин у 3D зображенні.



- 1 – корпус; 2 – сопло; 3 – камера змішування; 4 – конусоподібний дифузор; 5 – радіальний патрубок для підведення повітря або азоту;
6 – перфорована трубка для підведення водного розчину;
7 – регулювальні шайби

Рисунок 2.25 – Схема піногенератора для створювання піни та освоювання свердловин у 3D зображенні

Від ефективності роботи піногенератора для освоювання свердловин залежить якість піни. В свою чергу, ефективність роботи піногенератора залежить від витрати водного розчину, який подається через сопло 2. Витрата водного розчину впливає на характеристики потоку всередині піногенератора, а саме розподіл тиску, швидкості потоку, процеси змішування водного розчину з газом. Тому дослідження характеристик потоку всередині піногенератора для освоювання свердловин піною є важливим для забезпечення ефективності його роботи.

Ефективним інструментом дослідження характеристик багатофазних потоків у різних елементах газопровідних систем є CFD моделювання. Використано програмний комплекс скінченно-елементного аналізу ANSYS Academic 2021 R2, а саме код ANSYS Fluent з моделлю багатофазової суміші Mixture аналогічно підрозділу 2.2.

Накреслено тривимірну геометричну модель піногенератора для освоювання свердловин піною (рисунок 2.25). Діаметр корпусу піногенератора 50 мм, внутрішній діаметр перфорованої трубки для підведення водного розчину 10 мм, внутрішній діаметр радіального патрубку для підведення повітря 34 мм. Щоб дослідити динаміку руху потоків в піногенераторі для освоювання свердловин піною накреслено тривимірну геометричну модель внутрішньої порожнини піногенератора, якою рухаються потоки (рисунок 2.26).

Для досліджень задавались наступні граничні умови, зазначені на (рисунок 2.26). На вході в радіальний патрубок для підведення азоту (вхід 1, рисунок 2.26) задавалось середовище. Середовищем був азот, який був вибраний з бази даних матеріалів ANSYS Fluent. Азот був заданий як стискуване середовище (задавалось, що густина азоту повинна залежати від параметрів потоку). При цьому до розв'язуваних рівнянь автоматично додається рівняння енергії. Також на вході 1 було задано масову витрату азоту, яка приймалась рівною 0,17 кг/с, що відповідає продуктивності пересувної компресорної станції, яка застосовується для очищення

свердловин. Також задавалось середовище на вході в трубку для підведення водного розчину (вхід 2, рисунок 2.26). Середовищем був водний розчин. Водний розчин є основним параметром, який найбільше впливає на якість піни, і вплив якого було досліджено. Витрата водного розчину, яка задавалась на вході 2 складала 0,17 кг/с, 0,95 кг/с, 1,91 кг/с та 2,86 кг/с. Для кожного значення витрати водного розчину виконувалось окреме моделювання.

На виході суміші азоту з водним розчином з піногенератора для освоювання свердловин піною, а саме конусоподібного дифузора задавався тиск, який приймався рівним 10 МПа.

На входах середовищ і на виході суміші з піногенератора задавалась температура 293 К, інтенсивність турбулентності 5 % (для такого значення потік вважаємо повністю турбулентним) та гідравлічний діаметр. Гідравлічний діаметр приймався рівним внутрішньому діаметра патрубків, якими подаються середовища до конусоподібного дифузора в місця виходу суміші.

Граничні умови, які задавались в препроцесорі ANSYS Fluent подані на рисунку 2.26

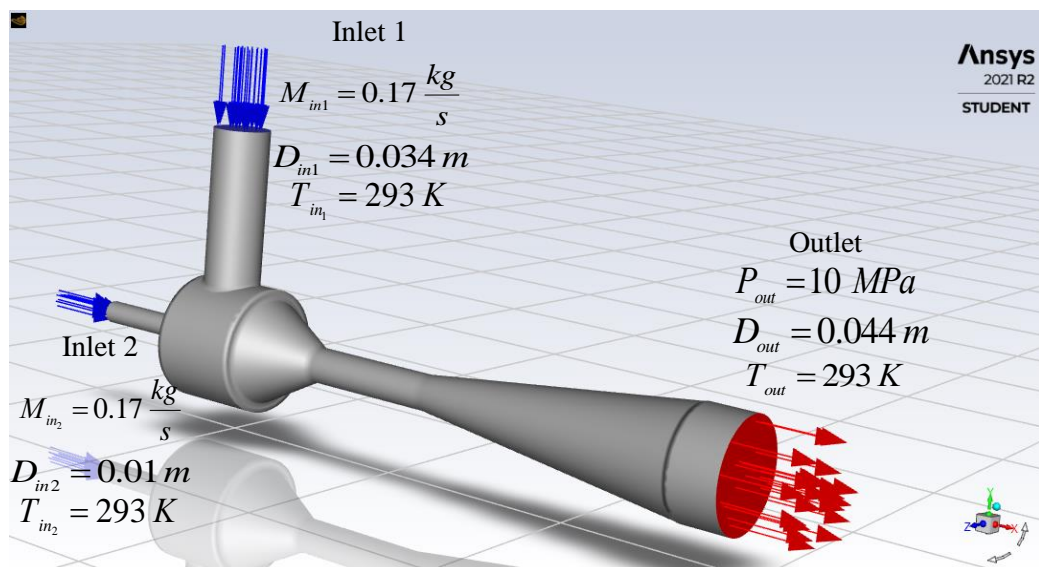
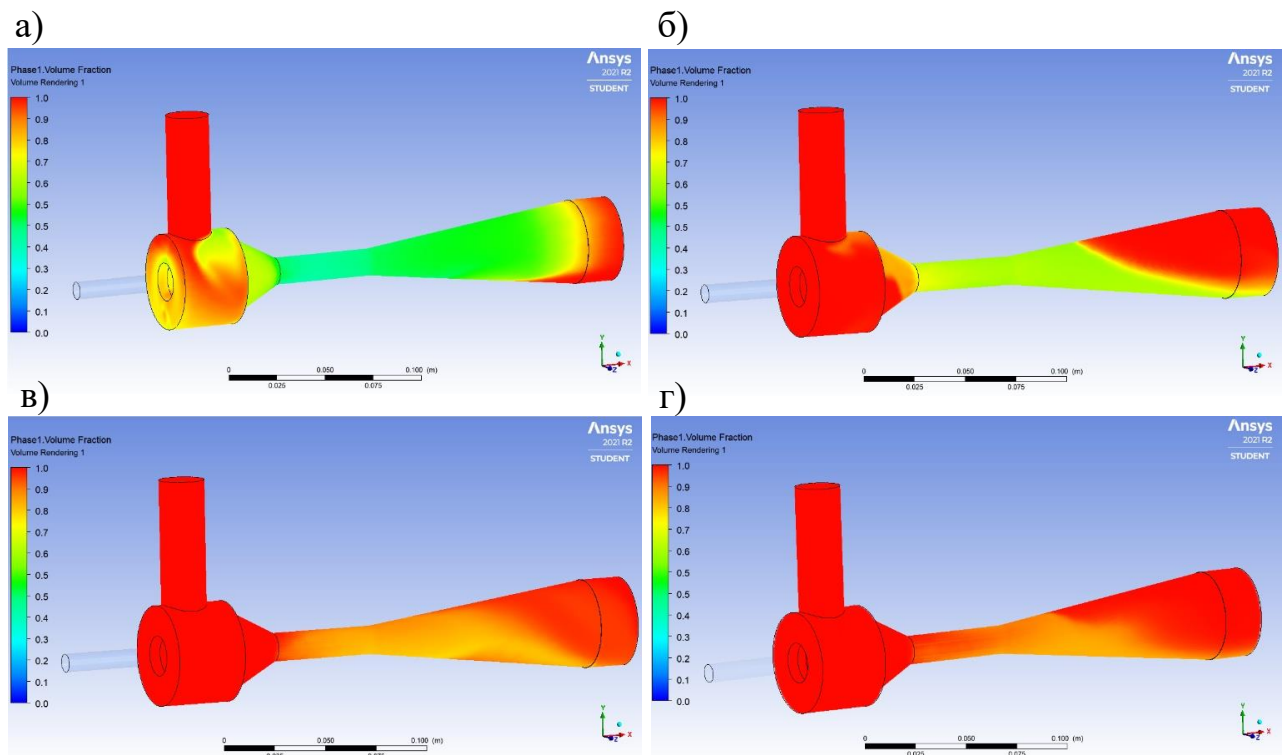


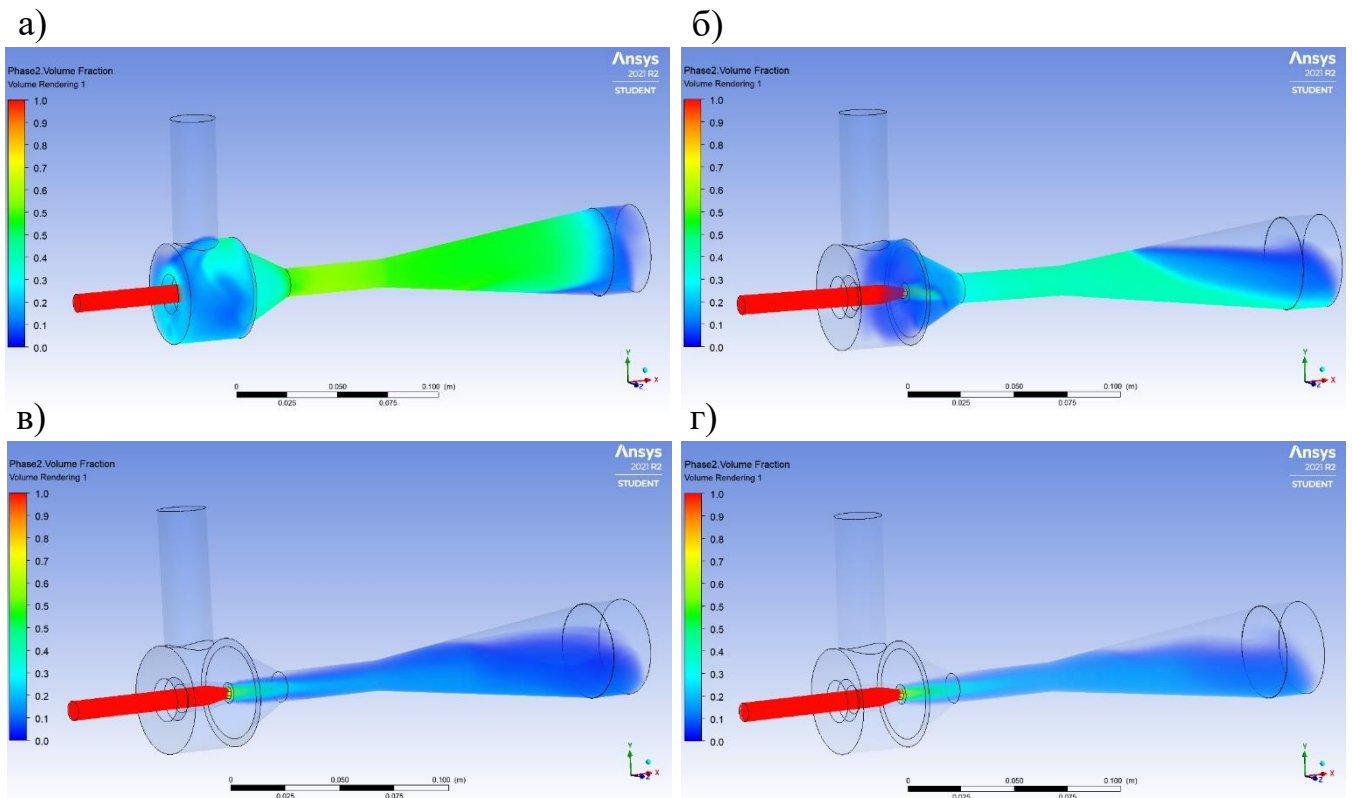
Рисунок 2.26 – Розрахункова схема піногенератора для освоювання свердловин піною

Результати CFD моделювання візуалізовано в постпроцесорі програмного комплексу ANSYS Fluent, що дало змогу побачити структуру потоків у піногенераторі для освоювання свердловин піною і зібрати вичерпні дані про нього. Побудовано розподіл об'ємної частки азоту (рисунок 2.27) та водного розчину (рисунок 2.28) у внутрішній порожнині піногенератора для різних масових витрат водного розчину на вході. Оцінено вплив масової витрати водного розчину на вході на якість піни на виході з піногенератора. Чисельні результати (рисунок 2.27, рисунок 2.28) показують, що якість піни є найкращою, коли масова витрата водного розчину на вході є найбільшою, яку можуть забезпечити пересувні насосні агрегати, а саме 2,86 кг/с. Із зменшенням масової витрати водного розчину на вході у конусоподібному дифузори після проходження двома фазами камери змішування відбувається все більше зміщення водного розчину до нижньої частини дифузора, що призводить до погіршення якості піни.



а) $M_{ex2} = 2,86 \text{ кг/с}$; б) $M_{ex2} = 1,91 \text{ кг/с}$; в) $M_{ex2} = 0,95 \text{ кг/с}$; г) $M_{ex2} = 0,17 \text{ кг/с}$

Рисунок 2.27 – Розподіл об'ємної частки азоту у внутрішній порожнині піногенератора для освоювання свердловин піною для різних масових витрат водного розчину на вході M_{ex2}



а) $M_{ex2} = 2,86 \text{ кг/с}$; б) $M_{ex2} = 1,91 \text{ кг/с}$; в) $M_{ex2} = 0,95 \text{ кг/с}$; г) $M_{ex2} = 0,17 \text{ кг/с}$

Рисунок 2.28 – Розподіл об'ємної частки водного розчину у внутрішній порожнині піногенератора для освоювання свердловин піною для його різних масових витрат на вході M_{ex2}

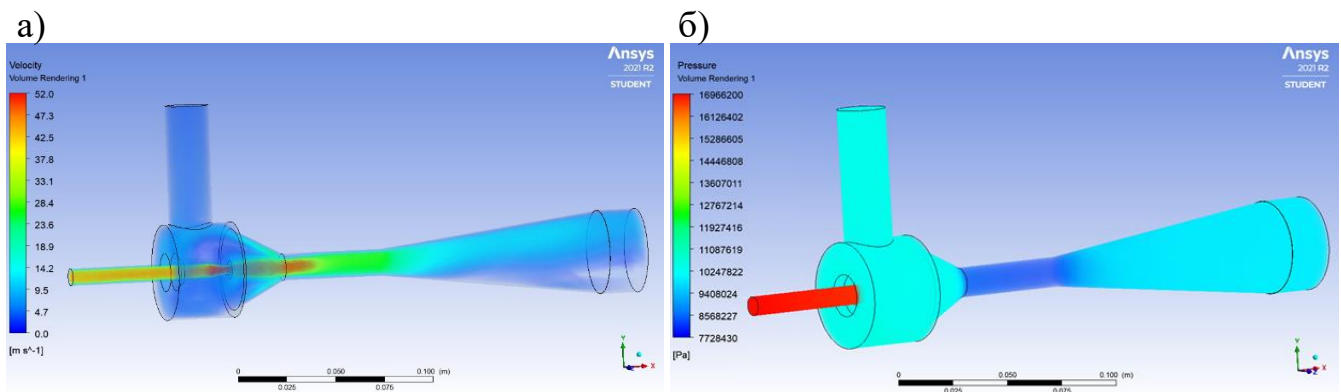
Отже, найкраща якість піни буде, коли масова витрата водного розчину буде найбільшою.

Також результати CFD моделювання візуалізовано побудовою розподілу модулю швидкості (рисунок 2.29, а) та тиску (рисунок 2.29, б) у внутрішній порожнині піногенератора для освоювання свердловин піною при масовій витраті водного розчину на вході рівній 2,86 кг/с, коли якість піни є найкращою.

Результати моделювання показують, що коли потік водного розчину проходить через сопло (рисунок 2.29, а), формується струмінь, який з великою швидкістю разом із азотом проходить через камеру змішування. Така висока швидкість потоку в камері змішування призводить до створення в ній зони пониженого тиску (рисунок 2.29, б) відносно тиску змішаного газорідного потоку в дифузорі. У цій області низького тиску

високошвидкісний потік водного розчину взаємодіє з потоком азоту, який рухається з відносно невеликою швидкістю, в результаті чого відбувається утворення бульбашок і формується піна. Різниця в швидкості між потоком водного розчину і потоком азоту впливає на кількість піни.

Тому, чим більша витрата водного розчину на вході, тим більша швидкість струменя в камері змішування і краща якість піни. Під час проходження газорідною сумішшю дифузора потік зменшує швидкість (рисунок 2.29, б), і відбувається збільшення тиску (рисунок 2.29, б). Після дифузора газорідна суміш подається у свердловину.



а) поля модуля швидкості у внутрішній порожнині;

б) поля тиску у внутрішній порожнині

Рисунок 2.29 – Результати CFD моделювання роботи піногенератора для створювання піни та освоювання свердловин

Отже, розроблений спосіб видалення рідини піною доцільно застосовувати як для газоконденсатних свердловин, так і для трубопроводів систем збирання і підготовки газу.

Висновки до другого розділу

1. За результатами дослідження гідравлічної ефективності систем збирання газу встановлено, що причинами її зниження є накопичення рідини та гідратуутворення. На основі аналізування експериментальних даних визначено обсяг рідинних забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів, який більший від розрахункового на 6 %.

2. Виконане CFD моделювання газових потоків в понижених ділянках газопроводу за наявності рідинної фази дало змогу встановити закономірності втрат тиску в місцях накопичення рідинних забруднень у внутрішній порожнині і зрозуміти фізичну сутність газодинамічних процесів.

Так, при незначних об'ємах забруднень у внутрішній порожнині газопроводів у місці пониження траси (до $0,006 \text{ м}^3$) вони не чинять значного впливу на втрати тиску. Із подальшим збільшенням об'єму рідинних забруднень у пониженій ділянці газопроводу втрати тиску в місці цих забруднень збільшуються за параболічною залежністю.

3. На підставі аналізу фактичних даних експлуатування міжпромислових газопроводів, розрахунків чисельним методом та промислових досліджень вперше сформульовано основні чинники, які негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності. Це дало змогу контролювати параметри технологічного процесу для запобігання зниженню коефіцієнта гідравлічної ефективності та зменшенню видобутку газу. Так, одними із основних чинників, які негативно впливають на величину коефіцієнта гідравлічної ефективності є накопичення рідинних забруднень та гідратуутворення.

4. Запропоновано використання технологій штучного інтелекту для розв'язання задач прогнозування гідратуутворень на ділянках трубопроводів об'єктів видобутку. Розроблено методику створення штучної нейронної

мережі як алгоритму опрацювання інформації та прогнозування процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу.

5. Розроблено спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів. Для цього запропоновано КАП розчину ПАР у свердловину та/або шлейф, який доцільно розмістити на усті.

6. Розроблено спосіб запобігання надходження піни у газорідинному потоці на УПП, який передбачає облаштування технологічної схеми для подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідинний потік, що дасть змогу мінімізувати негативний вплив на сепараційне обладнання.

На основі CFD моделювання газодинамічних процесів, які відбуваються під час руйнування піни розробленим способом встановлено, що у разі подавання стабільного вуглеводневого конденсату з одного патрубку не відбувається повне руйнування піни. Причинами є те, що у цьому випадку не відбувається зміни тиску у трубопроводі, а також стабільний вуглеводневий конденсат під дією сили тяжіння рухається в нижній частині трубопроводу, а у верхній частині залишається піна. Повне руйнування піни спостерігалось коли стабільний вуглеводневий конденсат подавався з чотирьох патрубків. На такий ефект має значний вплив виникнення зони зниження тиску в трубопроводі в місці закачування. На основі результатів моделювань розроблено ефективний пристрій для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом.

7. Розроблено спосіб для видалення рідини із газоконденсатних свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу за допомогою нагнітання піни різної кратності.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ПІН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ

Лабораторно досліджено пінотворні властивості ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т". Установлено, що із чотирьох ПАР найкращі характеристики щодо стійкості піни має "Сольпен-10Т". Розроблено та виготовлено експериментальний стенд, що дало змогу дослідити процес очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною. Експериментально досліджено очищення трубопроводу від рідинних забруднень за допомогою різної концентрації розчину ПАР від 1 % до 5 %. Установлено, що ефективність очищення трубопроводу підвищується у разі зростання кратності піни. Методом математичного планування експерименту досліджено залежність ефективності очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від об'ємної витрати повітря, кратності піни та геометричного нахилу трубопроводу до горизонту.

3.1 Лабораторні дослідження пінотворних властивостей ПАР

Перед проведенням практичного застосування ПАР спочатку треба дослідити їх пінотворні властивості. Для цього виконано лабораторні дослідження щодо властивостей різних ПАР, які можна в подальшому використовувати для створення піни і видалення рідини зі стовбура свердловини, а також очищення внутрішньої порожнини шлейфів та міжпромислових газопроводів.

Виконано лабораторні дослідження пінотворних властивостей ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т". Пінотворні властивості ПАР досліджували в різних середовищах згідно з нормативними документами чинними в Україні. Для лабораторних досліджень

використовували модель пластової води питомою вагою $\rho = 1,080 \text{ г/см}^3$, яка має склад: $\text{Na}^+ + \text{K}^+ - 26300 \text{ мг/л}$; $\text{Ca}^{2+} - 5045 \text{ мг/л}$; $\text{Mg}^{2+} - 3100 \text{ мг/л}$; $\text{Cl}^- - 59950 \text{ мг/л}$. Результати лабораторних досліджень подано в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Порівняльні пінотворні властивості ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол" та "Сульфанола"

Склад пінотворної суміші		ПАР							
		"Сольпен-10Т"		"Стінол-НГ"		"Савінол"		"Сульфанола"	
Середовище	Концентрація ПАР, мас. %	Кратність піни, К	Стійкість піни, с	Кратність піни, К	Стійкість піни, с	Кратність піни, К	Стійкість піни, с	Кратність піни, К	Стійкість піни, с
Модель пластової води за 20 °С	1	2,0	101	0	0	5,2	288	1,4	0
	2	4,9	326	1,2	20	5,4	298	1,8	10
	4	6,0	545	1,3	20	4,9	324	2,0	20
	6	7,6	503	1,5	25	5,2	328	2,0	26
	8	9,0	510	1,6	22	5,4	347	4,4	41
Модель пластової води + 10 % дизпалива за 20 °С	2	1,3	15	0	0	0	0	0	0
	4	2,5	35	0	0	1,5	70	0	0
	6	3,8	43	1,1	0	1,5	85	0	0
	8	4,8	60	1,2	0	1,6	88	0	0

На рисунку 3.1 подано залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" за 20 °С.

На рисунку 3.2 подано залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" за 20 °С.

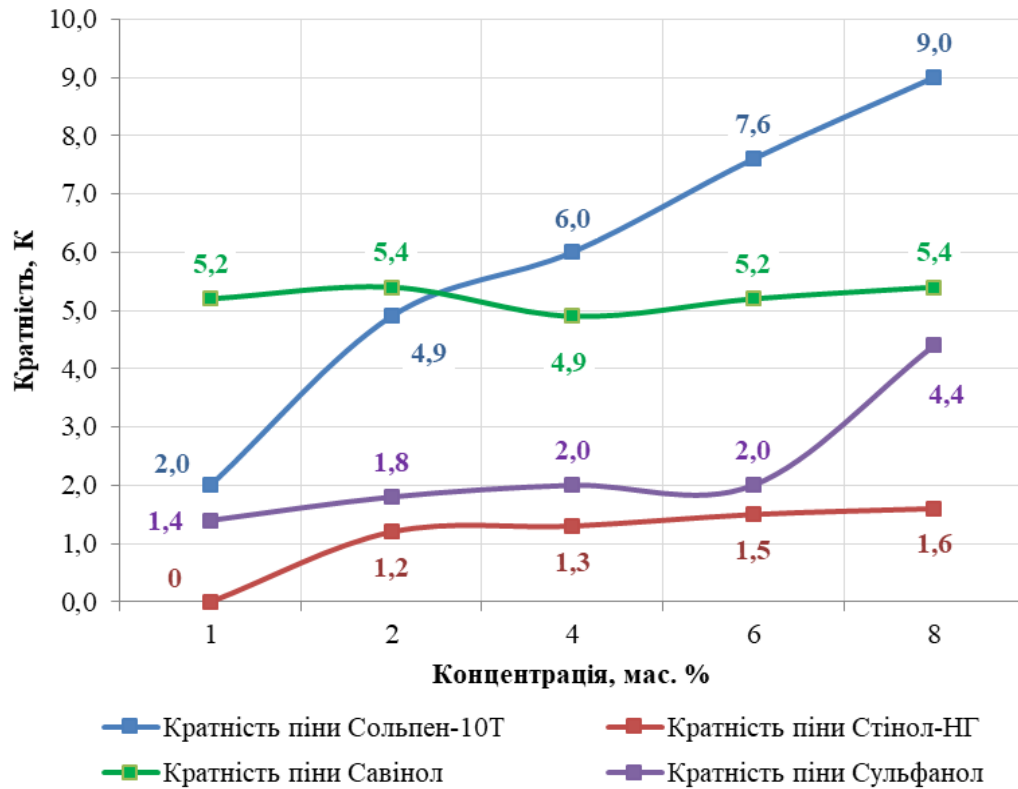


Рисунок 3.1 – Залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфано́л" за 20 °С

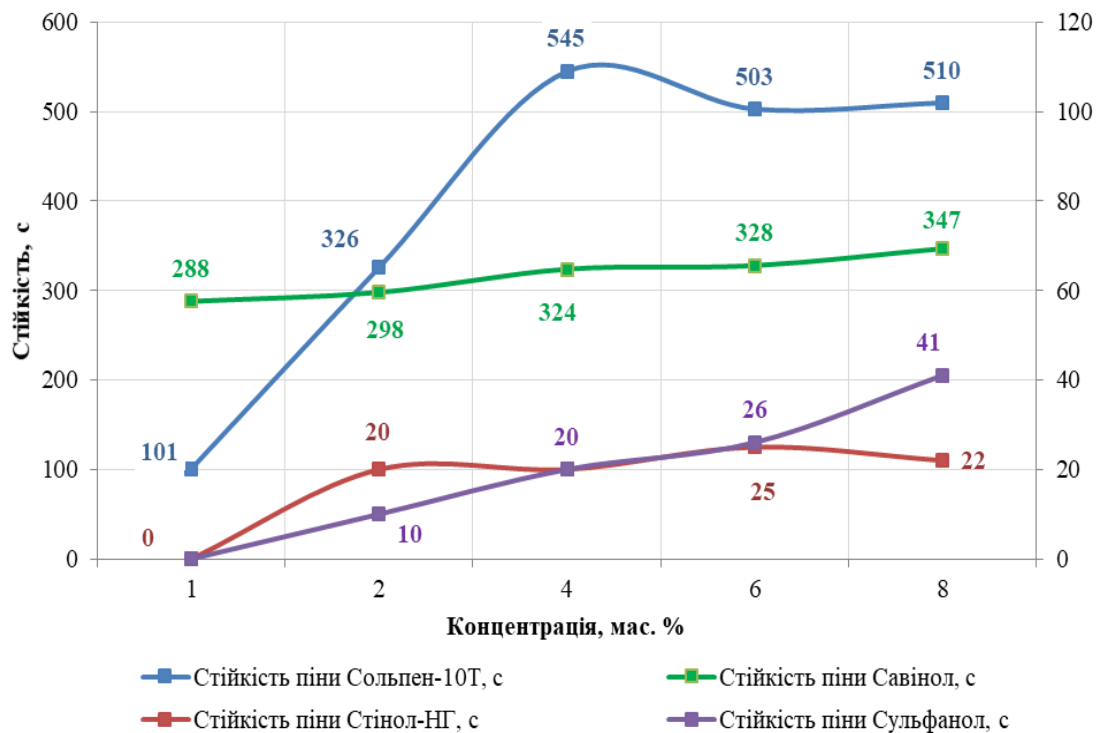


Рисунок 3.2 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфано́л" за 20 °С

За результатами виконаних лабораторних досліджень видно, що із чотирьох ПАР найкращі характеристики щодо стійкості піни має "Сольпен-10Т". Також встановлено, що за концентрації ПАР 4 % стійкість піни 545 с, а у разі збільшення концентрації до 6 % стійкість зменшується і становить – 503 с. Отже, стійкість піни зростає зі збільшенням концентрації розчину ПАР до певної межі, а потім знижується. Причиною цього є залежність стійкості піни від багатьох чинників, зокрема від будови молекул ПАР і її концентрації, температури і рН розчину тощо. Пінотворна здатність зі збільшенням концентрації ПАР зростає до максимального значення, відповідного максимальному насиченню поверхневого адсорбційного шару молекулами, після чого знижується або залишається постійною до межі розчинності даного ПАР.

Також дослідженням встановлено, що в разі додавання до моделі пластової води 10 % дизельного палива у всіх ПАР суттєво знижуються пінотворні властивості або ж взагалі відсутні. На рисунку 3.3 подано залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол" за 20 °С з додаванням 10 % дизельного палива.

На рисунку 3.4 подано залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", Савінол за 20 °С з додаванням 10 % дизельного палива.

Відомо що, "Сольпен-10Т" має характеристики для спінювання і видалення в умовах підвищеної температури (до 120 °С) високомінералізованих вод (до 350 г/л), якщо суміш уміщує газовий конденсат (до 60 % мас.), який виготовляють згідно з технічними умовами (ТУ У 24.6-23913269-001-2001), які подано в таблиці 3.2.

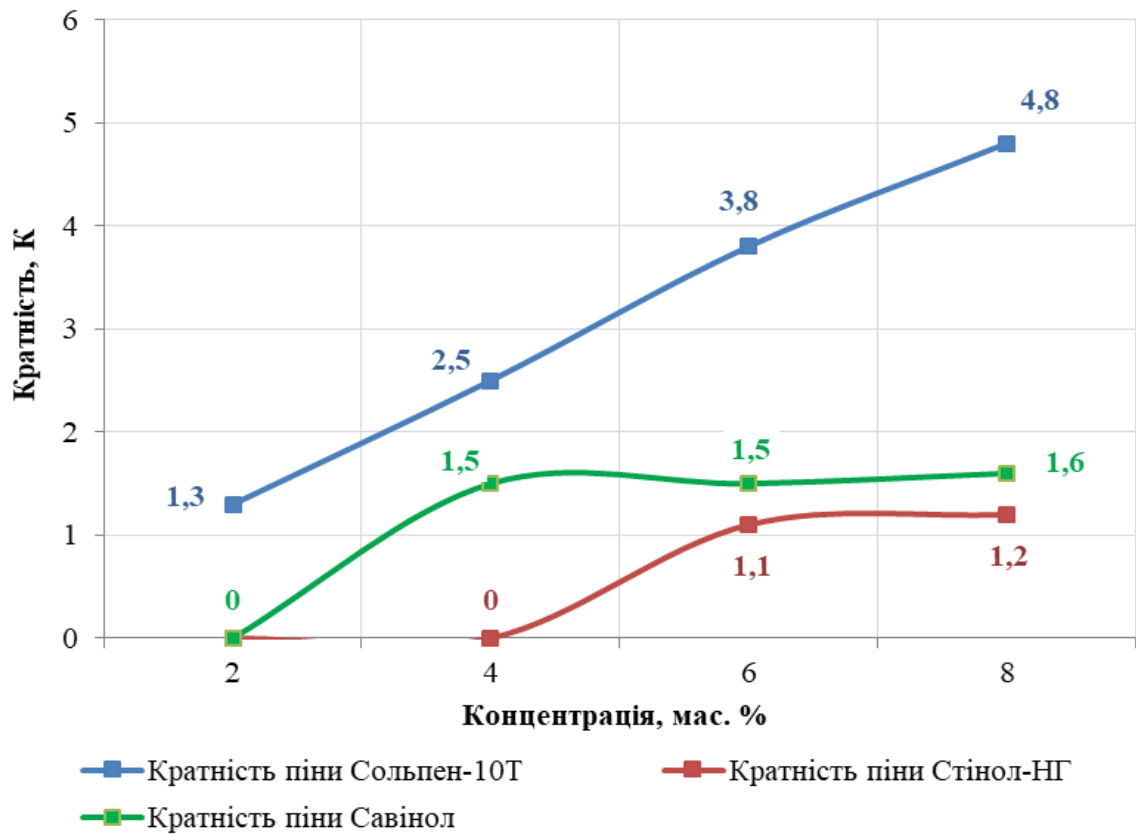


Рисунок 3.3 – Залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Стінол-НГ", "Савінол" за 20 °С з додаванням 10 % дизельного палива

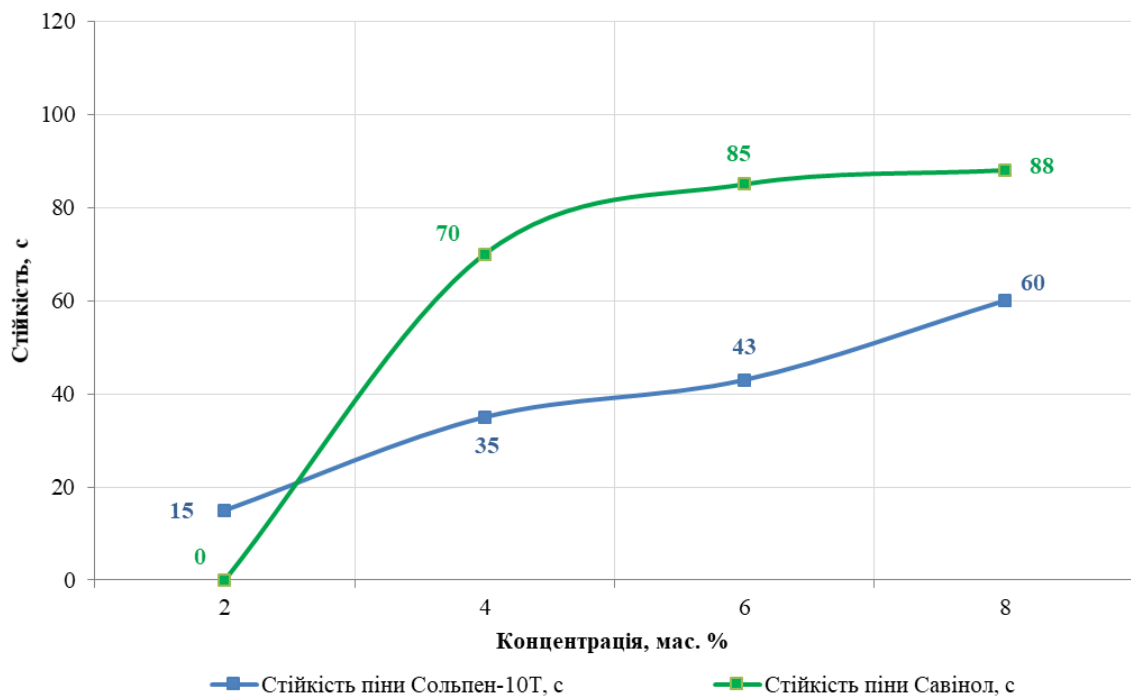


Рисунок 3.4 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т", "Савінол" за 20 °С з додаванням 10 % дизельного палива

Таблиця 3.2 – Результати лабораторних досліджень фізико-хімічних показників ПАР згідно з ТУ У 24.6-23913269-001-2001

Назва показника	Норма згідно ТУ	Методи випробування згідно з ТУ
Зовнішній вид та колір	Рідина коричневого кольору. Допускає осад	п.4.1 ТУ
Питома вага за 20 °С, кг/м ³	не менша ніж 1040	ТУ
Показник концентрації водневих іонів рН 1 %-го розчину	5 – 10	п.5.2 ТУ
Стійкість піни 0,5 %-го розчину за 20 °С, мінералізації води 150 кг/м ³ і за вмісту вуглеводневого конденсату 10 %, с	не менша ніж 300	п.5.3 ТУ
Стійкість піни 0,5 %-го розчину за 60 °С, мінералізації води 150 кг/м ³ і за вмісту вуглеводневого конденсату 10 %, с	не менша ніж 150	п.5.3 ТУ
Стійкість піни 1,0 %-го розчину за 60 °С, мінералізації води 150 кг/м ³ і за вмісту вуглеводневого конденсату 30 %, с	не менша ніж 150	п.5.3 ТУ

Окрім вище викладеного, проводили лабораторні дослідження ПАР "Сольпен-10Т" за зміни складу моделі пластової води та різної температури. Пінотворні властивості ПАР досліджували згідно з чинними в Україні нормативними документами. Для досліджень використали модель мінералізованої пластової води густиною $\rho = 1,087 \text{ г/см}^3$, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl_2) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl). Результати лабораторних досліджень подано в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати лабораторних досліджень пінотворних властивостей ПАР двох зразків проб

Склад пінотворної суміші		ПАР "Сольпен-10Т" (зразок проби 1)		ПАР "Сольпен-10Т" (зразок проби 2)	
Середовище	Концентрація ПАР, мас. %	Кратність піни, К	Стійкість піни, с	Кратність піни, К	Стійкість піни, с
Модель пл. води 20 °С	0,5	2,0	192	1,2	37
	1,0	4,3	494	1,4	51
	2,0	5,2	520	4,7	506
	4,0	5,4	594	5,5	565
Модель пл. води + 10 % дизпалива 20 °С	4,0	1,0	0	1,0	0
	6,0	1,2	0	1,0	0
Модель пл. води + 30 % дизпалива 20 °С	4,0	1,2	0	1,1	0
	6,0	1,2	0	1,2	0
Модель пл. води 60 °С	0,5	2,1	205	1,4	58
	1,0	4,5	499	3,3	434
	2,0	5,3	531	5,2	430
	4,0	5,4	593	5,8	456
Модель пл. води + 10 % дизпалива 20 °С	4,0	1,0	0	1,0	0
	6,0	1,1	0	1,3	0
Модель пл. води + 30 % дизпалива 20 °С	4,0	1,0	0	1,2	0
	6,0	1,2	0	1,2	0

Порівнюючи результати досліджень пінотворних властивостей ПАР "Сольпен-10Т" двох зразків проб з використанням різного складу моделі пластової води за однакових умов, можна зробити висновок, що вони дещо різняться. Так, за однакової концентрації ПАР за 20 °С та 60 °С кратність та стійкість піни має різні значення.

На рисунках 3.5 та 3.6 подано залежності кратності та стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 20 °С двох різних зразків.

На рисунках 3.7 та 3.8 подано залежності кратності та стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 60 °С двох різних зразків.

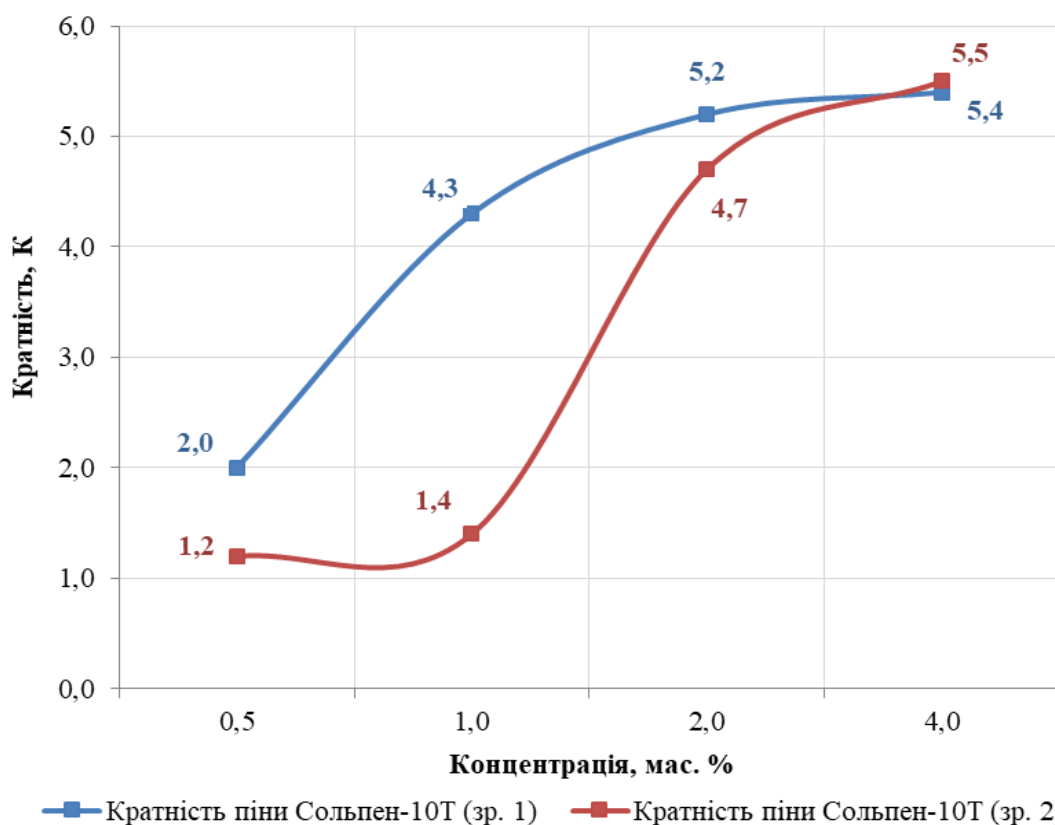


Рисунок 3.5 – Залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 20 °С двох різних зразків

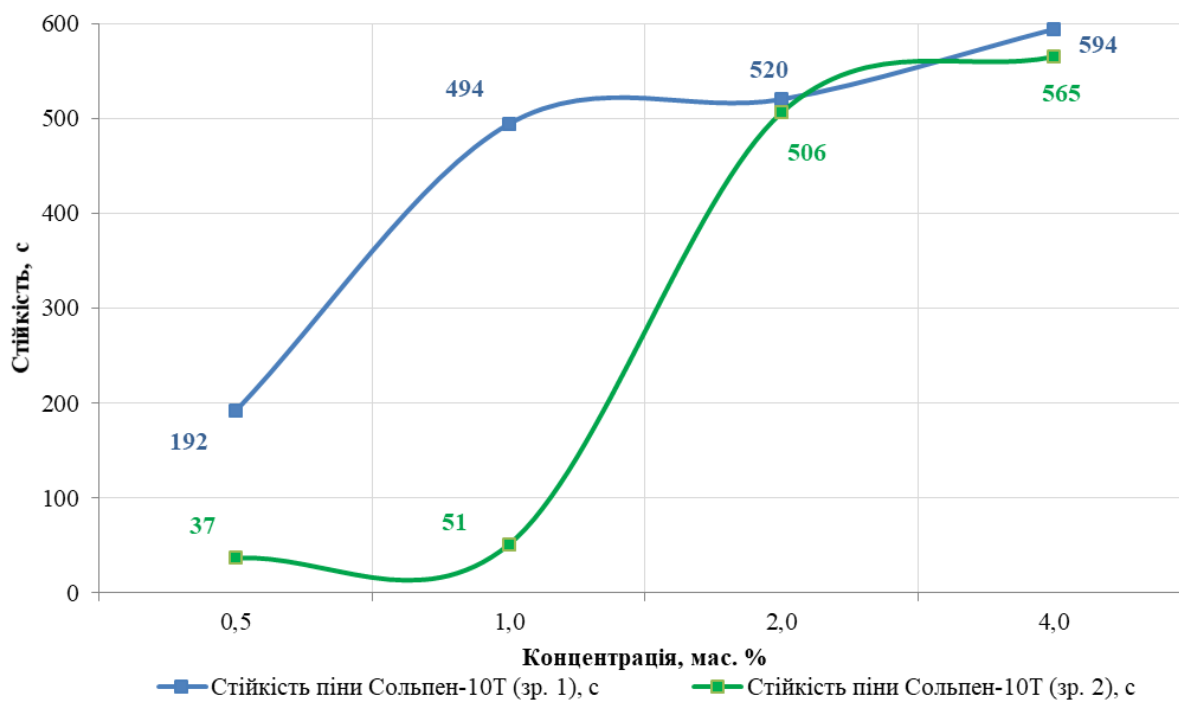


Рисунок 3.6 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 20 °С двох різних зразків

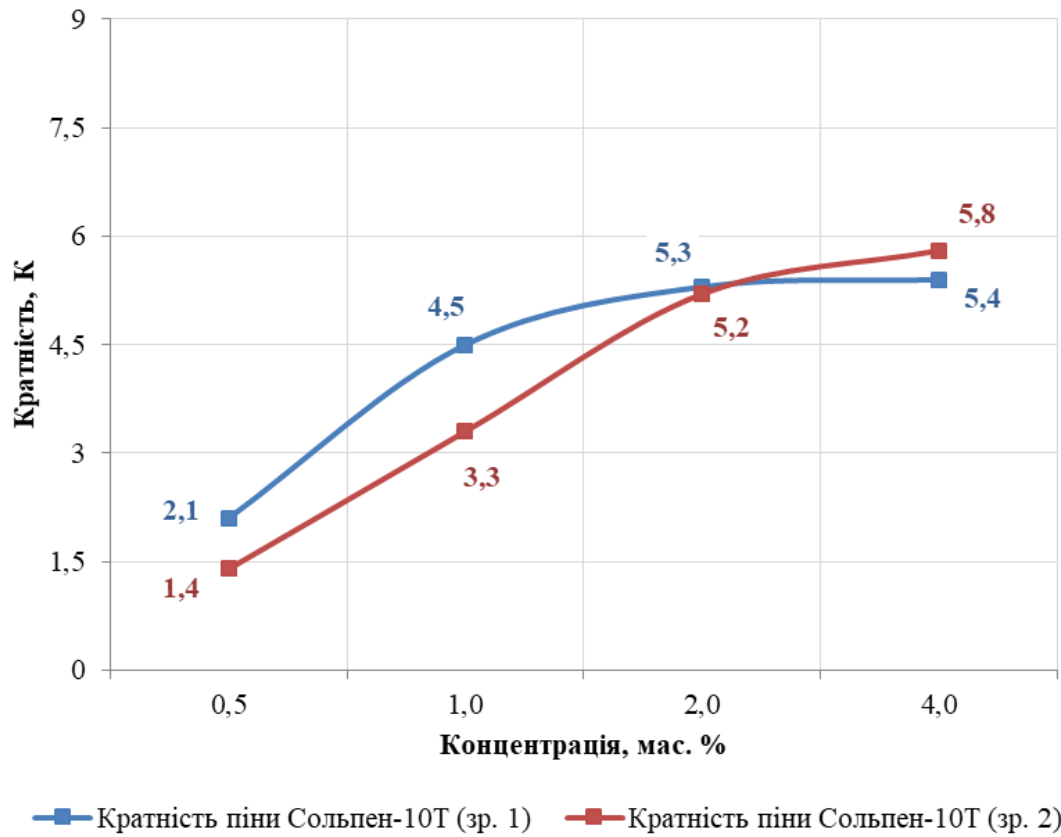


Рисунок 3.7 – Залежність кратності піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 60 °С двох різних зразків

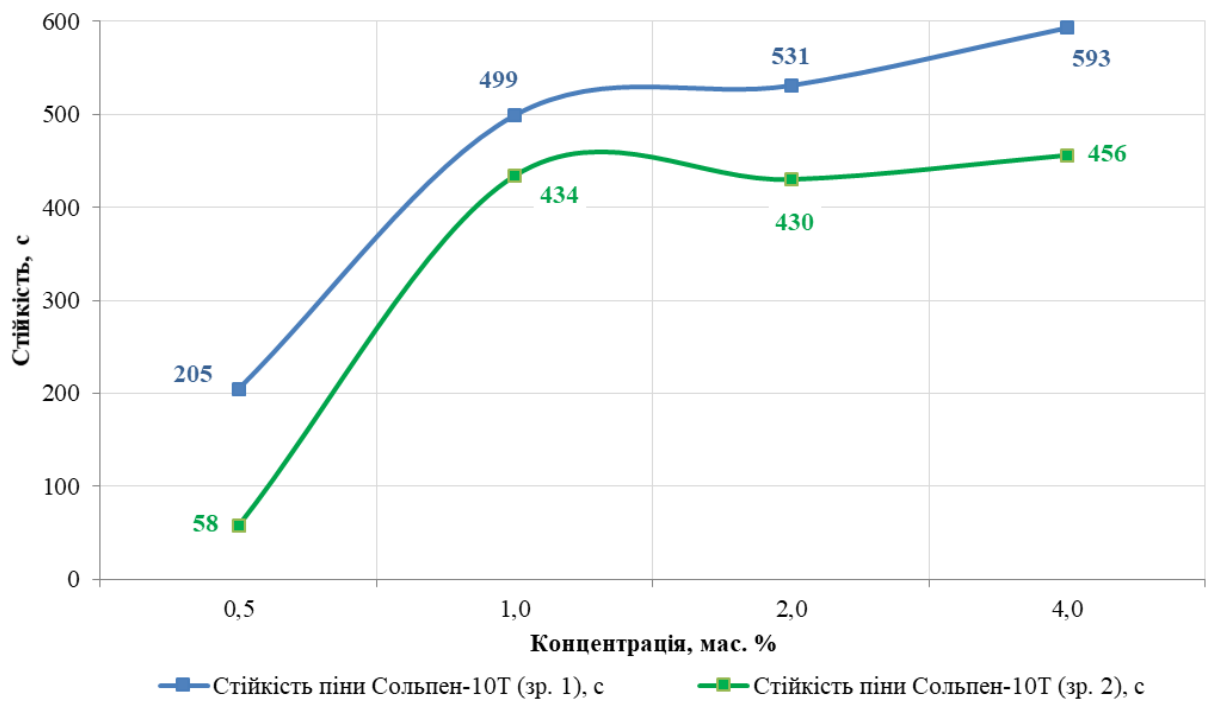


Рисунок 3.8 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 60 °С двох різних зразків

Інші лабораторні дослідження проводили для визначення властивостей ПАР "Сольпен-10Т" за певних умов: модель пластової води за різними концентраціями розчину та температурою.

Дослідження проводили згідно з методиками, поданими в ТУ У 24.6-23913269-001-2001. Для досліджень використали модель мінералізованої пластової води питомою вагою 1,075 г/см³, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl₂) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl). Окрім цього, використано стабільний конденсат питомою вагою 0,765 г/см³. Результати лабораторних досліджень ПАР подано в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати лабораторних досліджень пінотворних властивостей ПАР

Склад досліджуваного розчину		Температура, °С	Стійкість піни t, с
Середовище	Концентрація ПАР ("Сольпен-10Т"), % мас.		
Модель пластової води	2	20	>2700
Модель пластової води	2	60	>1200
Модель пластової води	5	20	>2700
Модель пластової води	5	60	>1200
Модель пластової води + 10 % конденсату	2	20	>900
Модель пластової води + 10 % конденсату	2	60	180
Модель пластової води + 10 % конденсату	5	20	>900
Модель пластової води + 10 % конденсату	5	60	300

За результатами досліджень, стійкості піни, яку приготували на мінералізованій воді за температури 20 °С і 60 °С, становить понад 2700 та 1200 секунд, відповідно.

На рисунках 3.9 та 3.10 подано залежності стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" за 20 °С та за 60 °С з додаванням 10 % стабільного вуглеводневого конденсату.

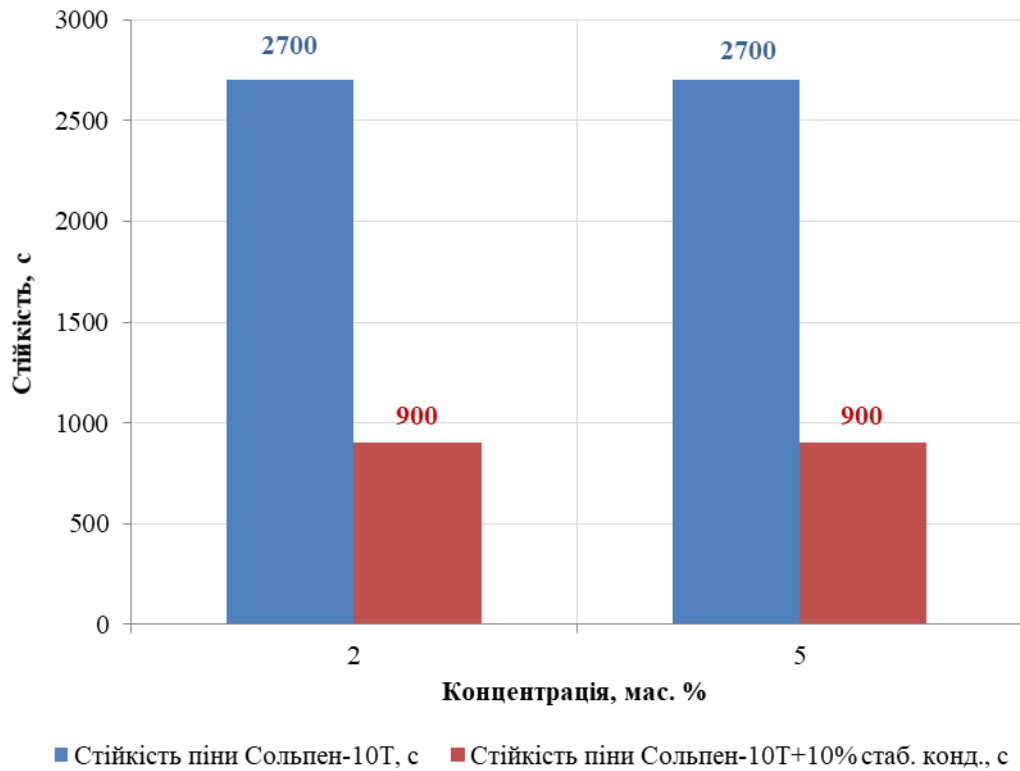


Рисунок 3.9 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" 20 °С та з додаванням 10 % стабільного вуглеводневого конденсату

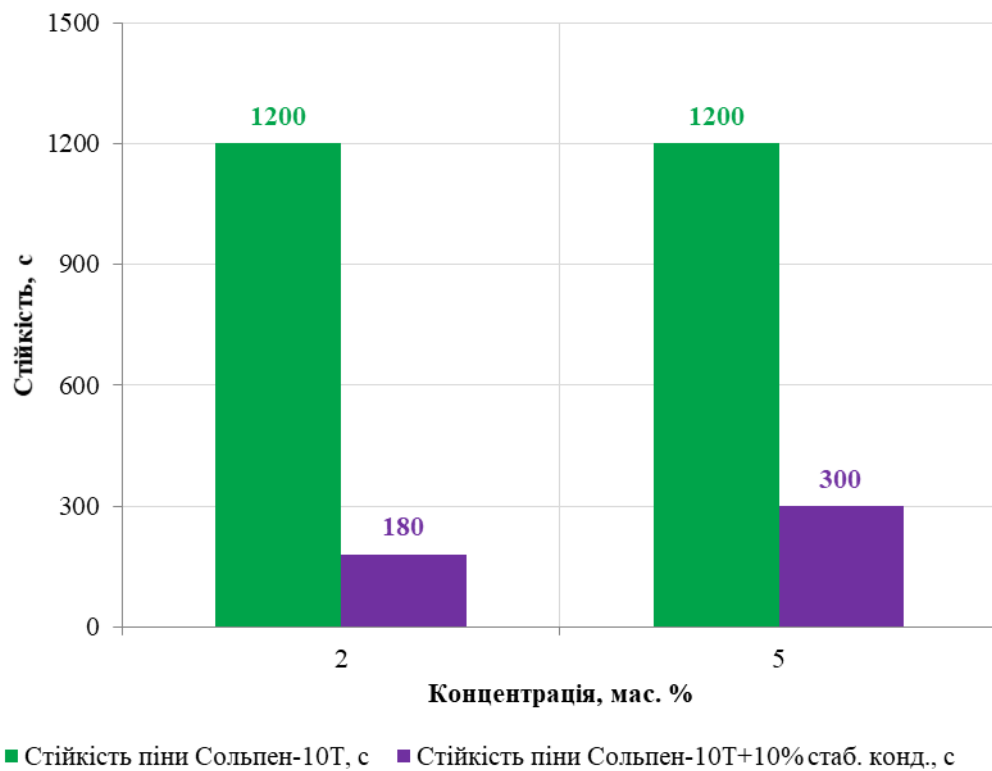


Рисунок 3.10 – Залежність стійкості піни від концентрації ПАР "Сольпен-10Т" 60 °С з додаванням 10 % стабільного вуглеводневого конденсату

Отже, з рисунків 3.9 та 3.10 видно, що пінотворні властивості ПАР "Сольпен-10Т" за 60 °С знижуються порівняно з умовами за 20 °С, а також подальше зниження відбувається при додаванні 10 % стабільного вуглеводневого конденсату.

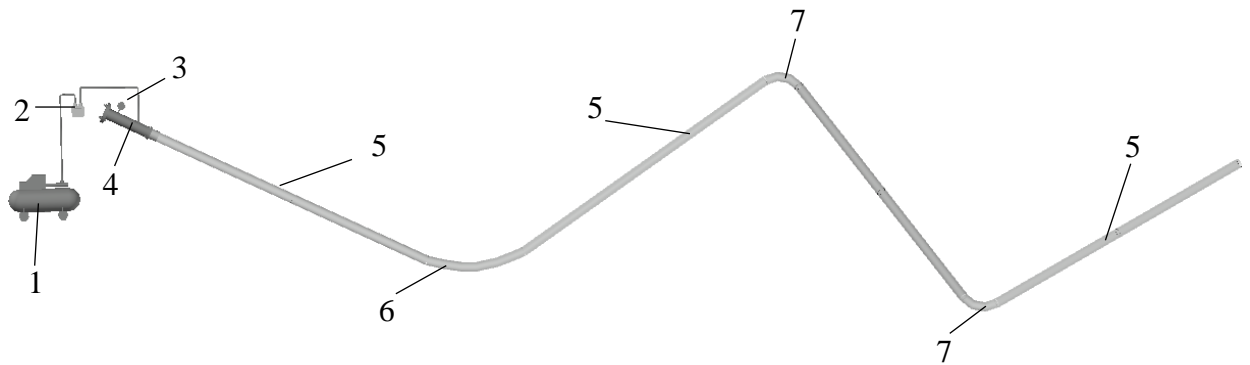
3.2 Лабораторні дослідження ефективності очищення трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР

3.2.1 Опис експериментального стенду для дослідження ефективності очищення трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР

Щоб дослідити процес очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною, отриманою із розчину поверхнево-активних речовин, було розроблено експериментальний стенд (рисунок 3.11). Стенд складається з таких основних елементів: нагнітач повітря з електроприводом 1 (компресор N=1,5 кВт, модель ВМ-24, $P_{\max}=8,158$ кгс/см², №0059200), лічильник витрати повітря 2 (GF-1 ОКТАВА, №021334), манометр 3 з діапазоном вимірювання тиску від 0 кгс/см² до 10 кгс/см², вузол подавання розчину ПАР з фланцем 4, чотирьох скляних труб 5 внутрішнім діаметром 38 мм і довжиною 2 м, відводу скляного 6 кутом вигину 120°, двох відводів скляних 7 кутом вигину 90°. Загальний вигляд експериментального стенду подано на рисунку 3.12.

На рисунку 3.12 подано загальний вигляд експериментального стенду.

Експериментальний стенд виконаний таким чином, щоб наблизити його до умов експлуатування шлейфів газових та газоконденсатних свердловин у реальних умовах, в яких вони містять понижені ділянки, виконані з відводів з різними кутами та радіусами вигину.



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – вузол подавання розчину ПАР; 5 – скляна труба 44×3,5; 6 – відвід 120°; 7 – відвід 90°

Рисунок 3.11 – Схема експериментального стенду для дослідження процесу очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною



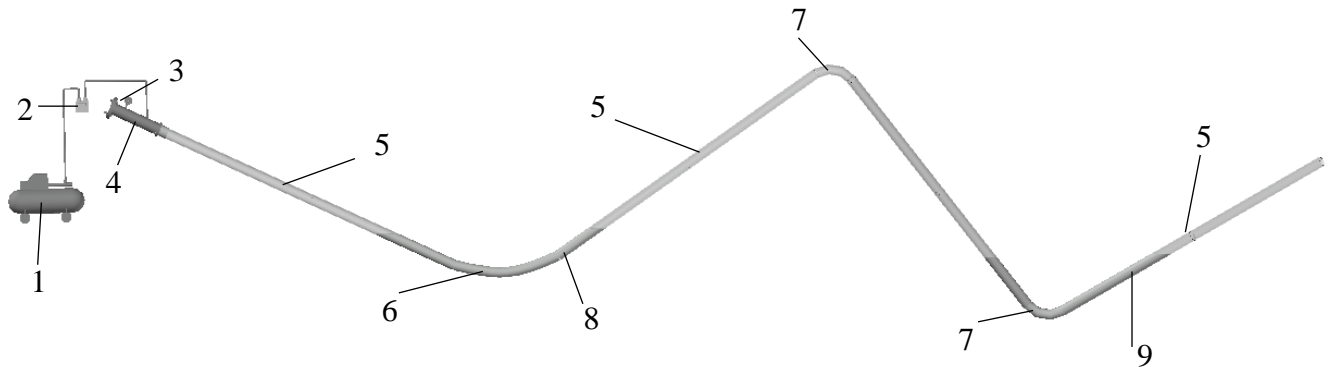
Рисунок 3.12 – Загальний вигляд експериментального стенду для дослідження процесу очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною

3.2.2 Методика експериментальних досліджень очищення трубопроводів від рідинних забруднень розчином ПАР

Задачі експериментальних досліджень:

- дослідження ефективності очищення внутрішньої порожнини трубопроводу швидкісним потоком повітря;
- дослідження ефективності очищення внутрішньої порожнини трубопроводу пінами різної кратності.

Для розв'язання поставлених задач із скляних труб і відводів було виконано дві понижені ділянки трубопроводу. У першу понижену ділянку в місці встановлення відводу з кутом вигину 120° та радіусом вигину рівним $2DN$ заливався розчин ПАР, а в другу (у місці встановлення відводу з кутом вигину 90° та радіусом вигину рівним $2DN$) – вода (рисунок 3.13).



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – вузол подавання розчину ПАР; 5 – скляна труба 44×35 ; 6 – відвід 120° ; 7 – відвід 90° ;
8 – розчин ПАР; 9 – вода

Рисунок 3.13 – Схема підготовки експериментального стенду до досліджень

Перший експеримент передбачав створення швидкісного потоку для дослідження ефективності очищення трубопроводу від рідинних забруднень. Спочатку було детально перевірено стан усіх з'єднань трубопроводу. Проведено опресування повітрям і перевірено на герметичність трубопровід. Після цього у понижену ділянку залито рідинні забруднення, обсяг яких було виміряно скляною мірною ємністю об'ємом 500 мл. Наступним етапом виконувалось видалення рідинних забруднень швидкісним потоком. Як робочий агент використовували повітря, яке нагніталось у скляний трубопровід компресором 1 (рисунок 3.13). Краном на лінії подавання повітря від компресора виконувалось регулювання витрати повітря і, відповідно, швидкості потоку в трубопроводі при різному тиску. Витрата повітря вимірювалась лічильником 2. Скляний трубопровід складався із чотирьох секцій, які з'єднані між собою чотирма скляними відводами. У кінці скляного трубопроводу було розташовано ємність для збирання

рідинних забруднень. Обсяг зібраних рідинних забруднень вимірювався у мірній ємності. Під час експериментальних досліджень контролювали, витрату повітря, тиск на компресорі, об'єм вилучених рідинних забруднень.

Другий експеримент передбачав очищення трубопроводу від рідинних забруднень за допомогою різної концентрації розчину ПАР.

Приготування розчину ПАР різної концентрації від 1 % до 5 % було виконано в скляних мірних ємностях об'ємом 500 мл. На рисунку 3.14 подано заповнені водою мірні ємності та ПАР ("Сольпен-10Т").

На рисунку 3.14 зображено процес приготування розчину ПАР ("Сольпен-10Т") різної концентрації від 1 % до 5 %.

Розчин ПАР через вузол 4 (рисунок 3.13) подавали в першу понижену ділянку трубопроводу експериментального стенду. На рисунку 3.15 подано заповнену розчином ПАР понижену ділянку експериментального стенду.

Після цього в другу понижену ділянку через відкритий торець останньої скляної труби було залито рідинні забруднення, обсяг яких попередньо виміряний за допомогою скляної мірної ємності об'ємом 500 мл. На рисунку 3.16 подано заповнений рідинними забрудненнями скляний відвід експериментального стенду.

Наступним етапом виконувалось видалення рідинних забруднень подаванням швидкісного потоку. Як робочий агент використовували повітря, яке нагніталось у скляний трубопровід компресором. Краном, встановленим на лінії подавання повітря, регулювався обсяг повітря і, відповідно, швидкості потоку в трубопроводі при різному діапазоні тисків. Витрата повітря вимірювалась лічильником. У кінці скляного трубопроводу було розташовано ємність для збирання рідинних забруднень і піни. Зібрані рідинні забруднення вимірювались у мірній ємності. Під час експериментальних досліджень контролювали витрату повітря, тиск на компресорі, об'єм рідинних забруднень, об'єм розчину ПАР різної концентрації.



Рисунок 3.14 – Приготування розчину ПАР різної концентрації від 1 % до 5 %

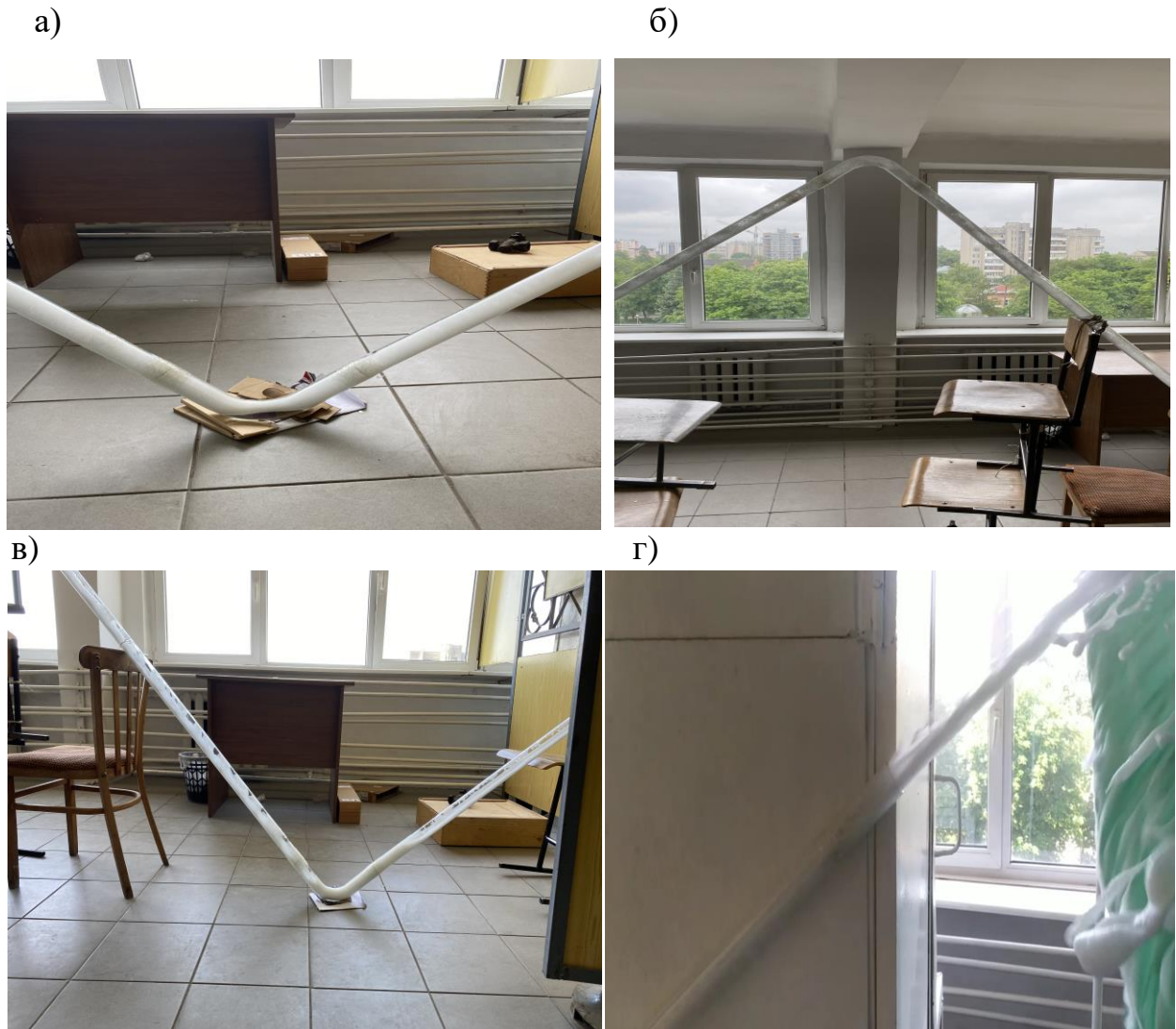


Рисунок 3.15 – Заповнена розчином ПАР понижена ділянка експериментального стенду



Рисунок 3.16 – Заповнений рідинними забрудненнями скляний відвід експериментального стенду

Завдяки подаванню в трубопровід розчину ПАР різної концентрації було отримано піну різної кратності. На рисунку 3.17 подано процес створення піни і її руху ділянками трубопроводу.



а) формування піни; б) рух піни висхідною і низхідною ділянкою трубопроводу; в) захоплення рідинних забруднень піною; г) видалення рідинних забруднень піною

Рисунок 3.17 – Очищення трубопроводу піною

Формування піни виконувалося у першій пониженій ділянці подаванням компресором у розчин ПАР потоку повітря (рисунок 3.17, а). Тоді одержана піна рухалась висхідною ділянкою вгору у сторону відводу і після його проходження опускалась вниз низхідною ділянкою в сторону відводу заповненого рідинними забрудненнями (рисунок 3.17, б). У другій пониженій ділянці піна захоплювала рідинні забруднення (рисунок 3.17, в) і

рухаючись висхідною ділянкою вгору виносила їх із трубопроводу (рисунок 3 17, г).

За результатами проведених робіт виконано два експерименти:

– досліджено ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу швидкісним потоком повітря;

– досліджено ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу пінами різної кратності.

Обидва експерименти не дають змогу повністю вилучити рідинні забруднення. Проте, застосування розчину ПАР дає змогу вилучити більше рідинних забруднень, які виносяться піною із понижених ділянок трубопроводу.

3.2.3 Результати експериментальних досліджень очищення трубопроводу від рідинних забруднень

Щоб виконати якісні експериментальні дослідження потрібно виконати такі заходи [117]:

– скласти план експериментального дослідження;

– якісно виконати експерименти;

– скласти математичну модель явища;

– перевірити адекватність моделі;

– перевірити значимість коефіцієнтів моделі.

Для вивчення одночасного впливу низки чинників (багаточинниковий експеримент) на досліджуваний об'єкт застосовують методи математичного планування експерименту. Математичні методи планування експерименту дають змогу дослідити та оптимізувати складні системи та процеси, досягнувши високої ефективності експерименту та точності визначення досліджуваних параметрів [118, 119].

Математична теорія планування експериментальних досліджень полягає у знаходженні таких умов і правил виконання експериментальних

досліджень, під час яких вдасться отримати надійну та достовірну інформацію про об'єктивність досліджень з найменшою затратою праці, подати цю інформацію в компактній та зручній формі з кількісною оцінкою точності [120].

Основна особливість методів математичного планування експерименту полягає в тому, що на основі мінімальної кількості дослідів виявляють загальні закономірності в межах зміни кожного заданого чинника. Це досягається завдяки тому, що кожний експеримент відрізняється від інших неповторним сполученням обраних чинників.

За результатами виконаного експерименту треба знайти математичну модель об'єкта дослідження, під якою розуміють рівняння, що зв'язує показники процесу з чинниками, що діють на нього:

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

Головним завданням планування експерименту є розкриття механізму явища, тобто визначення такого аналітичного виразу:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (3.2)$$

який у межах допустимих значень чинників досить точно збігається з невідомою залежністю (3.2).

Об'єкт дослідження може мати кілька змінних, що визначають його стан, причому чим їх буде менше, тим стислішим буде план експерименту. Найвні різні способи зменшення кількості змінних:

- зміна мети дослідження;
- розподіл досліджуваного об'єкта на складові;
- установлення зв'язку між змінними стану.

З досвіду відомо, що здебільшого вдається обмежитись однією змінною стану. Якщо ж таких змінних кілька, досліди повторюють щодо кожної з них.

Вибираючи змінну стану, необхідно враховувати такі вимоги:

- вона повинна мати кількісне значення, тобто вимірюватись;
- має однозначно описувати об'єкт дослідження;

– під час виконання дослідів має бути статистично ефективною, тобто з найменшою дисперсією.

Вибір чинників – це найвідповідальніший етап підготовки до планування експерименту, від нього залежить правильність розв’язання поставленої задачі.

Під час виконання експерименту беруть до уваги усі чинники, які можуть суттєво впливати на процес, що вивчається. Вони повинні бути керовані і однозначні. Керувати чинником – значить мати можливість встановлювати потрібне його значення і підтримувати його сталим на час дослідження. Чинники мають безпосередньо діяти на об’єкт дослідження.

Вибираючи чинники, зважаємо на таке:

- кожен чинник має бути регульованим;
- зміна одного чинника не має спричиняти зміни інших;
- точність вимірювання і керування чинниками має бути відомою і достатньо високою.

До чинників та змінних стану водночас висувають і такі вимоги:

- чинники і змінні стану повинні мати області визначення, задані технологічними або принциповими обмеженнями;
- між чинниками та змінними стану має бути однозначна відповідність.

[118].

Було досліджено вплив трьох чинників на ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від рідинних забруднень розчином ПАР. До чинників, які впливають на хід процесу належать:

- кратність піни;
- об’ємна витрата повітря, яку регулюють краном на виході компресора 1 та вимірюють лічильником 2 (рисунок 3.13);
- геометричний нахил труби до горизонту, який можна змінювати.

Отже, середній об’єм залишку води після її видалення розчином ПАР, який є показником ефективності очищення, є функцією від таких параметрів:

кратність піни, об'ємна витрата повітря, геометричний нахил труби до горизонту:

$$V_g = f(K, Q, i). \quad (3.3)$$

Щоб спростити планування експерименту, значення чинників перетворюємо в умовні одиниці, тобто так, щоб вони відповідали числам -1 ; $+1$.

В умовні одиниці їх перетворюємо так:

– встановлюємо мінімальні, максимальні значення (рівні) відповідно до найвигіднішого значення даного чинника: $x_{i\min}$, $x_{i\max}$;

– задаємо інтервал або крок зміни h_i , тобто таке значення чинників у натуральних одиницях, додавання якого до нульового рівня дає верхній, а віднімання – нижній рівень:

$$h_i = x_{i\max} - x_{i\min}; \quad (3.4)$$

– вираховуємо умовне значення рівнів чинників $(-1; +1)$.

Кодування чинників означає перехід від системи координат у натуральних одиницях до системи координат у кодованій формі.

Кратність піни, об'ємна витрата повітря, геометричний нахил труби до горизонту змінюватимемо відповідно від 4 до 20; від $0,003 \frac{M^3}{c}$ до $0,006 \frac{M^3}{c}$; від 0,13 до 0,30.

Уведемо позначення: $x_1 = K$, $x_2 = Q$, $x_3 = i$, $y = V_g$,

де K – кратність піни;

Q – об'ємна витрата повітря, $\frac{M^3}{c}$;

i – геометричний нахил труби;

V_g – об'єм залишку води після її видалення розчином ПАР, $мл$.

Тоді чинники матимуть такі значення:

$$x_{1\min} = 4, \quad x_{2\min} = 0,003 \frac{M^3}{c}, \quad x_{3\min} = 0,13,$$

$$\begin{aligned}
 x_{1max} &= 20, & x_{2max} &= 0,006 \frac{M^3}{c}, & x_{3max} &= 0,30, \\
 x_{1cep} &= 12, & x_{2cep} &= 0,0045 \frac{M^3}{c}, & x_{3cep} &= 0,215.
 \end{aligned}$$

Інтервали зміни значень чинників дорівнюють:

$$h_i = x_{icep} - x_{imin};$$

$$\begin{aligned}
 h_1 &= 8, & h_2 &= 0,0015 \frac{M^3}{c}, & h_3 &= 0,085.
 \end{aligned}$$

Складаємо матрицю планування експерименту, тобто план, який вміщує запис усіх комбінацій чинників у кодованій формі, та робочу матрицю, де усі кодовані значення чинників замінюємо дійсними (таблиця 3.5), і згідно з нею виконуємо експерименти. Дослідження виконуємо для обсягу залитої води. Для експерименту, в якому змінюються три чинники, усі можливі комбінації чинників під час їх зміни на двох рівнях (мінімальному та максимальному) будуть визначені вісьмома експериментами.

Таблиця 3.5 – Матриця планування експерименту

Номер експерименту	x_0	Значення чинників					
		Умовна одиниця			Фактична величина		
		x_1	x_2	x_3	K	$Q, \frac{M^3}{c}$	i
1	+1	+1	+1	+1	20	0,06	0,3
2	+1	-1	+1	+1	4	0,06	0,3
3	+1	+1	-1	+1	20	0,03	0,3
4	+1	-1	-1	+1	4	0,03	0,3
5	+1	+1	+1	-1	20	0,06	0,13
6	+1	-1	+1	-1	4	0,06	0,13
7	+1	+1	-1	-1	20	0,03	0,13
8	+1	-1	-1	-1	4	0,03	0,13

Примітка. x_0 – це стовпчик значень фіктивної величини.

Зважаючи на те, що на значення вихідної змінної впливають похибки, досліди повторюємо кілька разів. Отримуємо m паралельних значень змінної

стану. Після отримання результатів експериментів визначаємо середнє значення функції відгуку \bar{y}_u u -го рядка матриці планування (таблиця 3.6).

За середніми значеннями функції відгуку знаходимо рівняння лінійної моделі або рівняння регресії.

Таблиця 3.6 – Експериментальні значення функції відгуку

Номер експерименту	Експериментальні значення функції відгуку				\bar{y}_u
	y_1	y_2	y_3	y_4	
1	11	12	11	13	11,75
2	59	57	60	58	58,05
3	29	28	29	30	29,00
4	73	72	73	71	72,25
5	6	5	6	6	5,75
6	53	52	53	51	52,25
7	36	35	36	37	36,00
8	67	68	66	67	67,00

$$y = b_0x + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 \quad (3.5)$$

Коефіцієнти рівняння визначаємо за формулою:

$$b_n = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{nu} \bar{y}_u, \quad (3.6)$$

де N – кількість рядків матриці планування.

Коефіцієнти рівняння регресії дорівнюють:

$$b_0 = 41,5, \quad b_1 = -1,65, \quad b_2 = 3,89, \quad b_3 = 101,78.$$

Тоді лінійне рівняння регресії матиме вигляд:

$$V = 41,5 - 1,65K + 3,89Q + 101,78i \quad (3.7)$$

Після визначення коефіцієнтів рівняння регресії виконуємо статистичний аналіз 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 дослідами. Перед розрахунком помилки досліду необхідно перш за все переконатися, що розсіювання результатів дослідів не перевищує потрібного значення. З цією метою розраховуємо рядкові дисперсії S_u^2 і перевіряємо їх однорідність. Розраховуємо за формулою:

$$S_u^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{k=1}^m (y_{uk} - \bar{y}_u)^2 \quad (3.8)$$

де m – кількість паралельних дослідів.

Рядкові дисперсії дорівнюють:

$$S_1^2 = 0,917, S_2^2 = 1,667, S_3^2 = 0,667, S_4^2 = 0,917,$$

$$S_5^2 = 0,25, S_6^2 = 0,917, S_7^2 = 0,667, S_8^2 = 0,667.$$

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

$$G_p = \frac{S_{u \max}^2}{\sum_{u=1}^N S_u^2} \quad (3.9)$$

де $S_{u \max}^2$ – максимальне значення з розрахованих рядкових дисперсій;

$\sum_{u=1}^N S_u^2$ – сума усіх дисперсій за N рядками матриці планування.

Критерій Кохнера дорівнює $G_p = 0,5$.

Якщо виконується умова $G_p < G_T$, то гіпотеза про однорідність дисперсії справедлива.

Для чисел ступенів свободи $f_1 = m-1 = 4-1 = 3$ і $f_2 = N = 8$ та при 5 % значимості (у технічних розрахунках приймають 5 % рівень значимості) $G_T = 0,52$ [121]. У нашому випадку дисперсія однорідна, тому що $G_p < G_T$, а отже, можемо визначити помилку експерименту S_0^2 за формулою:

$$S_0^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2 \quad (3.10)$$

Помилка експерименту дорівнює $S_0^2 = 0,083$.

Середньоквадратичне відхилення або похибка відтворюваності дорівнює $S_0 = 0,29$.

На другому етапі аналізу рівняння регресії перевіряємо значимість коефіцієнтів рівняння регресії. Щоб оцінити вплив чинників на змінну стану, перевіряємо значимість кожного коефіцієнта двома рівноцінними способами. В обох випадках спочатку визначаємо дисперсію коефіцієнтів регресії за формулою:

$$S_{bn}^2 = \frac{S_0^2}{Nm} \quad (3.11)$$

Дисперсія коефіцієнтів регресії дорівнює $S_{bn}^2 = 0,0026$.

За першим способом значимість коефіцієнтів регресії оцінюємо за критерієм Стьюдента, розрахункове значення якого дорівнює:

$$t_{np} = \frac{|b_n|}{\sqrt{S_{bn}^2}}, \quad (3.12)$$

$$t_{0p} = 813,9, \quad t_{1p} = 32,42, \quad t_{2p} = 76,29, \quad t_{3p} = 99,07.$$

Тоді значимість коефіцієнтів регресії оцінюють, порівнюючи розрахункові t_{np} і табличне t_T значення критеріїв Стьюдента. Якщо $t_{np} > t_T$, то n -й коефіцієнт вважається значимим.

Для числа степенів свободи $f_0 = N(m-1) = 8(4-1) = 24$ та при 5 % значимості табличне значення критерію Стьюдента дорівнює $t_T = 2,06$ [120]. У нашому випадку умова $t_{np} > t_T$ виконується для кожного коефіцієнта регресії, а отже вони значимі.

За другим способом перевірення значимості коефіцієнтів регресії використовують довірчий інтервал Δb_n , який внаслідок рівності S_{bn} для всіх коефіцієнтів регресії, буде однаковим для всіх b_n :

$$\Delta b_n = \pm \sqrt{S_{bn}^2} \quad (3.13)$$

$$\Delta b_n = \pm 0,051 \quad (3.14)$$

Тоді значимість оцінюють, порівнюючи абсолютні значення коефіцієнта регресії і довірчого інтервалу $|b_n| > |\Delta b_n|$. У нашому випадку умова $|b_n| > |\Delta b_n|$ виконується для кожного коефіцієнта, а отже вони значимі.

Третій етап аналізу рівняння регресії – перевірення 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 дослідів S_0^2 .

Дисперсія адекватності показує розсіювання середніх дослідних даних змінної стану \bar{y}_u відносно тих значень змінної стану \tilde{y}_u , які розраховують за отриманим рівнянням регресії, значення якої розраховують за формулою:

$$S_{ad}^2 = \frac{m}{N-l} \sum_{u=1}^N (\bar{y}_u - \tilde{y}_u)^2, \quad (3.15)$$

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

Визначаємо значення змінної стану \tilde{y}_u для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії:

$$\tilde{y}_1 = 39,24, \tilde{y}_2 = 65,64, \tilde{y}_3 = 39,12, \tilde{y}_4 = 65,52,$$

$$\tilde{y}_5 = 21,93, \tilde{y}_6 = 48,55, \tilde{y}_7 = 21,83, \tilde{y}_8 = 48,23.$$

Дисперсію адекватності обчислюємо за (3.15) $S_{ad}^2 = 1,07 \cdot 10^{-4}$.

Адекватність перевіряємо, оцінюючи співвідношення за критерієм Фішера $F_p < F_T$:

$$F_p = \frac{S_{ad}^2}{S_0^2} = 1,2 \quad (3.16)$$

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи $f_{ad} = N-l = 8-4 = 4$ та $f_0 = N(m-1) = 8(4-1) = 24$ і при 5 % значимості дорівнює $F_T = 2,78$ [121].

Умова $F_p < F_T$ виконується, лінійне рівняння регресії адекватне, тобто розсіювання експериментальних даних змінної стану відносно рівняння

регресії має такий самий порядок, як і розсіювання, спричинене випадковими змінами в об'ємі дослідження (помилка досліду).

Як видно з результатів перевірення значимості коефіцієнтів рівняння регресії, найбільший вплив на ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу має кратність піни та об'ємна витрата повітря, якщо геометричний нахил трубопроводу не перевищує 0,1.

Висновки до третього розділу

1. Дослідження пінотворних властивостей ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т" дало змогу вибрати найефективнішу та встановити її оптимальну концентрацію з погляду кратності і стійкості піни. Так, за результатами виконаних досліджень встановлено, що із чотирьох ПАР найкращі характеристики щодо стійкості піни має "Сольпен-10Т". Окрім цього, встановлено, що за концентрації ПАР 4 % стійкість піни 545 с, а у разі збільшення концентрації до 6 % стійкість зменшується і становить – 503 с. Отже, стійкість піни зростає зі збільшенням концентрації розчину ПАР до певної межі, а потім знижується.

2. Експериментальні дослідження, проведені на розробленому стенді, дали змогу встановити закономірності процесу очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною. Встановлено, що основним чинником, який найбільше впливає на ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу піною, є об'ємна витрата повітря за оптимальної концентрації розчину ПАР.

3. Оброблення результатів досліджень методами кореляційного аналізу із застосуванням методики раціонального планування експерименту дало змогу отримати залежність ступеня очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від параметрів технологічного процесу, яку покладено в основу методики оцінення ефективності очищення трубопроводів.

4. На основі результатів досліджень встановлено, що найбільше забруднень у внутрішній порожнині трубопроводу спостерігали коли кратність піни складала 4, об'ємна витрата повітря $0,003 \frac{M^3}{c}$ та геометричний нахил труби до горизонту 0,3. Натомість найменше забруднень у внутрішній порожнині трубопроводу спостерігали коли кратність піни складала 20, об'ємна витрата повітря $0,006 \frac{M^3}{c}$ та геометричний нахил труби до горизонту 0,13.

РОЗДІЛ 4

ПРОМИСЛОВА АПРОБАЦІЯ ОЧИЩАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ТРУБОПРОВІДІВ СИСТЕМИ ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ

Експериментально визначено ефективність застосування розчину ПАР для видалення рідини із вибою. Промислово досліджено ефективність використання піни середньої кратності для очищення шлейфів двох свердловин. Промислово досліджено ефективність застосування різних методів для очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів, зокрема: подаванням розчину ПАР, створенням швидкісного газового потоку, застосуванням піни. Розроблено дві методики, які передбачали видалення рідини зі стовбура газоконденсатних свердловин 566 та 126 Шебелинського ГКР піною. Наведено результати промислової апробації та їх впровадження у виробництво.

4.1 Промислові дослідження ефективності застосовування ПАР для видалення рідини зі свердловини

Одним із важливих чинників, який негативно впливає на стабільну експлуатацію свердловин, є накопичення рідини. Об'єм рідини у свердловині можна визначити вимірявши рівень стовпа рідини за допомогою різних приладів, зокрема ехолота. Так, ехолотом вимірюють відстань від устя до стовпа рідини в трубному та затрубному просторах. Наближений об'єм рідини можна визначити за спрощеними розрахунковими формулами.

Розглянемо нижче послідовність виконання робіт із закачування розчину ПАР цементувальним агрегатом (ЦА) на прикладі свердловин Юліївського НГКР. Протягом року (щомісячно) виконувалось аналізування експлуатаційних параметрів газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР. Визначено свердловини, які експлуатують в ускладнених

умовах через накопичування рідини на їх вибої та у шлейфах. Виконано лабораторні дослідження складу рідини із газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР. Виконано ряд розрахунків відповідно до наведеної методики.

Методика розрахунків полягала у визначенні таких величин для свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР:

1) об'єму накопиченої рідини на вибої:

а) виміряно висоту стовпа рідини в трубному та затрубному просторі свердловин ехолотом;

б) розраховано наближений об'єм накопиченої на вибої рідини за формулою:

$$V_p = F \cdot \frac{10^5 \cdot (P_{затр} - P_{тр})}{\rho_p} = \frac{0,785 \cdot 10^5 \cdot (P_{затр} - P_{тр}) \cdot d_{ви}^2}{\rho_p}, \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

де $P_{тр}$, $P_{затр}$ – тиск в трубному та затрубному просторі, МПа;

$d_{ви}$ – внутрішній діаметр ліфтових труб, м;

ρ_p – густина рідини, кг/м³;

2) швидкості газу на вході в ліфтові труби за формулою:

$$W_z = \frac{q_{виб}}{F} = \frac{4 \cdot q_z \cdot z_{виб} \cdot P_{ат} \cdot T_{виб} \cdot 10^3}{\pi \cdot d_{ви}^2 \cdot P_{виб} \cdot T_{ст} \cdot 86400}, \text{ м/с} \quad (4.2)$$

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

$z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу при $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа;

$T_{виб}$ – температура на вибої, К;

$P_{виб}$ – тиск на вибої, МПа;

$T_{ст}$ – стандартна температура;

3) швидкості рідини на вході в ліфтові труби за формулою:

$$W_p = 1,47 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{q_p}{d_{ви}^2}, \text{ м/с} \quad (4.3)$$

де q_p – дебіт рідини, м³/д;

4) параметра Фруда для газорідинної суміші за формулою:

$$F_{rcm} = \frac{(W_e + W_p)^2}{g \cdot d_{ст}}, \quad (4.4)$$

де W_e, W_p – швидкість руху газу і рідини на вході в ліфтові труби, м/с;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

5) кількості ПАР, яка необхідна для видалення рідини за формулою:

$$M = \frac{100 \cdot C \cdot V_p}{a}, \quad (4.5)$$

де C – концентрація розчину ПАР, яка необхідна для спінювання рідини, яка видаляється залежно від Ca^{+2} і Mg^{+2} та кількості конденсату в продукції, г/л;

V_p – об'єм накопиченої рідини в свердловині, яку необхідно спінювати, м³;

a – активна маса ПАР (товарна концентрація), %.

Вихідні дані для розрахунків подано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для розрахунків по свердловинах Юліївського НГКР

Номер свердл.	Дебіт свердловини q _г , тис. м ³ /д	Інтервал перфорації, м	Глибина спуску ліфтових труб, м	Внутрішній діаметр ліфтових труб, м	Тиск на вибої свердловини, МПа	Температура на вибої свердловини, К	Тиск на усті свердловини, МПа	Температура на усті свердловини, К
50	16,1	3770-3370	3355	0,062	3,90	371	1,7	287
58	10,8	3643-3570	3553	0,062	3,88	371	1,7	283
63	14,5	3643-3635	3607	0,062	3,90	358	1,6	290
65	5,0	3078-2991	2977	0,062	3,86	348	1,5	284
66	19,8	4060-3043	3029	0,062	3,90	368	1,9	283
68	11,4	3139-3112	3132	0,062	3,90	352	1,6	286
73	10,2	3550-3533	3513	0,062	3,88	373	1,6	285
83	9,8	3739-3734	3694	0,062	3,86	375	1,7	288

Для забезпечення винесення рідини з вибою цих свердловин треба застосовувати ПАР певного об'єму та концентрації, а також опустити колону ліфтових труб на оптимальну глибину. Результати розрахунків та рекомендації по свердловинах Юліївського НГКР подано в таблиці 4.2.

Для розглянутих свердловин Юліївського НГКР визначено кількість необхідних ПАР ("Сольпен-10Т"). При цьому враховувався об'єм накопиченої рідини V_p та об'єм закачуваного розчину, які треба видалити. Подальші експериментальні дослідження виконувались з урахуванням отриманих результатів розрахунків (таблиця 4.2). Складено програму проведення експериментальних досліджень, де зазначено їх технологію, необхідну техніку, послідовність виконання робіт.

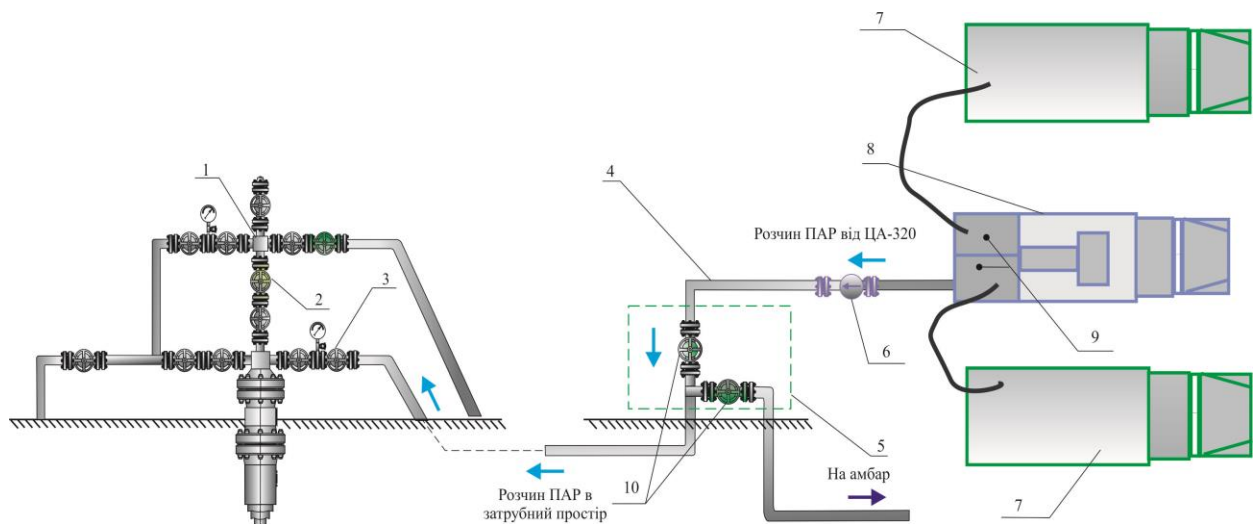
Таблиця 4.2 – Результати розрахунків та рекомендації по свердловинах Юліївського НГКР

Номер свердл.	Дебіт свердловини q_f , тис. м ³ /д	Об'єм накопиченої рідини на вибої V_p , м ³	Параметр Фруда для газорідної суміші, $F_{гсм}$	Кількість ПАР ("Сольпен- 10 Т") на 1 св./операцію М, кг	Об'єм закачування розчину ПАР на 1 св./операцію $V_{ПАР}$, л	Концентрація розчину ПАР на 1 св./операцію N, %	Рекомендації щодо глибини опускання колони ліфтових труб відносно інтервалу перфорації, м
50	16,1	0,414	6,1	6,8	100	6,5	3636 (2/3)
58	10,8	0,347	3,2	6,4	100	6,2	3618 (2/3)
63	14,5	0,447	4,5	7,3	100	7,0	3639 (1/2)
65	5,0	0,175	1,1	5,3	100	5,0	3049 (2/3)
66	19,8	0,269	11,2	6,0	100	5,8	3721 (2/3)
68	11,4	0,427	3,0	7,0	100	6,8	3130 (2/3)
73	10,2	0,157	5,0	5,1	100	4,9	3544 (2/3)
83	9,8	0,137	4,3	4,7	100	4,5	3737 (1/2)

Таким чином, на практиці, працівники Юліївського ЦВНГК на вищезазначених свердловинах застосовували ПАР згідно з результатами розрахунків. Роботи виконано для підвищення продуктивності свердловин за

рахунок видалення рідини з їх стовбура та зменшення репресії накопиченої рідини на пласт.

Перед виконанням робіт із закачування розчину ПАР у свердловини проведено дослідження, зокрема, індивідуальні вимірювання дебіту газу, води та конденсату на УКПГ-2. У день проведення заходу перевірено технічний стан перекривної арматури свердловин. Виміряно тиски в трубному та затрубному просторах і виконано певні розрахунки. Після виконання таких операцій закачано розчин ПАР у затрубний простір свердловин спеціальною технікою: ЦА та автоцистерною (рисунок 4.1).



- 1 - фонтанна арматура; 2 - надкорінна засівка; 3 - робоча засівка затрубного простору на амбар; 4 - нагнітальна лінія; 5 - вузол (блок) аварійного глушіння свердловини затрубного простору; 6 - зворотний клапан; 7 - автоцистерни; 8 - цементувальний агрегат (ЦА-320); 9 - смоністі цементувального агрегату; 10 - засівки на блоці глушіння.

Рисунок 4.1 – Схема об'язки спецтехніки для закачування розчину ПАР у затрубний простір свердловини

Закачували ПАР як у свердловини, що працюють, не зупиняючи їх, так і в свердловини, що зупинені на 12 – 24 години, для накопичення тиску. Після завершення робіт із закачування розчину ПАР у свердловинах, в які розчин закачували не зупиняючи їх, протягом 2 діб вимірювали видобувні можливості. Свердловини, що були зупинені на витримку та продувались трубним простором, після їх запуску в експлуатацію протягом 2 діб вимірювали їх видобувні можливості. За результатами досліджень, після

закачування розчину ПАР у вищезазначені свердловини, зменшився час простоїв для накопичення тиску. Загалом за місяць по цих свердловинах додатково отримано збільшення видобутку газу.

За результатами виконаних розрахунків та експериментальних досліджень надано рекомендації щодо визначення необхідної кількості ПАР, об'єму розчину, який треба закачувати, а також його концентрації і періодичності закачування. Результати експериментальних досліджень подано в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати експериментальних досліджень

Но мер свер рдл.	Дебіт свердловини q_r , тис. m^3/d	Кількість ПАР ("Сольпен-10Т") на 1 свердл./операцію M , кг	Об'єм закачування розчину ПАР на 1 свердл./операцію $V_{ПАР}$, л	Концентрація розчину ПАР на 1 свердл./операцію N , %	Періодичність закачування, раз/місяць
50	16,1	8,9	120	7,1	3
58	10,8	7,8	120	6,2	3
63	14,5	9,3	120	7,5	3
65	5,0	6,4	100	6,2	2
66	19,8	7,3	120	5,8	3
68	11,4	9,1	120	7,3	2
73	10,2	5,8	100	5,6	3
83	9,8	5,4	100	5,2	2

На рисунку 4.2 подано результати експериментальних досліджень та теоретичних розрахунків.

Із поданої на рисунку 4.2 графічної залежності видно, що необхідна розрахункова кількість ПАР є дещо меншою від визначеної експериментально. Розбіжність становить від 12,1 % до 23,6 %. У середньому по восьми свердловинах Юліївського НГКР розбіжність становить 18,3 %. Така розбіжність зумовлена наявністю конденсату в рідині і її мінералізацією. З огляду на це доцільно формулу (4.5) доповнити поправочним коефіцієнтом.

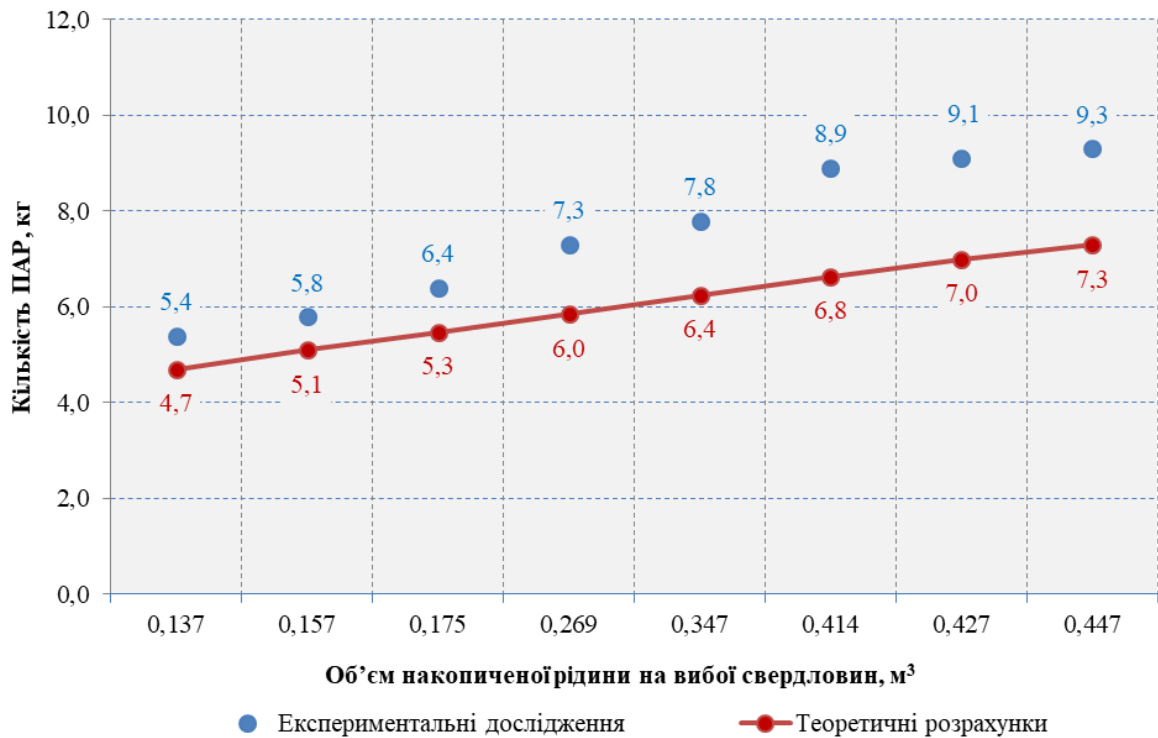


Рисунок 4.2 – Залежність необхідної кількості поверхнево-активних речовин для видалення рідини з вибою свердловини від об'єму накопиченої рідини

Тоді кількість ПАР, яку треба використати для видалення рідини з свердловини буде рівною:

$$M = \frac{100 \cdot C \cdot V_p}{a} \cdot k, \quad (4.6)$$

де k – коефіцієнт, який враховує наявність конденсату в рідині і її мінералізацію. Коефіцієнт k треба приймати рівним 1,18.

Слід відмітити, що подані у таблиці 4.2 результати розрахунків дещо відрізняються від результатів експериментальних досліджень, поданих у таблиці 4.3. Отже, перед застосуванням розчину ПАР на практиці треба виконувати експериментальні дослідження. Підібрані експериментально рецептури розчинів ПАР дають змогу забезпечити винесення рідини зі свердловин на поверхню, зменшити час простою свердловин, забезпечити стабільну їх експлуатацію, а також збільшити продуктивність свердловин на величину до 10 %. Тому максимальних відборів газу зі свердловин можна досягнути за рахунок обирання оптимальних режимів їх експлуатування та

уживанням різноманітних заходів за результатами попередніх експериментальних досліджень.

Враховуючи, що Юліївське НГКР виснажене і перебуває на завершальній стадії розробляння, актуальним залишається питання стабільного видобування газу та рідинних вуглеводнів. Тому впровадження вище розглянутих заходів дасть змогу оптимізувати експлуатацію свердловин.

Технологічні процеси видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів поверхнево-активними речовинами на сьогодні вивчені не достатньо, а у відкритій літературі відсутні як розрахункові, так і експериментальні дані щодо необхідної для цього кількості ПАР. Тому в цій роботі представлено та виконано аналіз результатів експериментальних досліджень щодо застосування ПАР для очищення свердловин та шлейфів виснажених газоконденсатних родовищ та оцінювання ефективності їх застосування.

Результати теоретичних розрахунків та експериментальних досліджень показали, що кількість поверхнево-активних речовин, які необхідні для видалення рідинних забруднень з газоконденсатних свердловин суттєво залежить від об'єму накопиченої рідини на вибої свердловини. Така залежність наближена до лінійної і зі збільшенням об'єму накопиченої рідини збільшується необхідний обсяг ПАР для її видалення зі свердловини (рисунок 4.2). Причому, було встановлено, що необхідна кількість ПАР визначена розрахунком, дещо менша від визначеної експериментально. У середньому розбіжність становить 18,3 %. Така розбіжність пояснюється наявністю конденсату в рідині на вибої свердловини і мінералізацією рідини. Тому було уточнено відому формулу (4.5) для розрахунку необхідної кількості ПАР. Отже, одним з результатів даних досліджень є отримана формула (4.6) для розрахунку необхідної кількості ПАР та видалення рідини з вибою свердловини, яка враховує наявність конденсату в рідині і її мінералізацію. Отримані результати можуть оптимізувати та пришвидшити

вибір потрібної кількості ПАР для очищення газових свердловин від рідинних забруднень.

4.2 Промислові експериментальні дослідження очищення шлейфа свердловин піною

Проведено промислові дослідження технології очищення шлейфа піною на Юліївському ЦВНГК. Експеримент проводили на двох газоконденсатних свердловинах 85 та 60 Юліївського родовища, що під'єднанні до УКПГ-1. Довжина шлейфа свердловини 85 становить 2960 м, свердловини 60 – 2884 м, а їх внутрішній діаметр становить 90 мм. Ці свердловини підібрано виходячи з таких критеріїв, а саме:

- відносно велика довжина шлейфа (близько 3 км);
- перевищення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору над теоретичним (зокрема через наявність різного роду забруднень у внутрішній порожнині шлейфів, які зазвичай є багатоконпонентною сумішшю, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол тощо);
- наявність висхідних та низхідних ділянок;
- наявність багатьох місцевих опорів (відводів).

Перед проведенням експерименту виконали лабораторні дослідження пінотворних властивостей ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т". На підставі проведених досліджень зазначених ПАР визначено стійкість піни досліджуваної моделі мінералізованої пластової води, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl_2) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl), густиною від 1,075 г/см³ до 1,087 г/см³ за температури 20 °С та концентрації розчину ПАР 0,5 %, 1 %, 1,5 % та 2 %. Окрім цього, до досліджуваної моделі додавали стабільний конденсат густиною від 0,757 г/см³ до 0,765 г/см³ різної концентрації. Установлено, що із чотирьох

ПАР найкращі характеристики щодо стійкості піни має розчин ПАР "Сольпен-10Т" 2 %.

Перший експеримент проводили на свердловині 85. Перед проведенням процесу очищення шлейфа виміряли параметри експлуатування свердловини та виконали розрахунок з визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності, який становив 80 %.

Дослідження виконували в такій послідовності. Виміряли тиск і температуру на усті свердловини 85 та на вході в УКПГ-1, а також дебіт свердловини. Зупинили експлуатацію свердловини та знизили тиск до атмосферного на амбар. На УКПГ-1 до факельної лінії під'єднали спеціальну техніку (пересувний насосний агрегат, дві пересувні азотні компресорні станції, піногенератор) і встановили зворотний клапан на нагнітальній лінії (рисунок 4.3). Після цього приготували розчин ПАР у мірнику та опресували нагнітальну лінію.

Відкрили засувки на факельній лінії та на УВП УКПГ-1 і почали нагнітати у внутрішню порожнину шлейфа вибухобезпечну газову суміш (склад за об'ємом: азот не менше 90 % та кисень не більше 10 %) двома пересувними азотними компресорними станціями. Регулювали інтенсивність вихідного потоку вибухобезпечної газової суміші на амбар свердловини, і відповідно тиск у шлейфі, відкриваючи та закриваючи кінцеву засувку вузла глушіння трубного простору. При цьому тиск контролювали за показами манометрів на вході в УКПГ-1 та на усті свердловини.

Після появи вибухобезпечної газової суміші на амбарі свердловини почали подавати 2 % розчин ПАР "Сольпен-10Т" у піногенератор за допомогою пересувного насосного агрегату та відповідно нагнітати піну в шлейф, слідкуючи при цьому за витратою ПАР. Після нагнітання піни, створеної з 0,250 м³ розчину ПАР, зупиняли роботу пересувного насосного агрегату, при цьому вибухобезпечну газову суміш продовжували нагнітати пересувною азотною компресорною станцією. Через певний проміжок часу знову подавали піну. Контролювали візуально надходження піни, відстежуючи появу її на амбарі свердловини.

По завершенні експерименту, свердловину ввели в експлуатацію на вимірвальну лінію УКПГ-1 та слідкували за параметрами режиму її роботи. Виміряли тиск і температуру на усті, на вході в УКПГ-1, а також дебіт свердловини.

Під час проведення робіт кратність піни становила від 90 до 100. Завдяки експерименту очищено шлейф і на амбарі свердловини отримано рідинні забруднення з твердими домішками, а також брудну піну, ймовірно від наявності глини або піску.

Після очищення шлейфа визначено коефіцієнт гідравлічної ефективності, який збільшився на 12 %.

Другий експеримент проводили на свердловині 60. Перед проведенням процесу очищення шлейфа виміряли параметри експлуатування свердловини та виконали розрахунок з визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності, який становив 78 %.

Дослідження виконували в такій послідовності: виміряли тиск і температуру на усті свердловини 60 та на вході в УКПГ-1, а також дебіт свердловини. Перевели свердловину в експлуатацію із основної на вимірвальну лінію УКПГ-1. На усті свердловини до засувки вузла глушіння трубного простору під'єднали спеціальну техніку (пересувний насосний агрегат, пересувну азотну компресорну станцію, піногенератор) і встановили зворотний клапан на нагнітальній лінії (рисунок 4.4). Після цього приготували розчин ПАР у мірнику та опресували нагнітальну лінію.

Відкрили засувку вузла глушіння та робочу засувку на фонтанній арматурі трубного простору і почали нагнітати у внутрішню порожнину шлейфа вибухобезпечну газову суміш пересувною азотною компресорною станцією. Через 5 хвилин після нагнітання вибухобезпечної газової суміші почали подавати 2 % розчин ПАР "Сольпен-10Т" у піногенератор за допомогою пересувного насосного агрегату та відповідно нагнітати піну в шлейф, слідкуючи при цьому за витратою ПАР. Після нагнітання піни, створеної з 0,200 м³ розчину ПАР, зупиняли роботу пересувного насосного

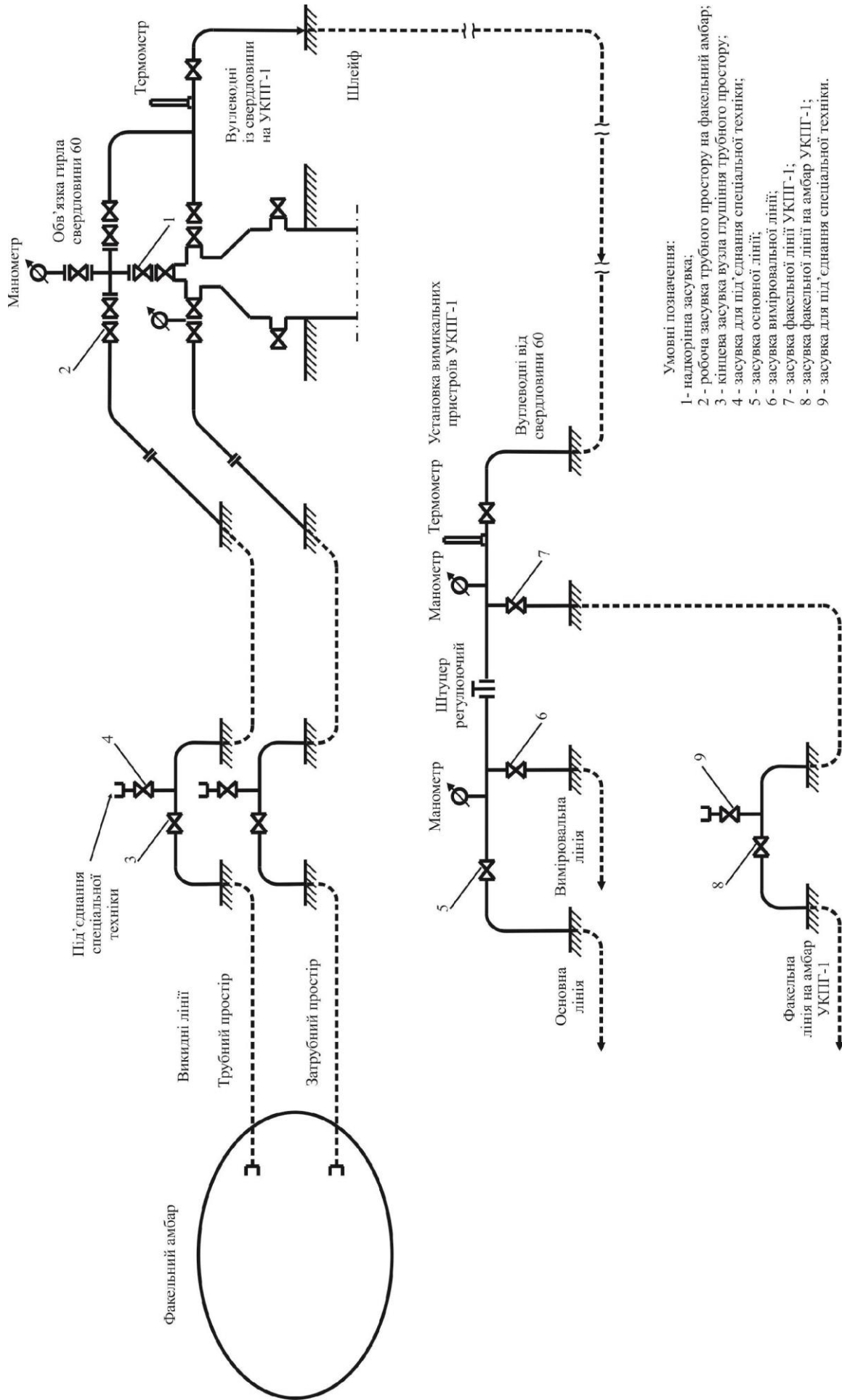


Рисунок 4.4 – Схема об'язки свердловини 60 та шлейфа до УВП УКПП-1 Юліївського НГКР

агрегату та пересувної азотної компресорної станції. Через певний проміжок часу знову подавали піну.

Контролювали візуально надходження піни, періодично (з огляду на отримані результати першого експерименту) відкриваючи вентиль на манометрі вхідного газопроводу на УКПГ-1. На вимірювальній лінії УКПГ-1 у сепараторі та розділювачі контролювали надходження забруднень із шлейфа та визначали їх об'єм.

По завершенні експерименту, виміряли тиск і температуру на усті, на вході в УКПГ-1, а також дебіт свердловини.

Під час проведення робіт кратність піни становила від 40 до 50. Завдяки експерименту очищено шлейф і на вимірювальній лінії УКПГ-1 у сепараторі та розділювачі отримано рідинні забруднення та піну.

Після очищення шлейфа визначено коефіцієнт гідравлічної ефективності, який збільшився на 7 %.

За результатами виконаних двох експериментів можна сказати таке:

– перший експеримент передбачав зупинку свердловини і відповідно відсутність видобування вуглеводнів на період виконання робіт. Під час його проведення можна було регулювати швидкість руху вибухобезпечної газової суміші в шлейфі закриттям або відкриттям засувки на вузлі глушіння трубного простору. Важливим є те, що за візуальним контролем виходу забруднень можна визначати фактичну тривалість виконання робіт. До переваг цього заходу слід віднести: відсутність необхідності доставлення спецтехніки на устя свердловини (може ускладнюватися відсутністю під'їзної дороги і погодними умовами); тривалість виконання заходу; можливість його проведення і на інших свердловинах без переїзду спецтехніки; можливість застосування звичайного компресора для нагнітання повітря замість вибухобезпечної газової суміші. Негативним є те, що свердловину зупинено і відповідно зменшується обсяг видобування вуглеводневої сировини на період виконання робіт;

– другий експеримент передбачав експлуатацію свердловини на вимірювальну лінію УПГ. Швидкість руху газового потоку залежить від індивідуальних параметрів експлуатування свердловини. Важливим є те, що важко здійснювати контроль за рухом піни в шлейфі і відповідно визначати фактичну тривалість виконання робіт. До переваг цього заходу слід віднести забезпечення видобування вуглеводневої сировини, а також контроль видобувних можливостей свердловини під час виконання очищення шлейфа. Негативним наслідком застосування цього заходу є можливе надходження з газовим потоком високократної і стійкої піни на установку підготовки газу, що може негативно вплинути як на роботу сепараційного обладнання, так і відповідно на очищення газу.

Отже, враховуючи характеристики міжпромислових газопроводів Юліївського НГКР, що характеризуються однаковим діаметром, як і шлейфи газоконденсатних свердловин 85 та 60, доцільно буде провести промислові дослідження щодо застосування очищення внутрішньої порожнини за допомогою піни.

Розроблено дві методики, які передбачали видалення рідини зі стовбура газоконденсатних свердловин 566 та 126 Шебелинського ГКР піною (Додаток Д).

4.3 Промислові експериментальні дослідження ефективності очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів

У цей час на Юліївському ЦВНГК наявна система газопроводів між об'єктами видобутку, яка забезпечує подавання газу з різних родовищ на УКПГ-2 Юліївського НГКР, де відбувається вилучення рідинних вуглеводнів (вуглеводневого конденсату та пропан-бутанової фракції), а також підготовки газу та подавання його споживачам. Тому потрібно проводити моніторинг гідравлічного стану газопроводів, щоб забезпечувати стабільне транспортування природного газу та відповідно плановий обсяг видобутку.

Розраховано гідравлічну ефективність шести міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК, результати яких подано в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Технічні характеристики міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК та розрахункові значення їх коефіцієнтів гідравлічної ефективності

Номер газопроводу	Довжина газопроводу, м	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Коефіцієнт гідравлічної ефективності E, %
1	19360	114	12	88
2	5520	114	12	77
3	4975	114	12	74
4	5450	159	6	72
5	11280	114	10	80
6	12465/350	159/114	8/12	86

Результати аналізування свідчать, що найменшим є коефіцієнт гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів 2, 3 та 4. Тому слід вибрати оптимальний режим експлуатування їх для запобігання накопиченню забруднень. Для цього потрібно розробити та ужити відповідних заходів.

Для умов Юліївського ЦВНГК найприйнятнішими методами очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів є:

- подавання розчину ПАР;
- створювання швидкісного газового потоку;
- застосування пінних поршнів.

Розглянемо більш детально запропоновані методи очищення міжпромислових газопроводів. Для впровадження цих методів на газопроводах (1 – 6) Юліївського ЦВНГК рекомендовано облаштувати лінії для можливості під'єднати спеціальну техніку безпосередньо до газопроводу на виході з УПГ і вживати потрібні заходи (закачування розчинів тощо).

Перед застосуванням будь-якого із запропонованих методів було визначено ефективність експлуатування міжпромислових газопроводів, а саме: розраховували швидкість газового потоку, гідравлічну ефективність та

об'єм накопиченої рідини у внутрішній порожнині газопроводу. Після цього було виконано промислові дослідження ефективності застосування вибраного методу.

Перший метод передбачає видалення рідини із внутрішньої порожнини газопроводу подаванням розчину ПАР. Цей метод застосовували на міжпромислових газопроводах (1 – 6). Для цього використовували: автоцистерну з технічною водою, пересувний насосний агрегат, ПАР. Послідовність виконання робіт передбачала під'єднання пересувного насосного агрегату до технологічної лінії на УПГ із установленням зворотного клапана на нагнітальній лінії, опресування нагнітальної лінії, приготування розчину ПАР у мірнику та закачування його у внутрішню порожнину газопроводу.

Спочатку було розраховано об'єм накопиченої рідини у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів, а тоді визначено об'єм та концентрацію розчину ПАР для її видалення. Оскільки об'єм рідини містить як пластову і конденсаційну воду, так і вуглеводневий конденсат, то як ПАР використовували "Сольпен-10Т".

На практиці розчин ПАР закачували пересувним насосним агрегатом за таких умов:

- після введення в експлуатацію міжпромислового газопроводу подавали різну концентрацію від 3,0 % до 5,0 % і всього в об'ємі від 80 л до 100 л;

- за фактичного режиму експлуатування міжпромислового газопроводу подавали різну концентрацію від 3,0 % до 5,0 % і всього в об'ємі від 80 л до 100 л;

- у разі змінення режиму експлуатування газопроводу з зниженням тиску на вході в УКПГ-2 подавали різну концентрацію від 3,0 % до 5,0 % і всього в об'ємі від 80 л до 100 л;

– за фактичного режиму експлуатування міжпромислового газопроводу подавали різну концентрацію від 3,0 % до 5,0 % і порціями по 20 л – 30 л з витримкою в часі (5, 10, 15 хвилин).

За результатами експериментальних досліджень для міжпромислових газопроводів визначено об'єм та концентрацію розчину ПАР і періодичність його закачування. Рекомендації щодо застосовування розчину ПАР для міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК подано в таблиці 4.5.

Використовування розчину ПАР на практиці забезпечує винесення рідини з понижених ділянок газовим потоком на УПГ. Цей метод простий та ефективний. Під час його застосовування отримано позитивні результати щодо стабільного експлуатування міжпромислових газопроводів. Завдяки подаванню розчину ПАР у міжпромислові газопроводи багаторазово досягали очищення внутрішньої порожнини від накопиченої рідини і отримували підвищення їх гідравлічної ефективності від 2 % до 4,5 %.

Таблиця 4.5 – Рекомендації щодо застосовування розчину ПАР для міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК

Номер газопроводу	Об'єм розчину ПАР $V_{роз}$, л	Концентрація розчину N, %	Періодичність закачування розчину ПАР	Спосіб подавання розчину ПАР
1	120	6,0	1 раз на 12 днів	Розчин ПАР закачувати пересувним насосним агрегатом порціями за два періоди з витримкою в часі 5 хв
2	80	5,0	1 раз на 15 днів	
3	80	5,0	1 раз на 15 днів	
4	80	5,0	1 раз на 15 днів	
5	100	5,5	1 раз на 12 днів	
6	150	6,5	1 раз на 12 днів	

Для стабільного експлуатування міжпромислових газопроводів запропоновано заходи щодо подавання розчину ПАР у внутрішню

порожнину різними способами. Розглянемо ці способи на прикладі одного із міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК (Додаток Е).

Другий метод передбачає очищення внутрішньої порожнини газопроводів створюванням швидкісного газового потоку. Для цього потрібне індивідуальне зупинення експлуатування міжпромислових газопроводів (1 – 6) на певний час закриванням перекривної арматури на вході в УКПГ-2, а тоді її відкриванням і відновленням транспортування газу. Проведено низку досліджень, які передбачали зупинення експлуатування міжпромислового газопроводу за різного тиску. Під час припинення транспортування газу зростає статичний тиск на свердловинах і, відповідно, у міжпромисловому газопроводі. У подальшому через певний час відновлювали транспортування газу міжпромисловим газопроводом, що забезпечувало створення швидкісного потоку і винесення рідини з внутрішньої порожнини в напрямку руху газу на УКПГ-2. Діапазон значень зростання тиску в міжпромислових газопроводах визначали індивідуально. За результатами досліджень визначали періодичність цього заходу та максимальне значення зростання тиску за умови припинення транспортування газу. Під час досліджень, тиск першого ступеня сепарації УКПГ-2 становив 4,0 МПа. Після відновлення транспортування газу кожним із міжпромислових газопроводів (1 – 6) визначали швидкість газового потоку та коефіцієнт гідравлічної ефективності.

Для реалізації цього методу виконували:

- визначали тривалість та діапазон значень зростання тиску в міжпромислових газопроводах від 4,0 МПа до 6,5 МПа;
- відновлювали транспортування газу міжпромисловими газопроводами за різних значень зростання тиску в межах від 4,5 МПа до 6,5 МПа і слідкували за зниженням тиску в часі до тиску першого ступеня сепарації 4,0 МПа на УКПГ-2;

– відновлювали транспортування газу міжпромисловими газопроводами за умови зниження тиску першого ступеня сепарації на УКПГ-2 (з 4,0 МПа до 3,8 – 3,9 МПа);

– відновлювали транспортування газу міжпромисловими газопроводами за рахунок переведення на нижчий тиск першого ступеня сепарації на УКПГ-1, який становив 3,5 МПа, оскільки на УКПГ-2 – 4,0 МПа;

– виконували переведення міжпромислових газопроводів у режим самоочищення (продування), тобто з УКПГ-2 на УКПГ-1 та факельний амбар (за цих умов відбувалося різке зниження тиску з 4,0 МПа до атмосферного).

За результатами досліджень для газопроводів (1 – 6) встановлено максимальне значення зростання тиску, за якого відновлювали транспортування газу та визначали періодичність цього заходу. На підставі результатів досліджень надано рекомендації щодо створення швидкісного газового потоку в міжпромислових газопроводах Юліївського ЦВНГК, які подано в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Рекомендації щодо створення швидкісного газового потоку в міжпромислових газопроводах Юліївського ЦВНГК

Номер газопроводу	Місце контролю тиску	Тривалість зупинки газопроводу t, хв	Періодичність виконання заходу
1	Вхідні газопроводи на установці від'єднувальних пристроїв УКПГ-2	55	1 раз на 7 днів
2		30	1 раз на 10 днів
3		30	1 раз на 10 днів
4		30	1 раз на 10 днів
5		50	1 раз на 7 днів

Завдяки створенню швидкісного газового потоку в міжпромислових газопроводах було виконано очищення їх внутрішньої порожнини від накопиченої рідини, що дало змогу підвищити гідравлічну ефективність від 4 % до 7 %. У разі переведення міжпромислових газопроводів у режим самоочищення (продування на факельний амбар) отримували підвищення їх

гідравлічної ефективності як на 8 % – 10 %, так і понад 10 %, що залежало від величини тиску та тривалості заходу.

Під час використання першого та другого методів на міжпромислових газопроводах отримано позитивні результати щодо винесення накопиченої рідини із внутрішньої порожнини та відповідно підвищення гідравлічної ефективності. Ефективність цих методів залежить від наявності високих робочих тисків на свердловинах. Запропоновано використовувати такі методи із певною періодичністю.

Третій метод передбачає очищення внутрішньої порожнини газопроводу за допомогою пінних поршнів. Для очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин та міжпромислових газопроводів можна застосовувати різні технології для створювання піни різної кратності (низької, середньої та високої).

Промислові дослідження очищення міжпромислового газопроводу піною виконано на Юліївському ЦВНГК. Експерименти проводили на двох міжпромислових газопроводах. Один міжпромисловий газопровід від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 114 мм, товщиною стінки 12 мм та довжиною 5520 м. Другий міжпромисловий газопровід від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР зовнішнім діаметром 159 мм товщиною стінки 8 мм та довжиною 12465 м з переходом до зовнішнього діаметра 114 мм товщиною стінки 12 мм і довжиною 350 м.

Експериментальні дослідження вирішено виконати саме на цих міжпромислових газопроводах через такі критерії:

- відносно велика довжина міжпромислових газопроводів (один близько 5,6 км, а другий близько 13 км);

- перевищення фактичного значення коефіцієнта гідравлічного опору над теоретичним (зокрема через наявність різного роду забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів, які зазвичай є багатоконпонентною сумішшю, до складу якої входять пластова та

конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол тощо);

- низьке значення коефіцієнта гідравлічної ефективності 79 % та 82 %;
- наявність висхідних та низхідних ділянок;
- наявність багатьох місцевих опорів (відводів, трійників тощо).

Перед проведенням експерименту треба обрати оптимальну ПАР на основі досліджень її характеристик. Для цього виконали ряд лабораторних досліджень щодо властивостей різних ПАР, які можна в подальшому використовувати для створювання піни та очищування внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів.

Так, лабораторно дослідили пінотворні властивості ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т". На підставі проведених досліджень зазначених ПАР визначено стійкість піни досліджуваної моделі мінералізованої пластової води, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl_2) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl), густиною від 1,075 г/см³ до 1,087 г/см³ за температури 20 °С та концентрації розчину ПАР 0,5 %, 1 %, 1,5 % та 2 %. Окрім цього, до досліджуваної моделі додавали стабільний конденсат густиною від 0,757 г/см³ до 0,765 г/см³ різної концентрації. Установлено, що із чотирьох ПАР найкращі характеристики щодо стійкості піни (понад 2700 с) має розчин ПАР "Сольпен-10Т" 2 %.

Виконали лабораторні дослідження для визначення фізико-хімічних показників на відповідність технічним умовам та паспорту якості.

Для досліджень використали модель мінералізованої пластової води питомою вагою 1,087 г/см³, що містить 50 г/л хлориду кальцію (CaCl_2) та 100 г/л хлориду натрію (NaCl). Окрім цього, використано стабільний конденсат питомою вагою 0,789 г/см³. Результати лабораторних досліджень ПАР подано в таблиці 4.7.

За результатами лабораторних досліджень встановлено, що надана проба ПАР "Сольпен-10Т" відповідає вимогам ТУ У 24.6-23913269-001-2001

та паспорту якості. Отже, цю ПАР можна використовувати для промислових досліджень.

Таблиця 4.7 – Результати лабораторних досліджень фізико-хімічних показників ПАР

Назва показника	Норма згідно ТУ	ПАР "Сольпен-10Т"
Зовнішній вид та колір	Рідина коричневого кольору. Допускає осад	Відповідає
Питома вага за 20 °С, г/см ³	не менше ніж 1,040	1,050
Показник концентрації водневих іонів рН 1 %-го розчину	5-10	8
Стійкість піни 0,5 %-го розчину за 20 °С за вмісту вуглеводневого конденсату 10 %, с	не менша ніж 300	1440
Стійкість піни 0,5 %-го розчину за 60 °С за вмісту вуглеводневого конденсату 10 %, с	не менша ніж 150	840
Стійкість піни 1,0 %-го розчину за 60 °С за вмісту вуглеводневого конденсату 30 %, с	не менша ніж 150	900

За результатами першого експерименту встановлено, що на міжпромисловому газопроводі від УППГ Східного блоку свердловин до УКПГ-2 Юліївського НГКР (кратність піни становила від 80 до 90) гідравлічна ефективність збільшилась на 10,5 %. Натомість, за результатами другого експерименту встановлено, що на міжпромисловому газопроводі від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР (кратність піни становила від 50 до 60) гідравлічна ефективність збільшилась на 5,7 %. Цю технологію доцільно використовувати як для рівномірно прохідних ділянок, так і для ділянок з багатьма місцевими опорами.

Для виконання цього методу використовували: автоцистерну з технічною водою, пересувний насосний агрегат, дві пересувні азотні компресорні станції, піногенератор ПАР, зворотний клапан. Послідовність виконання робіт передбачала під'єднання пересувного насосного агрегату та

двох пересувних азотних компресорних станцій до двох індивідуальних ліній піногенератора для подавання розчину ПАР та вибухобезпечної газової суміші відповідно, а третю лінію – до міжпромислового газопроводу з установленням на ній зворотного клапана для нагнітання утвореної піни. Після цього опресували нагнітальну лінію, підготували розчин ПАР у мірнику, подавали вибухобезпечну газову суміш (склад за об'ємом: азот не менше 90 % та кисень не більше 10 %) у піногенератор, а потім подавали розчин ПАР, після чого створену піну нагнітали у внутрішню порожнину міжпромислового газопроводу. Для створювання піни застосовували 2 % водний розчин ПАР.

Очищати міжпромислові газопроводи можна аналогічно одному із двох виконаних експериментів, що передбачає:

1) припинення транспортування газу міжпромисловим газопроводом на час очищення. Знижування тиску до атмосферного або ж часткового його знижування, а потім постійного нагнітання вибухобезпечної газової суміші та періодичного нагнітання піни;

2) перемикання міжпромислового газопроводу для надходження транспортованого газу з основної на вимірювальну лінію УКПГ-2 через сепаратор та на УКПГ-1 без знижування тиску за фактичного режиму експлуатування. При цьому вибухобезпечну газову суміш та піну нагнітають періодично.

У обох випадках забруднення із внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу надходять на установку підготовляння газу, де їх збирають.

Результати виконаних робіт свідчать про ефективність очищення і доцільність подальшого випробовування на міжпромислових газопроводах різних діаметрів. Об'єм розчину ПАР та його концентрація для створювання піни та очищення внутрішньої порожнини залежить від діаметра, довжини газопроводу та об'єму накопичених забруднень, які потрібно видалити.

Важливо зазначити, що до переваг пінного поршня слід віднести таке: простота використання, відсутність виникнення гідравлічних ударів і запобігання застряганню під час руху в газопроводі, можливість застосування як на нерівнопрохідних, так і на рівнопрохідних ділянках, відсутність зношення елементів конструкції очищувального пристрою, достатньо ефективного очищення газопроводів. З огляду на отримані результати досліджень варто зазначити, що:

- тільки за результатами лабораторних досліджень обирати ПАР, які мають найкращі характеристики щодо стійкості піни для подальшого застосовування під час очищення газопроводів;

- перед очищенням газопроводу важливо враховувати його діаметр і довжину, оскільки будь-який ПАР характеризується стійкістю піни в часі, тому її застосування для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу має обмеження;

- перед застосовуванням ПАР треба виконати лабораторні дослідження зразка проби для визначення фізико-хімічних показників на відповідність якості згідно з паспортом, наданим виробником;

- застосування розчину ПАР за різної температури навколишнього середовища впливає на піноутворюючі властивості;

- збільшення кратності піни сприяє покращенню очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів від забруднень;

- стійкість піни зростає зі збільшенням концентрації розчину ПАР до певної межі (граничного насичення адсорбційного шару), а потім знижується;

- кратність піни залежить як від піноутворюючих властивостей розчину ПАР, так і від методу його отримання, зокрема, від відношення об'єму газу і розчину піноутворювача;

- ефективність очищення внутрішньої порожнини газопроводу залежить від фізико-хімічних показників піни та забруднень, які потрібно

видалити. Так, за результатами лабораторних досліджень встановлено, що наявність вуглеводневого конденсату призводить до зниження стійкості піни;

– перед очищенням газопроводу важливо знати об'єм накопичених рідинних забруднень у внутрішній порожнині для видалення, а також їх склад, що дасть змогу обрати оптимальний об'єм розчину ПАР для створювання піни.

Висновки до четвертого розділу

1. На основі аналізування стану восьми газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР з урахуванням результатів досліджень складено методику видалення рідини зі стовбура застосуванням розчину ПАР. Досягнуто збільшення видобутку на 10 %. За результатами проведених експериментально-промислових досліджень внесено корективи в методику.

2. За результатами досліджень гідравлічної ефективності системи збирання газу Юліївського НГКР встановлено, що на двох свердловинах 85 та 60 низький її рівень, причиною чого є забруднення шлейфів рідиною. Запропоновано пінне очищення внутрішньої порожнини шлейфів з використанням піни кратністю від 40 до 100, впровадження якого дало змогу збільшити коефіцієнти гідравлічної ефективності на величину від 7 % до 12 %.

3. Результати досліджень свідчать, що через накопичення рідини у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК коефіцієнт їхньої гідравлічної ефективності складає від 72 % до 88 %. Для підвищення його рівня запропоновано очищати їх із застосуванням пінотворних ПАР і створенням швидкісного потоку в міжпромислових газопроводах. За результатами дослідно-промислових експериментів отримано збільшення коефіцієнта гідравлічної ефективності на величину: від 2,0 % до 4,5 % подаванням розчину ПАР, від 4,0 % до 7,0 % створенням швидкісного газового потоку та від 5,7 % до 10,5 % подаванням піни середньої кратності від 50 до 90.

4. Завдяки розробленим методикам та впровадженню їх на двох свердловинах 566 та 126 Шебелинського ГКР, отримано позитивний результат, який полягає у видаленні рідини із вибою і збільшенні дебіту газу від 0,2 тис. м³/д до 2,6 тис. м³/д та від 0,3 тис. м³/д до 4,9 тис. м³/д відповідно.

ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливе науково-практичне завдання, що полягає у встановленні закономірностей впливу підвищення гідравлічної ефективності системи збору та міжпромислового транспортування газу на збільшення продуктивності свердловин та видобуток газу із виснажених газоконденсатних родовищ, а саме:

1. Дослідження гідравлічної ефективності систем збирання газу і аналізування літературних даних дали змогу встановити, що причинами зниження гідравлічної ефективності є накопичення рідини та гідратуутворення. На основі аналізування експериментальних даних визначено обсяг рідинних забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів, який більший від розрахункового на 6 %.

Виконане CFD моделювання газових потоків у понижених ділянках газопроводу за наявності рідинної фази дало змогу встановити закономірності втрат тиску в місцях накопичення рідинних забруднень у внутрішній порожнині та зрозуміти фізичну сутність газодинамічних процесів. На підставі аналізу фактичних даних експлуатування міжпромислових газопроводів, розрахунків чисельним методом та промислових досліджень вперше сформульовано основні чинники, які негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності. Це дало змогу контролювати параметри технологічного процесу для запобігання зниженню коефіцієнта гідравлічної ефективності та зменшенню видобутку газу.

2. Запропоновано використання технологій штучного інтелекту для розв'язання задач прогнозування гідратуутворень на ділянках трубопроводів об'єктів видобутку. Розроблено методику створення штучної нейронної мережі як алгоритму опрацювання інформації та прогнозування процесів утворення гідратів у системах збирання і підготовляння газу. Указана нейронна мережа є програмним продуктом з розрахованими в середовищі MATLAB ваговими коефіцієнтами та можливістю адаптації параметрів

вказаної мережі до оновлених і доповнених вхідних даних у процесі її експлуатування.

3. Розроблено спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів. Для цього запропоновано КАП розчину ПАР у свердловину та/або шлейф, який доцільно розмістити на усті.

4. Розроблено спосіб запобігання надходження піни у газорідинному потоці на УПП, який передбачає облаштування технологічної схеми для подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідинний потік, що дасть змогу мінімізувати негативний вплив на сепараційне обладнання.

На основі CFD моделювання газодинамічних процесів, які відбуваються під час руйнування піни розробленим способом встановлено, що у разі подавання стабільного вуглеводневого конденсату з одного патрубку не відбувається повне руйнування піни. Причинами є те, що у цьому випадку не відбувається зміни тиску у трубопроводі, а також стабільний вуглеводневий конденсат під дією сили тяжіння рухається в нижній частині трубопроводу, а у верхній частині залишається піна. Повне руйнування піни спостерігалось коли стабільний вуглеводневий конденсат подавався з чотирьох патрубків. На такий ефект має значний вплив виникнення зони зниження тиску в трубопроводі в місці закачування. На основі результатів моделювань розроблено ефективний пристрій для руйнування піни стабільним вуглеводневим конденсатом.

5. Дослідження пінотворних властивостей ПАР "Стінол-НГ", "Савінол", "Сульфанола" та "Сольпен-10Т" дали змогу вибрати найефективнішу та встановити її оптимальну концентрацію з погляду кратності і стійкості піни. Експериментальні дослідження, проведені на розробленому стенді, дали змогу встановити закономірності процесу очищення трубопроводів від рідинних забруднень піною. Встановлено, що основним чинником, який найбільше впливає на ефективність очищення внутрішньої порожнини трубопроводу піною, є об'ємна витрата повітря за оптимальної концентрації розчину ПАР. Оброблення результатів досліджень

методами кореляційного аналізу із застосуванням методики раціонального планування експерименту дало змогу отримати залежність ступеня очищення внутрішньої порожнини трубопроводу від параметрів технологічного процесу, яку покладено в основу методики оцінення ефективності очищення трубопроводів.

6. На основі аналізування стану восьми газоконденсатних свердловин 50, 58, 63, 65, 66, 68, 73, 83 Юліївського НГКР з урахуванням результатів досліджень складено методику видалення рідини зі стовбура застосуванням розчину ПАР. Досягнуто збільшення видобутку на 10 %. За результатами проведених експериментально-промислових досліджень внесено корективи в методику.

Завдяки розробленим методикам та впровадженню їх на двох свердловинах 566 та 126 Шебелинського ГКР, отримано позитивний результат, який полягає у видаленні рідини із вибою і збільшенні дебіту газу від 0,2 тис. м³/д до 2,6 тис. м³/д та від 0,3 тис. м³/д до 4,9 тис. м³/д відповідно.

7. За результатами досліджень гідравлічної ефективності системи збирання газу Юліївського НГКР встановлено, що на двох свердловинах 85 та 60 низький її рівень, причиною чого є забруднення шлейфів рідиною. Запропоновано пінне очищення внутрішньої порожнини шлейфів з використанням піни кратністю від 40 до 100, впровадження якого дало змогу збільшити коефіцієнти гідравлічної ефективності на величину від 7 % до 12 %.

Результати досліджень свідчать, що через накопичення рідини у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів Юліївського ЦВНГК коефіцієнт їхньої гідравлічної ефективності складає від 72 % до 88 %. Для підвищення його рівня запропоновано очищати їх із застосуванням пінотворних ПАР і створенням швидкісного потоку в міжпромислових газопроводах. За результатами дослідно-промислових експериментів отримано збільшення коефіцієнта гідравлічної ефективності на величину від 2,0 % до 10,5 %.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 416 с.
2. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
3. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. д-рів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
5. Сайт НАК "Нафтогаз України". URL: <http://www.naftogaz.com>.
6. Сайт АТ "Укргазвидобування". URL: <http://ugv.com.ua>.
7. Сайт Міністерства енергетики України. URL: <http://mev.gov.ua>.
8. Комплексный проект доразработки Шебелинского ГКМ. Договор 51.141/89-90 / Григорьев В.С. и др. Харьков: УкрНИИГаз, 1990.
9. Особливості розробки Шебелинського ГКР / М.І. Мачужак, С.О. Паюк, В.І. Жмурков, С.В. Кривуля, Є.С. Бікман, В.В. Соболев, О.М. Щирба. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 1. С. 3-6.
10. Проблеми та перспективи до розробки Шебелинського ГКР / С.В. Кривуля, Є.С. Бікман, Ю.Л. Фесенко, А.П. Вахрив, В.В. Соболев, О.М. Щирба. *Міжнародна науково-технічна конференція ІФНТУНГ "Нафтогазова енергетика-2017"*: тези доповідей, 15-19 травня 2017 р. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2017. С. 85-87.
11. Щирба О., Письменна Л. та ін. Аналіз розробки та обґрунтування заходів зниження темпів падіння видобутку Шебелинського ГКР: Звіт про НДР. Х.: УкрНДІГаз, 2019. 129 с.
12. Технологический проект опытно-промышленной эксплуатации Юльевского НГКМ: отчет о НИР по договору 51.468/92-92 / руководитель договора Борисовец И. И. Харьков: УкрНИИГаз, 1992. 272 с.

13. Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР: звіт (заключний) / керівник В. Щербина – договір тема 51.272/2004-2006. Харків: УкрНДІгаз, 2006. Т. 1. 324 с.

14. Вяхирев Р.И., Грищенко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. 880 с.

15. Обґрунтування оптимальних методів очищення газопроводів для різних структур газорідних потоків / П.В. Горін, Д.Ф. Тимків, М.І. Братах, О.О. Філіпчук. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 3. No 2. P. 36-42.

16. Дорошенко Я.В. Наукові основи оцінювання енерговитратності та забезпечення працездатності складних трубопровідних систем: дис. докт. техн. наук: 05.23.03. Івано-Франківськ, 2020. 405 с.

17. Стецюк С.М. Вплив газорідної суміші на пропускну здатність промислових та міжпромислових газопроводів: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.23.03. Харків, 2010. 22 с.

18. Братах М.І., Рузіна І.М., Соболева А.В. Динаміка рідинних формувань в порожнині міжпромислового газопроводу. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2009. Вип. XXXVII. С. 287-293.

19. Братах М.І., Добрунов Д.Є., Шкейр А. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режими роботи об'єктів газовидобувного комплексу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 4(65). С. 59-64.

20. Кисельова С.О., Бондаревська Л.О., Летюк Є.О., Тюрін В.В. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на базі відцентрових сепараційних елементів. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2009. Вип. XXXVII. С. 225-230.

21. Науково-технічне супроводження дослідно-промислової експлуатації сепараційного обладнання родовищ

ГПУ "Харківгазвидобування": звіт (заключн.) / керівники: М. Чусь, В. Тюрін. 43.226/2005-2005. Х.:УкрНДІгаз, 2005. 57 с.

22. Авторський нагляд за впровадженням газосепараторів модернізованих контактено-сепараційними елементами УкрНДІгазу: звіт (заключн.) / керівники: Є. Летюк, В. Тюрін. 43.635/2006-2006. Х: УкрНДІгаз, 2006. 124 с.

23. Братах М.І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки: дис. канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2008. 150 с.

24. Гусейнов И.С., Черникин В.И. Влияние жидкостей на работу газопроводов. К: ВНИИОЭНГ, 1966. 64 с.

25. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. М: Недра, 1988. 220 с.

26. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1973. 280 с.

27. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режим роботи об'єктів газовидобувного комплексу / М.І. Братах, С.О. Саприкін, І.М. Рузіна, А.В. Соболева, З.В. Шеїна. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2014. Вип. ХЛІ. Т. 2. С. 104-110.

28. Васильев В.Г., Ермаков В.И., Жабреев И.П. Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник. М.: Недра, 1983.

29. Hammerschmidt E.G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. *Industrial and Engineering Chemistry*. 1934. Vol. 26. No 8. P. 851-855.

30. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980. 296 с.

31. Макогон Ю.Ф., Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газов. М.: Недра, 1966. 187 с.

32. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1971. 104 с

33. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1989. 286 с.
34. Розгонюк В.В., Хачикян Л.А., Григіль М.А., Удалов О.С., Нікішин В.П. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довід. Київ: Росток, 1998. 432 с.
35. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. 301 с.
36. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. Ч. I. 234 с.
37. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. Ч. II. 319 с.
38. Дячук В.В., Бікман Є.С., Кисельова С.О.. Проектування, розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посібник. Х.: Бурун і К, 2009. 304 с.
39. Александров А.В., Яковлев Е.И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта. М.: Недра, 1972. 93 с.
40. Бахвалов И.С. Численные методы. М.: Наука, 1973. 631 с.
41. Ходанович Е.И. Нефелова Н.Ф. Об изменении эффективности газопровода. *Труды ВНИИгаза*. 1957. Вып. 2. С. 127-129.
42. Ходанович И.Е. Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.Н. Тепловые режимы магистральных газопроводов. М.: Недра, 1971. 216 с.
43. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. и др. Трубопроводный транспорт газа. М.: Наука, 1976. 491 с.
44. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов. *Девятая международная деловая встреча "Диагностика – 99"*. Сочи, апрель 1999 г. М.: ИРЦ Газпром, 1999. С. 11-23.
45. Грудз В.Я. Грудз Я.В., Костів В.В., Тимків Д.Ф. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 512 с.

46. Жидкова М.А. Трубопроводный транспорт газа. К.: Наукова думка, 1973. 142 с.
47. Капцов И.И., Гончаров В.Н. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности. *Газовая промышленность*. 1990. № 4. С. 28-30.
48. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами. *Изв. вузов. Нефть и газ*. 1968. № 2. С. 72-76.
49. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода. *Трубопроводный транспорт нефти и газа*: 1963. Вып.45. С. 83-88.
50. Режимы газотранспортных систем / Є.І. Яковлєв, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. Львів: Світ, 1992. 170 с.
51. Роуз Х. Механика жидкости. М.: Изд-во лит. по строительству, 1967. 410 с.
52. Варгафтик Н.П. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Наука, 1972. 720 с.
53. Лейбензон А.С. Собр. соч в 7 т. М.: Изд-во АН СССР. Т. 3. Нефтепромысловая механика. 678 с.
54. Исаев С.И. и др. Теория тепломассообмена / под ред. А.И. Леонтьева. М.: Высшая школа, 1978. 406 с.
55. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. М.: Мингазпром, 1986. Ч. 1. Газпром., 1986
56. Бахвалов И. С. Численные методы. М.: Наука, 1973. 631 с.
57. Белоконь Н.И. Термодинамика. Л.: Госэнергоиздат, 1954. 416 с.
58. Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. та ін. Трубопровідний транспорт газу. К.: АренаЕКО, 2002. 600 с.

59. Якимів М.М. Вдосконалення методів прогнозування гідравлічної ефективності газотранспортної системи: дис. канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2015. 147 с.

60. Грудз В.Я., Лінчевський М.Т., Михалків В.Б. та ін. Керування режимами газотраспортних систем. К.: Укргазпроект, 1996. 140 с.

61. Яковлев Є.І., Казак О.С., Михалків В.Б. та ін. Режими газотранспортних систем. Л: Світ, 1992. 170 с.

62. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Костів В.В. Обслуговування і ремонт газопроводів. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 711 с.

63. Братах М.І. Оцінка гідравлічного стану промислових газопроводів і розробка способу їх очистки: автореф. канд. техн. наук: 05.23.03. Івано-Франківськ, 2006. 22 с.

64. Деякі питання визначення об'єму забруднень газопроводів / Я. І. Сенишин, М.І. Фещенко, М.І. Братах та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2002. № 3. С. 88-91.

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

66. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (частина І). *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 3. С. 36-40.

67. Братах М.І., Заїд Халіл Ібрахім, Гребенюк С.Д. Вплив гідравлічного стану системи промислових газопроводів на режими роботи об'єктів газовидобувного комплексу. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2015. №1. С. 22-26.

68. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (частина ІІ). *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 4. С. 27-32.

69. Грудз В.Я. Грудз Я.В., Костів В.В., Тимків Д.Ф. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2012. 512 с.
70. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу: дис. д-ра техн. наук: 05.14.01. Київ, 1999. 412 с.
71. Філіпчук О.О. Розроблення методів підвищення ефективності та керування газопотоками системи збору газу виснажених родовищ: дис. канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ, 2019. 183 с.
72. Кондрат О.Р., Гедзик Н.М. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4 (45). С. 164-178.
73. Корякин А.Ю., Николаев О.А., Гузов В.Ф. и др. Актуальные вопросы завершающей стадии разработки основных базовых месторождений ООО "Газпром добыча Уренгой". Переход к ликвидационным работам и порядок их проведения. *Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса*: сб. науч. тр. М.: Недра, 2013. С. 58-62.
74. Минликаев В.З. Анализ состояния газопромысловых объектов ВГП и мероприятий, направленных на повышение надежности и эффективности оборудования трубопроводов на поздней стадии разработки. *Проблемы добычи и обустройства газовых и газоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки*: материалы НТС. М.: ИРЦ Газпром, 1997. С. 69-78.
75. Будзуляк Б.В., Чириков К.Ю., Жилина Л.В. Энергосберегающие технологии при добыче, транспорте и использовании газа в России / под ред. чл.-корр. РАН А.И. Гриценко. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1997. 298 с.
76. Бугрий О.Е., Нанивский Е.М., Кульков А.Н. и др. Проблемы и перспективы добычи низконапорного газа на месторождениях Западной Сибири. *Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса*: сб. науч. тр. М.: Недра, 2013. С. 389-396.

77. Скоробогач М.А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье. *Технологии нефти и газа*. 2011. № 6. С. 42-47.

78. Капцов І.І., Хоменко Г.О., Братах М.І. Причини збільшення перепадів тиску по трасі газопроводів системи видобутку і збору газу. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2005. Вип. XXXIII. С. 99-107.

79. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин, Т.В. Чельцова, Р.А. Митницкий. *Вести газовой науки: Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. 2015. № 3 (23). С. 109-115.

80. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1987. 309 с.

81. Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на Юліївському НГКР. *VI Конференція молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування"*: доповідь. Чорноморськ. 2009.

82. Патент Російської Федерації №2017941, МПК E21B43/00. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Минигулов Р.М., Шадрин В.И. заявл. 19.11.1990; Оpubл. 15.08.1994. Бюл. 1.

83. Воловецький В.Б., Щирба О.М., Витязь О.Ю. та ін. Особливості видобування вуглеводнів на Юліївському НГКР. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. №1. С. 33-45.

84. Патент Російської Федерації №2687721, МПК E21B43/00. Способ и устройство устранения жидкостных пробок в газосборных коллекторах / Голяков Д.П., Кудияров Г.С., Абубакиров Л.Ф. и др. Заявл. 17.04.2018; Оpubл. 15.05.2019. Бюл. 1.

85. Патент України № 133078, МПК E21B43/00, E21B43/25. Спосіб видалення і збору рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів / Алі Шкейр, Братах М.І. Заявл. 01.10.2018; опубл. 25.03.2019; Бюл. 5.

86. Довідник працівника газотранспортного підприємства / В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв, М.А. Григіль, О.О. Болокан, Л.А. Хачикян, Ю.М. Герасименко. К.: Росток, 2001. 1090 с.

87. Фролов Ю.А., Новоселов В.Ф. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов: учеб. пособ. Уфим. нефт. ин-т. Уфа: УНИ, 1989. 92 с.

88. Ахмадуллин К.Р., Гумеров А.Г., Новоселов В.Ф. и др. Перспективы применения полимерных гелей в трубопроводном транспорте. *Нефть и газ*. 1997. № 1. С. 159-160.

89. Булейко В.М, Булейко В.В., Салюков В.В. Технология очистки шлейфов скважин с использованием гелевых поршней. *Разработка месторождений углеводородов*. 2008. № 12 (57). С. 290-297.

90. Ловик Х. Применение гелей для очистки трубопроводной системы. *PipelineInd*. 1985. Т. 64. № 6. С. 23-26.

91. Патент України №78315, МПК B08B 9/04, C09K 8/52. В'язко-пружний очисний поршень / Кондрат Р.М., Угриновський А.В., Петришак В.С., Огерук І.М. Заявл. 11.10.2012; Опубл. 11.03.2013; Бюл. № 5.

92. Дослідно-промислові випробування технології очищення внутрішньої порожнини шлейфів свердловин Хідновицького газового родовища / Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський, О.С Сендега, В.Є. Блізняков, Т.В. Потятинник. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2018. № 1. С. 12-19.

93. Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: *IV Международная молодежная научно-практическая конференция "Перспективы и проблемы импортозамещения"*: тезисы докладов, 17–20 ноября 2015 г. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2015. 92 с.

94. Капцова Н.І. Підвищення ефективності експлуатації та ремонту міських газопроводів: дис. канд. техн. наук: 05.23.03. Харків, 2018. 150 с.

95. Гвоздев Б.П. Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справочное пособие. М.: Недра, 1988. 575 с.

96. Підвищення продуктивності низькодебітних обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Ю.В. Марчук, І.І. Хомин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. № 3 (24). С. 14-17.

97. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. М.: Недра, 1984. Т.1 / под ред. Ю.П. Коротаяева, Р.Д. Маргулова. 360 с.

98. Дослідження ефективності видалення рідини зі свердловин Шебелинського газоконденсатного родовища в залежності від концентрації поверхнево-активних речовин / А.В. Гнітко, Л.В. Воловик, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, С.Б. Поповиченко. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2009. Вип. XXXVII. С. 186-190.

99. Експеримент з масового застосування розчину поверхнево-активних речовин на свердловинах Шебелинського родовища / А.В. Гнітко, А.В. Дьомін, В.І. Жмурков, Д.М. Когуч, З.І Івашко, О.А. Білик. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2013. Вип. XLI. С. 160-163.

100. Використання ПАР (спінювачі і деемульгатори) при видобуванні і підготовці рідких вуглеводнів в ГПУ "Полтавагазвидобування" / Л.В. Роботько, Д.Т. Мірошниченко, М.С. Педик, О.М. Кітура, А.Є. Сказко. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2012. Вип. XL. С. 186-190.

101. Використання ПАР піноутворювачів при видобуванні рідких вуглеводнів на родовищах ГПУ "Львівгазвидобування" / Л.В. Роботько, В.Л. Отрішко, Д.Т. Мірошниченко, М.С. Ліпнягов, А.Є. Сказко, Д.Р. Пітула.

Питання розвитку газової промисловості України. 2015. Вип. XLIII. С. 62-67.

102. Патент України №72082, МПК E21B 43/12. Спосіб видалення рідини зі свердловини / Воловик Л.В., Гнітко А.В., Коцаба В.І., Кривуля С.В., Світлицький В.М., Фесенко Ю.Л., Кутінов С.О., Когуч Д.М., Жмурков В.І. Заявл. 22.12.2011; Опубл. 10.08.2012; Бюл. № 15.

103. Інтелектуальний потенціал – основа розвитку підприємства / А.П. Вахрив, Д.М. Когуч, О.В. Дідошак, Г.М. Савченко, М.А. Попов, С.О. Нестеренко. *Нафтогазова галузь України*. 2016. Вип. 4. С. 10-11.

104. Воловецький В.Б., Коцаба В.І., Витязь О.Ю. та ін. Технології видалення рідини із газових та газоконденсатних свердловин. *Нафтогазова енергетика*. 2016. № 2. С. 19-34.

105. Щодо пінної технології очищення та інгібування газопромислового і газотранспортного обладнання / В.М. Гончаров, А.П. Мельник, Л.О. Костенко, О.А. Дегтярьов, М.В. Гончаров. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2010. Вип. XXXVIII. С. 179-184.

106. Очищення шлейфів свердловин від забруднень за допомогою пінних поршнів / В.С. Марінін, А.Я. Строгій, В.М. Гончаров, Л.О. Костенко. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2007. Вип. XXXV. С. 141-144.

107. Дячук В.В., Тихомиров В.К., Гончаров В.Н., Капцов И.И.. Очистка газопроводов с помощью пен. Одесса: Папирус, 2002. 210 с.

108. Піногенератор для очистки та інгібування внутрішньої поверхні газопромислового обладнання і результати його промислових випробувань / В.В. Дячук, В.М. Гончаров, С.В. Чопань, Р.В. Бойко, О.І. Гончаров, Л.О. Костенко. *Питання розвитку газової промисловості України*. 2003. Вип. XXXI. С. 199-205.

109. Капцов И.И. Очистка газопроводов с использованием поверхностно-активных веществ. *Комунальне господарство міст*. 2014. № 112. С. 107-111.

110. Редько А.Ф. Капцов И.И. Пеногенератор высокократных пен для очистки газопроводов под давлением. *Motrol. Commission of motorization and energetics in agriculture*. 2014. Vol.16. No. 6. P. 101-108.

111. Dall'Acqua D., Benucci M., Corvaro F., Leporini M., Cocci Grifoni R., Del Monaco A., Di Lullo A., Passucci C. Marchetti B. Experimental results of pipeline dewatering through surfactant injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017.

112. Tuna E. Foam characterization effects of bubble size and texture. *Degree thesis, of Master of Science in Petroleum and Natural Gas Engineering*. 2004. DOI: 10.13140/RG.2.2.24491.69920.

113. Xia G.D., Chai L. Influence of surfactant on two phase flow regime and pressure drop in upward inclined pipes. *Journal of Hydrodynamics*. 2012. Vol 24 (1). P. 39-49.

114. Squires K., Eaton j. Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. *Phys. Fluid*. 1990. Vol. 2. № 7. P. 1191-1203.

115. The FLUENT User's Guide, Fluent Inc. Vol. 2. Chapter 9. 2001.

116. Haykin S.S., Neural Networks. A Comprehensive Foundation. 2Nd Ed., Prentice-Hall Of India Pvt. Limited. 823 p. 1999.

117. Маркова Е.В., Лисенков А.Н. Планирование эксперимента в условиях неоднородности. К: Наука, 1973. 221 с.

118. Алексеев В.П., Зайцев О.Ю. Теория планирования эксперимента в задачах влагометрии природного газа. *Газовая промышленность*. 2003. № 4. С. 33-34.

119. Алексеев В.П., Озеркин Д.В. Основы научных исследований. Томск: ТУСУР, 2001. 171 с.

120. Бойко Н.Г. Теория и методы инженерного эксперимента: курс лекций. Донецк: ДонНТУ, 2009. 158 с.

121. Дорошенко В.М. Основи наукових досліджень: навчальний посібник. Київ: ІСДО, 1993. 128 с.

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні результати дисертації

1. **Volovetskyi V. B.**, Uhrynovskyi A. V., Doroshenko Ya. V., Shchyrba O. M., Stakhmych Yu. S. Developing a set of measure stoprovide maximum hydraulic efficiency of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2020. Vol. 101. No. 1. P. 27-41. **(індексується в Scopus)**. (Особистий внесок – запропонував комплекс заходів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів системи збирання газу газоконденсатних родовищ. Експериментально дослідив ефективність застосовування технології очищення трубопроводів. Підготував статтю до опублікування).

2. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Tarayevs'kyu O. S., Shchyrba O. M., Doroshenko J. I., Stakhmych Yu. S. Experimental effectiveness studies of the technology for cleaning the inner cavity of gas gathering pipelines. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 105. No. 2. P. 61-77. **(індексується в Scopus)**. (Особистий внесок – запропонував комплекс заходів для покращення гідравлічного стану міжпромислових газопроводів. Експериментально дослідив ефективність застосовування технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. Підготував статтю до опублікування).

3. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Rybitskyi I. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Developing a complex of measures for liquid removal from gas condensate wells and flowlines using surfactants. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2021. Vol. 108. No. 1. P. 24-41. **(індексується в Scopus)**. (Особистий внесок – розробив комплексні заходи для підвищення ефективності експлуатування газоконденсатних свердловин. Запропонував новий підхід щодо застосовування розчину поверхнево-активних речовин, а також руйнування піни в газорідному потоці. Підготував статтю до опублікування).

4. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Dzhus A. P., Rybitskyi I. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Investigation of gas gathering pipelines operation efficiency and selection of improvement methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2021. Vol. 107. No. 2. P. 59-74. (**індексується в Scopus**). (Особистий внесок – проаналізував вплив накопичень рідинних забруднень у внутрішній порожнині на ефективність експлуатування міжпромислових газопроводів. Експериментально дослідив ефективність очищення міжпромислових газопроводів різними методами. Підготував статтю до опублікування).

5. **Воловецький В. Б.**, Витязь О. Ю., Щирба О. М., Коцаба В. І., Коцаба Н. М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ Наріжнрянського ГКР до УКПГ 2 Юліївського. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №3 (44). С. 158-165. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислового газопроводу, розрахував гідравлічну ефективність та об'єм забруднень. Дослідив ефективність експлуатування газопроводу та визначив об'єм забруднень експериментально. Запропонував заходи для підвищення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу. Підготував статтю до опублікування).

6. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3 (48). С. 147-155. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислового газопроводу. Установив основні причини зниження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу. Експериментально дослідив ефективність застосування очищення внутрішньої порожнини газопроводу створюванням високошвидкісного потоку газу. Підготував статтю до опублікування).

7. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М., Величко В. В., Витязь О. Ю., Дорошенко Я. В. Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №4 (48). С. 127-136. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував проблемні питання, які виникають під час експлуатування свердловин на виснажених родовищах. Запропонував комплекс заходів для підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

8. **Воловецький В. Б.**, Витязь О. Ю., Коцаба В. І., Щирба О. М. Способи очищення внутрішньої порожнини шлейфів газових та газоконденсатних свердловин. *Нафтогазова енергетика*. 2015. №2 (24). С. 32-43. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував наявні способи видалення рідинних забруднень з внутрішньої порожнини шлейфа. Установив, що накопичення рідинних забруднень у шлейфі відбувається внаслідок недостатньої для самоочищення швидкості газового потоку. Запропонував заходи для зменшення втрат газу під час продування шлейфів газоконденсатних свердловин різними способами. Підготував статтю до опублікування).

9. **Воловецький В. Б.**, Василенко С. В., Витязь О. Ю., Щирба О. М., Гнітко А. В., Величко В. В. Оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. *Нафтогазова енергетика*. 2017. № 2 (28). С. 42-61. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував проблеми, що виникають під час експлуатування свердловин на виснажених газоконденсатних родовищах, зокрема накопичення рідини як на вибої, так і в стовбурі. Запропонував заходи для підвищення ефективності експлуатування свердловин і трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

10. **Воловецький В. Б.**, Гнітко А. В., Василенко С. В., Щирба О. М., Коцаба В. І., Величко В. В. Експлуатація газоконденсатних свердловин в умовах низьких робочих тисків. *Вісник Національного технічного*

університету "ХПІ". Серія: Енергетика надійність та енергоефективність. 2018. №10 (1286). С. 7-13. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробляння родовища. Запропонував комплексні заходи для підвищення гідравлічної ефективності як ліфтової колони, так і трубопроводів системи збирання газу. Підготував статтю до опублікування).

11. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М. Спорудження міжпромислових газопроводів для стабільного видобутку вуглеводнів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Серія: Теорія і практика будівництва*. 2019. № 912. С. 19-28. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – проаналізував стан міжпромислових газопроводів. Виконав розрахунки із визначення гідравлічної ефективності та об'єму забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів. Запропонував комплекс заходів для забезпечення стабільного транспортування газу міжпромисловими газопроводами. Підготував статтю до опублікування).

12. **Воловецький В. Б.**, Щирба О. М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. 2019. № 1. С. 3-13. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – дослідив режими експлуатування міжпромислових газопроводів. Визначив об'єм забруднень у внутрішній порожнині міжпромислових газопроводів розрахунками та експериментально. Сформулював основні чинники, що негативно впливають на гідравлічну ефективність газопроводів. Запропонував заходи для запобігання аваріям та відмовам, які забезпечать стабільне експлуатування газопроводів. Підготував статтю до опублікування).

13. **Воловецький В. Б.**, Фрайт М. В., Щирба О. М., Витязь О. Ю., Коцаба В. І., Величко В. В. Перспективи збільшення обсягу вилучення рідких вуглеводнів з природного газу на УКПГ-2 Юліївського НГКР. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2017. № 4. С. 55-61. (**наукове фахове**

видання України). (Особистий внесок – запропонував комплексні заходи для збільшення вилучення рідинних вуглеводнів, які передбачають підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів системи збирання і підготовляння газу. Підготував статтю до опублікування).

Праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

14. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Експериментальні дослідження очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. *Сучасні технології промислового комплексу – 2019*: матеріали V-ої Міжнародної науково-практичної конференції, 10–15 вересня 2019. Херсон: ХНТУ, 2019. С. 32-35.

15. **Volovetskyi V., Uhrynovskyi A., Shchyrba, O.** Investigation of technology for cleaning of the flowlines of wells. *Physical & Chemical Geotechnologies – 2019*: materials of the International Scientific & Practical Conference (Program of reports). October 3–4 2019. Dnipro: Dnipro University of Technology, 2019. P. 14-15.

16. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Дослідження впливу основних чинників на гідравлічну ефективність міжпромислових газопроводів. *Форум гірників – 2019*: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції, 26–27 вересня 2019. Дніпро: Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", 2019. С. 311-315.

17. **Воловецький В. Б.** Промислове впровадження технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів. *Актуальні задачі сучасних технологій*: тези доповідей VIII Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів, 27–28 листопада 2019. Тернопіль: ТНТУ, 2019. Том I. С. 6-8.

18. **Воловецький В. Б., Щирба О. М.** Модернізація системи збирання та підготовляння газу для забезпечення стабільного видобутку вуглеводневої сировини. *Сучасні технології промислового комплексу – 2020*: матеріали VI-ої Міжнародної науково-практичної конференції, 08–12 вересня 2020. Херсон: ХНТУ, 2020. Випуск 6. С. 82-86.

19. **Воловецький В.**, Дорошенко Я., Щирба О. Моніторинг гідравлічного опору ліфтових колон і трубопроводів системи збирання та підготовляння газу. *Контроль і управління в складних системах (КУСС - 2020)*: тези доповідей XV-ї Міжнародної конференції, 08–10 жовтня 2020. Вінниця: ВНТУ, 2020. С. 131-133.

20. **Воловецький В. Б.**, Угриновський А. В., Дорошенко Я. В., Щирба О. М., Стахмич Ю. С. Перспективи застосування технології очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів від рідинних забруднень. *Форум гірників – 2020*: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції, 4–5 листопада 2020. Дніпро: НТУ"ДП", 2020. С. 267-270.

21. **Воловецький В. Б.** Видалення рідинних забруднень зі свердловин і трубопроводів системи збирання та підготовляння газу. *Інформатика, управління і штучний інтелект (ІУШІ – 2020)*: тези VII Міжнародної науково-технічної конференції, 17–19 листопада 2020. Харків: НТУ "ХП", 2020. С. 09-10.

22. **Volovetskyi V. B.**, Doroshenko Ya. V., Doroshenko J. I., Shchyrba O. M. Modeling of gas-dynamic processes in the innercavity of gas gathering pipelines. *Information systems and technologies IST-2021: Proceedings of the 10-th International Scientific and Technical Conference, Kharkiv – Odesa (Ukraine), 13–19 September 2021*. P. 347-352.

23. Дорошенко Я., **Воловецький В.** Підвищення ефективності експлуатування свердловин та трубопроводів систем збирання газу виснажених родовищ. *Тридцять третя наукова сесія наукового товариства ім. Шевченка*: тези доповідей, 01–25 березня 2022. Івано-Франківськ: Наукове товариство ім. Шевченка Івано-Франківський осередок, 2022. С. 18.

24. **Воловецький В. Б.**, Грудз В. Я., Щирба О. М. Підвищення ефективності руйнування піни у газорідинному потоці. *Актуальні питання хімії та інтегрованих технологій*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, присвяченої 100-річчю ХНУМГ імені О.М.

Бекетова, 07 червня 2022. Харків: Харківський національний університет міського господарства ім. О.М. Бекетова, 2022. С. 63.

Патенти

25. Спосіб видалення рідини з газоконденсатних свердловин та шлейфів: пат. 146985 Україна: МПК E21B 43/00. № u 202007168 / **В. Б. Воловецький**, О. М. Щирба, В. Л. Отрішко; заявл. 09.11.2020; опубл. 31.03.2021; Бюл. №13. (**патент на корисну модель**). (Особистий внесок – запропоновано ідею видалення рідини зі свердловин та шлейфів подаванням розчину ПАР у затрубний простір, трубопровід від встановленого на усті комплексу автоматизованого подавання розчину ПАР, брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

26. Спосіб руйнування піни у газорідинному потоці: пат. 146266 Україна: МПК B01D 19/02, B01D 19/04. № u 202005888 / **В. Б. Воловецький**, О. М. Щирба, В. Л. Отрішко; заявл. 14.09.2020; опубл. 03.02.2021; Бюл. №5. (**патент на корисну модель**). (Особистий внесок – запропоновано ідею руйнування піни в газорідинному потоці, яка утворюється під час застосування розчину ПАР, подаванням в цей потік стабільного вуглеводневого конденсату, брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

ДОДАТОК Б

ОСНОВНІ ЧИННИКИ, ЯКІ ЗНИЖУЮТЬ ГІДРАВЛІЧНУ ЕФЕКТИВНІСТЬ МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Основні чинники, які негативно впливають на коефіцієнт гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів, а саме:

1) попадання забруднень зазвичай у внутрішню порожнину під час споруджування міжпромислового газопроводу, зокрема виконання будівельно-монтажних робіт;

2) змінення об'єму транспортованого газу через зменшення дебіту внаслідок різних причин як однієї, так і групи свердловин, що їх експлуатують на установці підготовляння газу, а потім цей газ подають у міжпромисловий газопровід;

3) зниження якості підготовляння газу і як наслідок винесення рідини (пластової води із домішками метанолу, солей, глини, піску, продуктів корозії труб та вуглеводневого конденсату) газовим потоком із сепараторів у міжпромисловий газопровід, виникнення залпових викидів унаслідок порушення технологічного режиму УПГ;

4) конденсація рідини у внутрішній порожнині за певного температурного режиму газу в газопроводі;

5) змінення стану внутрішньої поверхні труб газопроводу – шорсткість труб (змінюється за умов: тертя газового потоку об внутрішню поверхню труб через наявність твердих частин, налипання пірофорних відкладів, змочування стінок труби вуглеводневим конденсатом і налипання твердих частинок тощо);

6) корозія внутрішньої поверхні стінки труби спричинена різними чинниками (наявність у складі газу агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот тощо);

7) профіль траси – висхідні та низхідні ділянки, природні та штучні перешкоди;

8) місцеві опори – відводи, переходи, трійники, розширення, звуження, зварні стики, термокишені, а також перекривна арматура (засувки, шарові крани, кутові вентиля) тощо;

9) гідратуутворення внаслідок змінення термодинамічних властивостей під час транспортування газу;

10) зниження швидкості газового потоку внаслідок накопиченої рідини (пластової та конденсаційної води, вуглеводневого конденсату, метанолу) у понижених ділянках;

11) нерівнопрохідність газопроводу (переходи діаметрів) сприяє зниженню температури;

12) змінення тиску в газопроводі споживача (зростання) призводить до змінення тиску на всій ділянці руху газу від устя свердловини до УПГ, а в подальшому, відповідно, до початкового та кінцевого тиску у міжпромисловому газопроводі, що може негативно вплинути на об'єм протранспортованого газу, знижуючи його;

13) фізико-хімічні характеристики транспортованої продукції (компонентний склад, густина, температура точки роси за вологою та за вуглеводнями);

14) матеріал газопроводу (марка сталі) та стан внутрішнього покриття, виконаного за заводських умов;

15) вплив температури довкілля у разі проходження міжпромислового газопроводу надземними ділянками;

16) надходження рідини з іншого міжпромислового газопроводу;

17) фактичний діаметр міжпромислового газопроводу значно більший необхідного;

18) залпові викиди рідини із внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу на установку підготовки газу.

У подальшому для стабільного експлуатування міжпромислових газопроводів рекомендовані такі заходи:

– для оперативного контролювання параметрів експлуатування міжпромислових газопроводів на початку та в кінці доцільно встановити давачі тиску і температури з отриманням робочих параметрів на автоматизованому робочому місці диспетчера (АРМ). Це дасть змогу відслідковувати змінення термобаричних параметрів та своєчасно вживати заходи для запобігання можливим ускладненням;

– створити електронний журнал, наприклад, у файлі MS Excel, у який вносити фактичні дані тиску і температури та об'єм газу, щодобово протранспортованого міжпромисловими газопроводами. Це дасть змогу слідкувати за динамікою змінень параметрів роботи міжпромислових газопроводів та переглядати архівні дані;

– за фактичними даними тиску і температури побудувати залежність зміни параметрів по довжині міжпромислових газопроводів при стабільній і нестабільній їх роботі. У випадку зниження параметрів встановити ймовірні причини цих ускладнень;

– розробити програмне забезпечення для визначення основних параметрів ефективного експлуатування міжпромислових газопроводів (швидкості газового потоку, коефіцієнта гідравлічного опору теоретичного та фактичного, гідравлічної ефективності) та з подальшим встановленням на комп'ютер диспетчера для проведення розрахунків у реальному часі.

ДОДАТОК В

СПОСІБ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИНИ ТА ШЛЕЙФІВ

Для пояснення суті запропонованого способу на рисунку В.1 подано технологічну схему, що містить КАП розчину ПАР, на рисунку В.2 – варіант виконання технологічної схеми, поданої на рисунку В.1.

Технологічна схема містить: ємність 1 для заповнювання і зберігання розчину ПАР, яка обладнана свічкою 2 із вентилям 3, показувальним манометром 4, давачем тиску 5, давачем рівня 6, і обладнання для дистанційного передавання інформації, завдяки чому показники тиску і об'єму розчину ПАР передають через GSM – мережу оператора мобільного зв'язку і контролюють із УПГ. Ємність 1 має люк-лаз 7 для технічного обслуговування, до неї під'єднано лінію 8 для заповнювання розчином ПАР, що містить перекирвну арматуру 9 із зворотними фланцями, ніпелем швидкокороз'ємного з'єднання та заглушкою і покажчик рівня розчину ПАР 10. До ємності 1 під'єднано лінію 11 для подавання розчину ПАР у свердловину та/або шлейф, на якій встановлено кран з електроприводом 12, пристрій обліку витрати розчину ПАР, зокрема витратомір 13, регулювальний клапан 14, зворотний клапан 15, крани з електроприводом 16 і 17. Також до ємності 1 під'єднано лінію 18 для подавання газу в ємність 1, на якій встановлено кран з електроприводом 19. Окремо встановлено шафу для управління 20, у якій розміщено контролер з виходом на модем. Передбачено модем стільникового зв'язку 3G, або аналог, для керування комплексом і передавання даних по GSM зв'язку в операторну УПГ 21.

Як варіант, пристрій обліку витрати розчину ПАР може містити робочу ємність 22, до якої під'єднано лінію 23 для подавання газу та встановлено давач рівня 24.

Спосіб здійснюється таким чином.

Персонал дистанційно контролює параметри режиму експлуатування

свердловин (тиск, температуру на УПГ та усті, продуктивність). За умови збільшення коефіцієнта фактичного гідравлічного опору ліфтових колон і шлейфів понад задане граничне значення, персонал визначає об'єм накопиченої рідини у свердловині та/або шлейфі і потрібний об'єм розчину ПАР для її видалення. Для підвищення оперативності розрахунків доцільно використовувати спеціалізовані програмні комплекси. Залежно від потреби персонал подає визначений або скорегований об'єм розчину ПАР за допомогою КАП.

У разі дистанційного керування КАП розчину ПАР персонал із операторної УПГ 21 подає команду на шафу управління 20, при цьому сигнал через модем надходить на контролер, який подає сигнал на електропривід відкривання кранів з електроприводом 19, 12, 16 або 17. У ємності 1 зростає тиск до тієї самої величини, що й у свердловині. Розчин ПАР із ємності 1 надходить у витратомір 13 і через регулювальний клапан 14 у свердловину та/або шлейф. Зворотний клапан 15 виключає можливість надходження газу на регулювальний клапан 14. Завдяки встановленню витратоміра 13 контролюється об'єм подавання розчину ПАР дозовано. З витратоміра 13 сигнал подається у контролер шафи управління 20, а з нього на закриття регулювального клапана 14. Окрім цього, передбачено місцеве керування КАП.

За іншим варіантом, коли замість витратоміра 13 як пристрій обліку витрати розчину ПАР використовують робочу ємність 22, яку встановлюють між краном з електроприводом 12 і зворотним клапаном 15. При цьому розчин ПАР із ємності 1 надходить у робочу ємність 22 і далі у свердловину та/або шлейф. Зворотний клапан 15 виключає можливість надходження газу на робочу ємність 22. Завдяки встановленню робочої ємності 22 контролюється об'єм подавання розчину ПАР дозовано, а її заповнення контролюється давачем рівня 24 дистанційно.

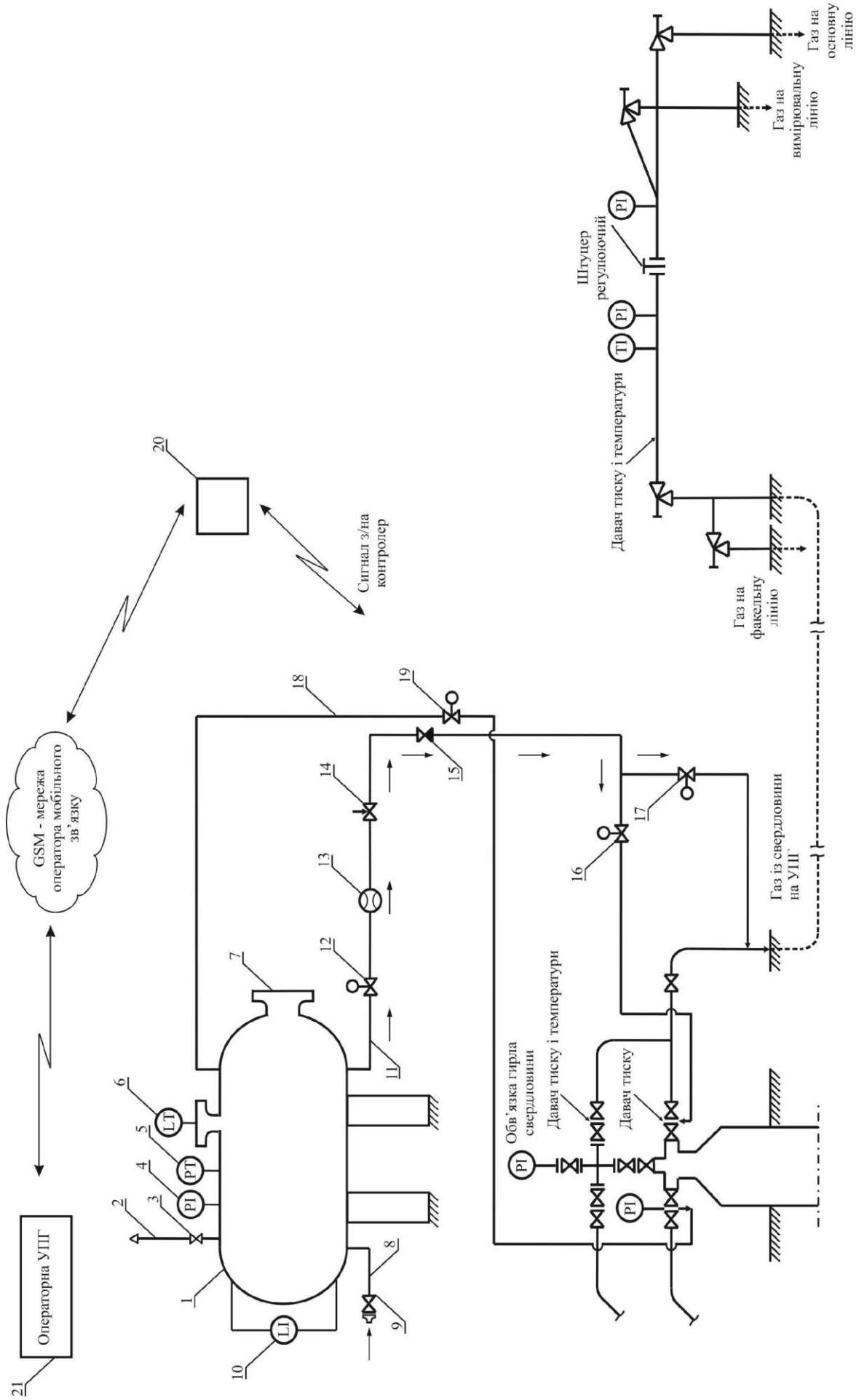


Рисунок В.1 – Схема обв'язки автоматизованого подавання розчину ПАР у свердловину та шлейф

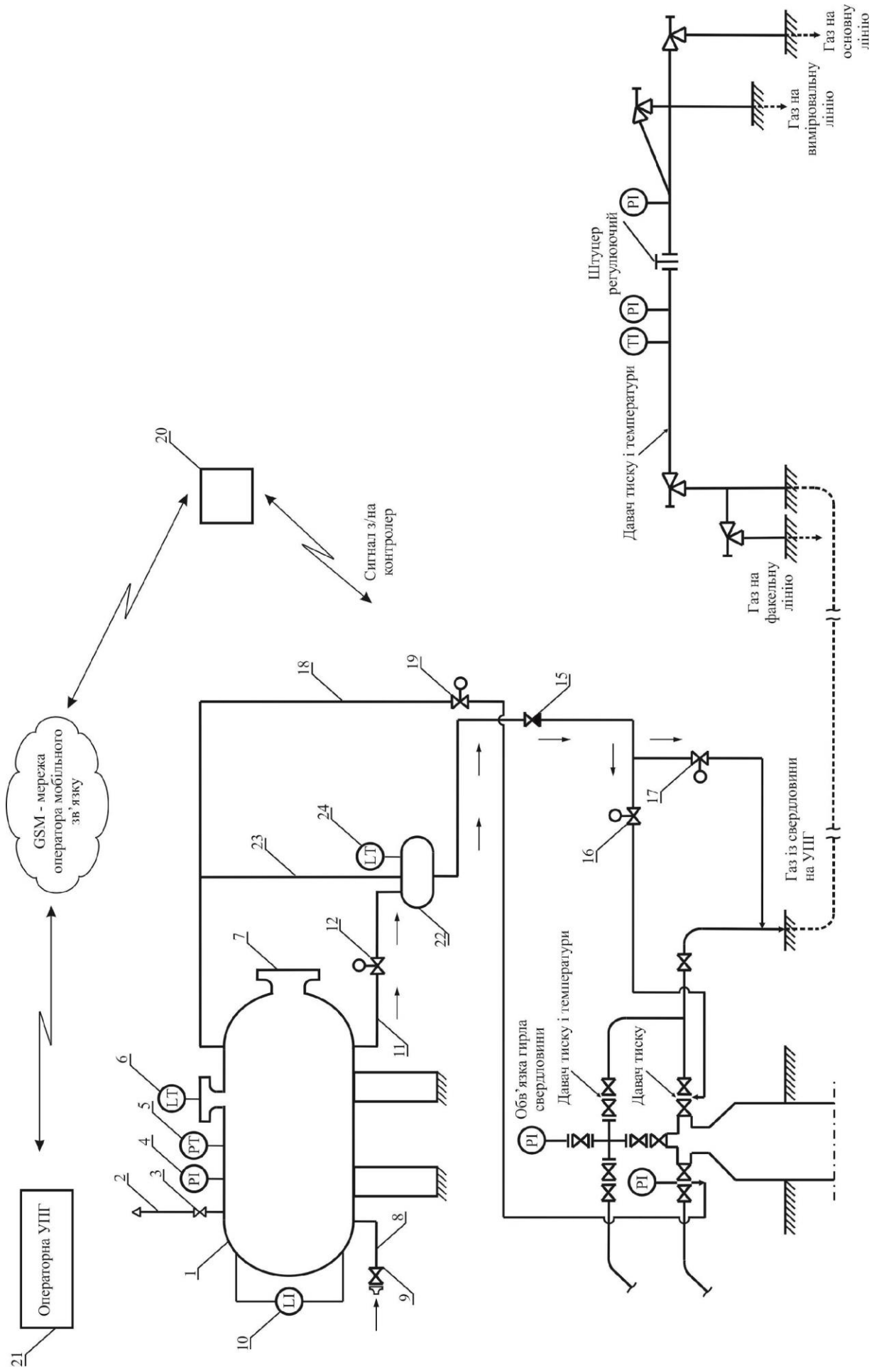


Рисунок В.2 – Схема обв'язки автоматизованого подання розчину ПАР у свердловину та шлейф

По мірі витрати розчину ПАР із ємності 1, її періодично заповнюють у такій послідовності: закривають крани з електроприводом 12, 16, 17 на лінії 11 і кран з електроприводом 19 на лінії 18. В ємності 1 знижують тиск до атмосферного завдяки відкриванню вентиля 3 на свічку 2. Контролюють зниження тиску до атмосферного за значеннями показувального манометра 4. Після досягнення атмосферного тиску під'єднуються до лінії 8 і відкривають перекивну арматуру 9, щоб заповнити ємність 1. За рівнем заповнення ємності 1 стежать за покажчиком рівня розчину ПАР 10. По заповненні ємності 1 закривають перекивну арматуру 9 на лінії 8, закривають вентиль 3 на свічку 2 та пускають у роботу КАП.

Живлення комплексу забезпечують від мережі електропостачання з напругою 220 В. У разі неможливості забезпечити подавання електроенергії від стаціонарних джерел, використовують альтернативні джерела енергії. Для цього випадку живлення КАП забезпечують від автономної системи енергоспоживання, що містить обладнання (сонячну батарею, контролер, акумулятори тощо) зі зниженим енергоспоживанням.

Для запобігання замерзанню розчину ПАР у ємності 1 у разі зниження температури доквілля нижче ніж 0 °С, доцільно обігрівати її або додавати спеціальну рідину.

Перевагою запропонованого способу є можливість дозовано подавати розчин ПАР як у свердловину, так і у шлейф, та чітко контролювати об'єм витрати розчину. На підставі аналізування експлуатаційних параметрів свердловин та виконання розрахунків, можна обрати оптимальний об'єм та періодичність подавання розчину ПАР, що дає змогу запобігати накопиченню рідини як у стовбурі свердловини, так і у внутрішній порожнині шлейфа. Упровадження способу забезпечує надійне експлуатування газоконденсатних свердловин та стабільний видобуток вуглеводнів.

Спосіб може бути використаний для підвищення ефективності експлуатування трубопроводів (міжпромислових та промислових

трубопроводів) у разі значної їх довжини, та за наявності понижених ділянок, де можливе накопичування рідини, для дозованого подавання у внутрішню порожнину розчину ПАР. Цей захід дає змогу видаляти накопичену рідину із трубопроводів, підвищувати їх гідравлічну ефективність і, відповідно, забезпечувати надійне транспортування газу.

ДОДАТОК Г

СПОСІБ РУЙНУВАННЯ ПІНИ У ГАЗОРІДИННОМУ ПОТОЦІ

Для пояснення суті запропонованого способу на рисунку Г.1 подано технологічну схему, яка забезпечує подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідинний потік.

Газорідинний потік (вуглеводнева сировина) від свердловин шлейфами, а також від іншої УПГ міжпромисловими (промисловими) трубопроводами надходить до УВП 1, де проходить через вузол редукування (штуцер регульовальний тощо), за допомогою якого регулюють режим експлуатування свердловин. У подальшому газорідинний потік надходить у сепаратор наземної інфраструктури: сепаратор 2 першого ступеня сепарації основної лінії, або сепаратор 3 першого ступеня сепарації вимірювальної лінії, або одночасно у сепаратори 2 і 3, де відбувається первинне очищення газу від механічних домішок та рідини. Далі газ із сепараторів 2 та/або 3 подається згідно з індивідуальною технологічною схемою УПГ. Рідину із сепаратора 3, що може подаватися на індивідуальний вимірювальний розділювач, подають у той самий розділювач 4, що із сепаратора 2, при цьому відбувається подальше розділення всього об'єму рідини з двох ліній на пластову воду та нестабільний вуглеводневий конденсат, а також часткове вивітрювання газу. Далі нестабільний вуглеводневий конденсат надходить у ємність 5 для дегазації нестабільного вуглеводневого конденсату (можливе застосування кількох ємностей та/або блоку стабілізації вуглеводневого конденсату), де здійснюється повне вивітрювання газу. Після цього стабільний вуглеводневий конденсат надходить на склад і, за потреби, у додатково встановлену ємність 6 для стабільного вуглеводневого конденсату, а потім насосом 7 його подають у газорідинний потік, зокрема прямолінійну ділянку газопроводу на максимально можливій відстані від входу в сепаратори 2 та/чи 3.

Руйнування піни здійснюють у такий спосіб.

На УПГ персонал контролює параметри режиму експлуатування свердловин, міжпромислових (промислових) трубопроводів (тиск, температуру, продуктивність тощо). У разі виникнення ускладнень, пов'язаних з накопиченням рідини у свердловинах або трубопроводах, для її видалення застосовують розчин ПАР. Перед подаванням розчину ПАР у свердловини або трубопроводи перевіряють стан сепараторів 2 та/чи 3 і налаштовують їх для роботи, вимірюють експлуатаційні параметри та визначають швидкість газорідного потоку для прогнозування часу його надходження до УПГ. Подають розчин ПАР у свердловини або трубопроводи.

Для руйнування піни, що надходить із газорідним потоком, потрібно забезпечити наявність стабільного вуглеводневого конденсату в ємності 6.

Надходження піни контролюють візуально періодичним відкриванням вентилів на входних газопроводах УВП та обв'язки сепараторів з урахуванням визначеної швидкості газорідного потоку. Після виявлення піни в газорідному потоці, відкривають відповідну перекривну арматуру та вмикають насос 7, який дозовано періодично або постійно подає стабільний вуглеводневий конденсат з ємності 6 у газорідний потік у прямолінійну ділянку газопроводу на максимально можливій відстані від входу в сепаратори 2 та/чи 3.

Періодичність та тривалість подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік для руйнування піни визначають на підставі досліджень щодо наявності піни в газопромисловому обладнанні УПГ.

Руйнування піни відбувається безпосередньо в газопроводі від місця подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік до сепараторів 2 чи 3 та в самих сепараторах 2 чи 3, або одночасно до сепараторів 2 і 3 та в сепараторах 2 і 3. Використання запропонованого способу забезпечить поліпшення якості очищення газу.

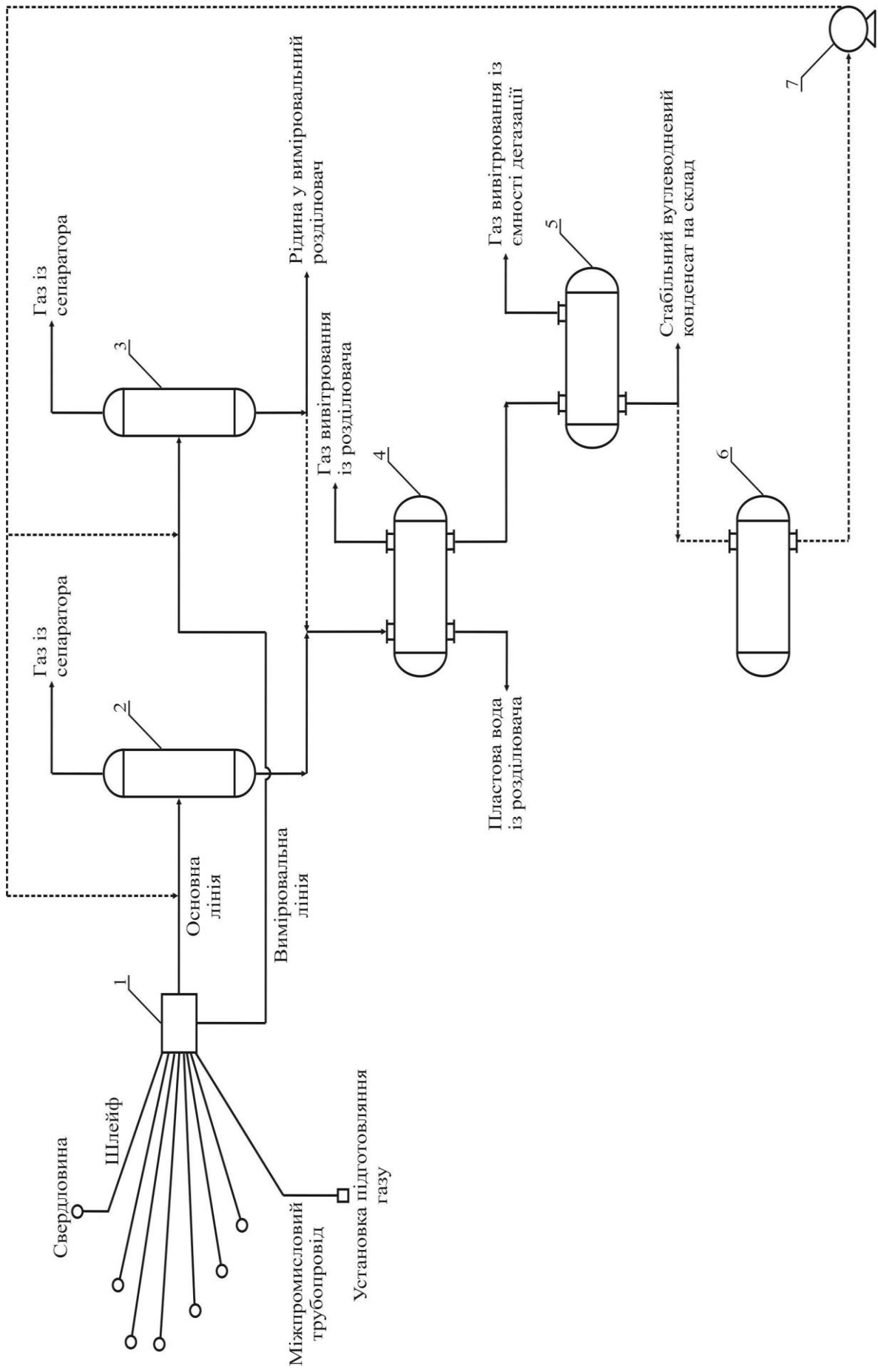


Рисунок Г.1 – Схеми подавання стабільного вуглеводневого конденсату на основну та/чи вимірювальну лінію

Також для підвищення ефективності очищення газу від піни можна послідовно під'єднати сепаратори 2 і 3.

До переваг цього способу слід віднести можливість дозованого подання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік, який надходить у сепаратор, що дає змогу контролювати процес руйнування піни.

Запропонований спосіб дає змогу ефективно руйнувати піну зниженням її стійкості під дією стабільного вуглеводневого конденсату, що забезпечує підвищення якості очищення газу, який надходить зі свердловин трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими та промисловими трубопроводами) до УПГ.

Для пояснення суті запропонованого способу на рисунку Г.2 подано технологічну схему, яка забезпечує подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік на прикладі УКПГ-2 Юліївського НГКР.

Газорідний потік (вуглеводнева сировина) від свердловин шлейфами, а також від іншої УПГ міжпромисловими (промисловими) трубопроводами надходить до УВП 1, де проходить через вузол редукування (штуцер регулювальний), за допомогою якого регулюють режим експлуатування свердловин. У подальшому газорідний потік надходить у сепаратор наземної інфраструктури: сепаратор ГО-2 першого ступеня сепарації основної лінії, або сепаратор ГЗ-1 першого ступеня сепарації вимірювальної лінії, або одночасно в сепаратори ГО-2 і ГЗ-1, де відбувається первинне очищення газу від механічних домішок та рідини. Далі газ із сепараторів ГО-2 та/або ГЗ-1 подається згідно з індивідуальною технологічною схемою УКПГ-2. Рідину із сепаратора ГЗ-1, що може подаватися на індивідуальний вимірювальний розділювач РЗ-1, подають у той самий розділювач РФ-1, що із сепаратора ГО-2, при цьому відбувається подальше розділення всього об'єму рідини з двох ліній на пластову воду та нестабільний вуглеводневий конденсат, а також часткове вивітрювання газу. Далі нестабільний вуглеводневий конденсат надходить згідно з технологічною схемою УКПГ-2 для дегазації нестабільного вуглеводневого конденсату, де здійснюється

повне вивітрювання газу. Після цього стабільний вуглеводневий конденсат із теплообмінника Т-8 надходить на склад і, за потреби, у додатково встановлену ємність для стабільного вуглеводневого конденсату, а потім насосом його подають у газорідний потік, зокрема прямолінійну ділянку газопроводу на максимально можливій відстані від входу в сепаратори ГО-2 та/чи ГЗ-1.

Для впровадження на УКПГ-2 Юліївського НГКР цього способу необхідна така обв'язка технологічної схеми (рисунок Г.3), що містить: ємність атмосферну 1, давач рівня 2, дихальний клапан 3, лінію для заповнення ємності стабільним вуглеводневим конденсатом із теплообмінника Т-8 4, перекивну арматуру 5, показчик рівня 6, лінію для подавання стабільного вуглеводневого конденсату на насос 7, насос 8, лінію для подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідний потік, зокрема прямолінійну ділянку газопроводу на максимально можливій відстані від входу в сепаратор ГО-2 основної та/чи сепаратор ГЗ-1 вимірювальної лінії УКПГ-2 9, зворотний клапан 10.

У міру витрати стабільного вуглеводневого конденсату із ємності 1 її періодично заповнюють. Для заповнення ємності 1 відкривають перекивну арматуру 5 для надходження стабільного вуглеводневого конденсату з теплообмінника Т-8 УКПГ-2.

Руйнування піни здійснюють у такий спосіб.

На УКПГ-2 персонал контролює параметри режиму експлуатування свердловин, міжпромислових (промислових) трубопроводів (тиск, температуру, продуктивність тощо). У разі виникнення ускладнень, пов'язаних із накопиченням рідини у свердловинах або трубопроводах, для її видалення застосовують розчин ПАР. Перед подаванням розчину ПАР у свердловини або трубопроводи перевіряють стан сепараторів першого ступеня сепарації основної лінії ГО-2 та/чи сепаратор першого ступеня вимірювальної лінії ГЗ-1 і налаштовують їх для роботи, вимірюють експлуатаційні параметри та визначають швидкість газорідного потоку для

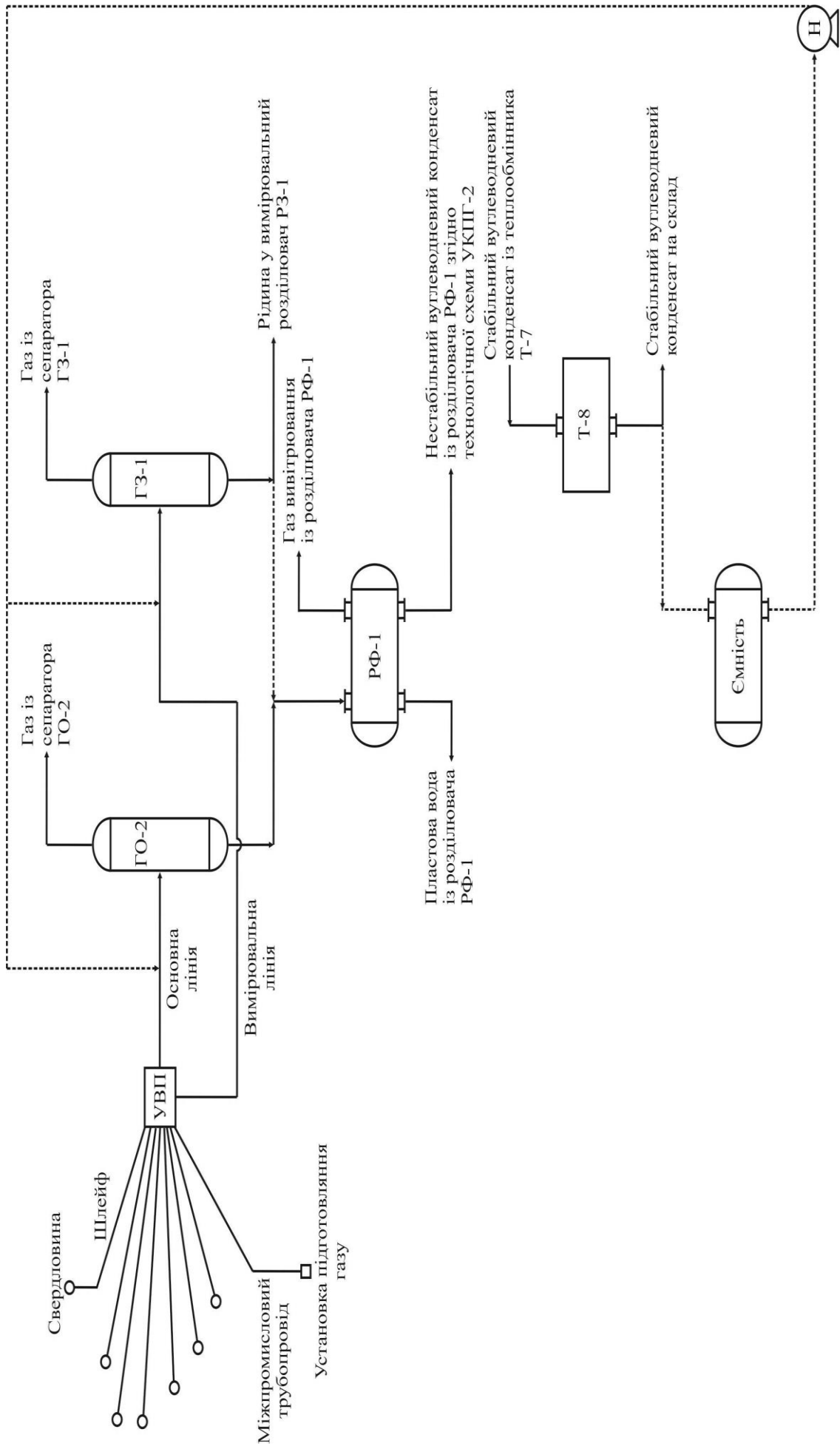


Рисунок Г.2 – Схема подавання стабільного вуглеводневого конденсату на основну та/чи вимірвальну лінію на УКПГ-2 Юлівського НГКР

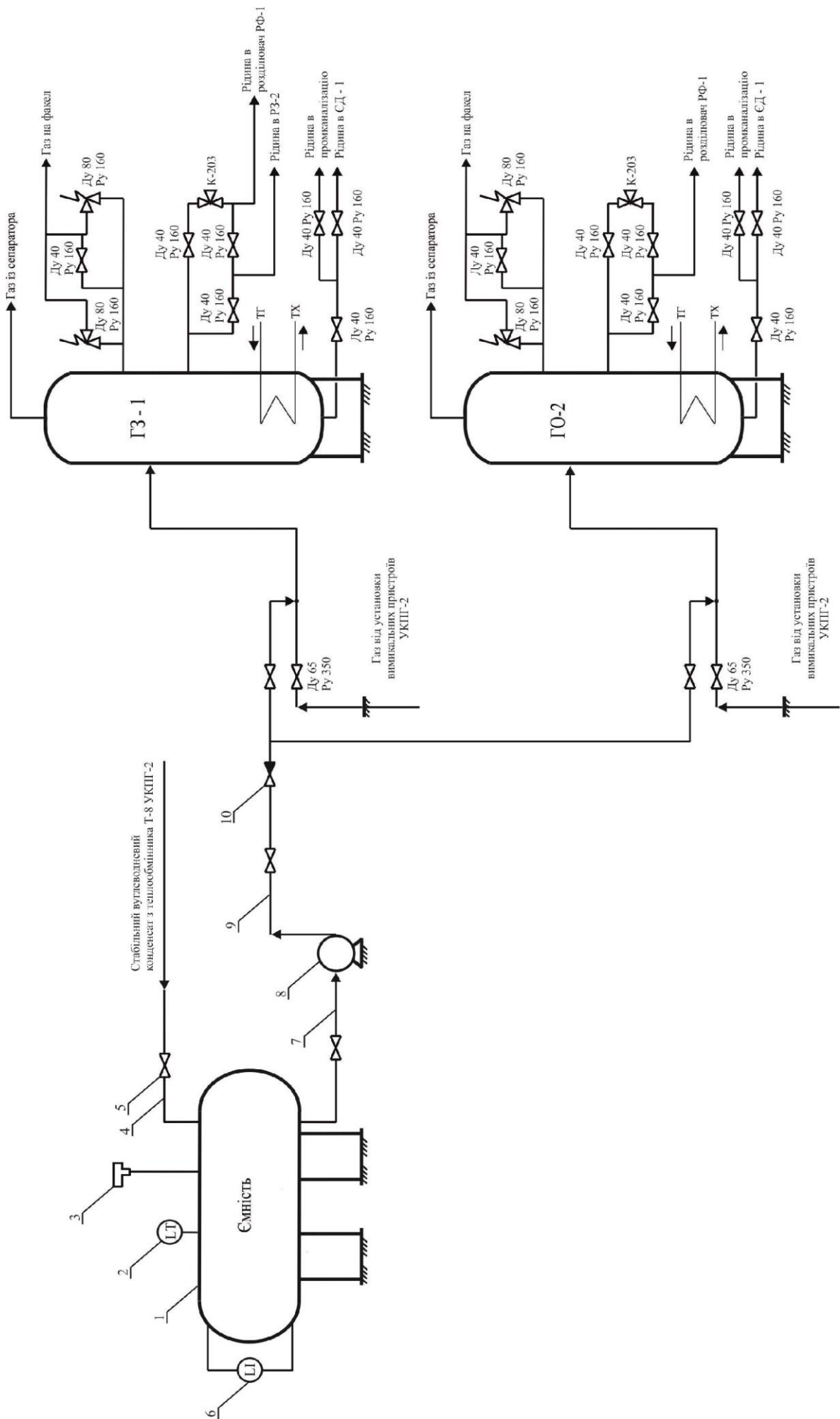


Рисунок Г.3 – Схема обв’язки ємності для подання стабільного вуглеводневого конденсату на основну та/чи вимірювальну лінію

прогнозування часу його надходження до УКПГ-2. Подають розчин ПАР у свердловини або трубопроводи.

Для руйнування піни, що надходить із газорідинним потоком, потрібно забезпечити наявність стабільного вуглеводневого конденсату у ємності 1.

Надходження піни контролюють візуально періодичним відкриванням вентилів на вхідних газопроводах УВП та обв'язки сепараторів з урахуванням визначеної швидкості газорідинного потоку. Після виявлення піни у газорідинному потоці, відкривають відповідну перекривну арматуру та вмикають насос 8, який дозовано періодично або постійно подає стабільний вуглеводневий конденсат з ємності 1 у газорідинний потік у прямолінійну ділянку газопроводу на максимально можливій відстані від входу в сепаратори ГО-2 та/чи ГЗ-1.

Періодичність та тривалість подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідинний потік для руйнування піни визначають на підставі досліджень щодо наявності піни в газопромисловому обладнанні УКПГ-2.

Руйнування піни відбувається безпосередньо в газопроводі від місця подавання стабільного вуглеводневого конденсату в газорідинний потік до сепараторів ГО-2 чи ГЗ-1 та у самих сепараторах ГО-2 чи ГЗ-1, або одночасно до сепараторів ГО-2 і ГЗ-1 та у сепараторах ГО-2 і ГЗ-1. Використання запропонованого способу забезпечить поліпшення якості очищення газу. Також для підвищення ефективності очищення газу від піни можна послідовно під'єднати сепаратори ГО-2 і ГЗ-1.

Варто зазначити, щоб збільшити можливість руйнування піни в газорідинному потоці аналогічний захід можна виконати і для сепараторів ГО-3 та ГЗ-2.

Запропонований спосіб дає змогу ефективно руйнувати піну зниженням її стійкості під дією стабільного вуглеводневого конденсату, що забезпечує підвищення якості очищення газу, який надходить зі свердловин трубопроводами (шлейфами, міжпромисловими та промисловими трубопроводами) до УКПГ-2 Юліївського НГКР.

ДОДАТОК Д

ПРОМИСЛОВИЙ ЕКСПЕРИМЕНТ ВИДАЛЕННЯ РІДИНИ ЗІ СТОВБУРА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ПІНОЮ

На прикладі свердловин Шебелинського ГКР вирішено провести експериментальні дослідження із освоювання свердловин піною, створеною за допомогою розробленого піногенератора.

Для експериментального дослідження обрано свердловини Шебелинського ГКР, які експлуатують з низьким дебітом через накопичення стовпа рідини на вибої, і які періодично зупиняються.

Перед проведенням експерименту потрібно обрати оптимальну ПАР на основі досліджень її характеристик. Для цього виконали ряд лабораторних досліджень щодо властивостей різних ПАР, які можна в подальшому використовувати для створювання піни та видалення рідини зі стовбура свердловини.

На прикладі двох свердловин 566 та 126 Шебелинського ГКР виконано експериментальні дослідження їх освоювання для видалення рідини з вибою та відновлення їх продуктивності. Для реалізації цього на підставі аналізування експлуатаційних параметрів розробили дві методики, які передбачали:

1) освоювання свердловин для відновлення їх продуктивності за рахунок нагнітання вибухобезпечної суміші та піни об'ємом $0,4 \text{ м}^3$ у трубний простір, при цьому видалення рідини затрубним простором на амбар свердловини;

2) освоювання свердловин для відновлення їх продуктивності за рахунок нагнітання вибухобезпечної суміші та піни об'ємом $0,5 \text{ м}^3$ у затрубний простір, при цьому видалення рідини трубним простором на амбар свердловини.

Експериментальні дослідження проводили на свердловині 566 Шебелинського ГКР із використанням першої методики. Склали план

проведення робіт з освоєння свердловини 566 Шебелинського ГКР. У ньому викладено основні геолого-промислові дані свердловини (штучний вибій – 2196 м, експлуатаційна колона діаметром 146 мм – 2203 м, глибина спуску НКТ діаметром 73 мм – 1856,54 м, інтервал перфорації 1777 м – 2153 м, $Q_{г}$ – 0,2 тис. м³/д тощо), зазначено прилади, матеріали і потрібну техніку (манометри, піногенератор, зворотний клапан, вода, ПАР "Сольпен-10Т", пересувний насосний агрегат, автоцистерна, три пересувні азотні компресорні станції), підготовчі роботи, технологію проведення робіт та заходи з охорони праці.

Послідовність виконання робіт була наступна. Перевірили технічний стан фонтанної арматури, а також герметичність засувки (рисунок Д.1). Перед початком проведення робіт виміряли експлуатаційні параметри, зокрема тиски становили: $P_{тр}$ – 0,99 МПа, $P_{зтр}$ – 1,76 МПа. Виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розраховали накопичений об'єм рідини в трубному та затрубному просторах. Далі на буферну засувку трубного простору встановили фланець із ніпелем швидкороз'ємного з'єднання, до якого під'єднали спеціальну техніку (пересувний насосний агрегат та три пересувні азотні компресорні станції, піногенератор) і встановили зворотний клапан на нагнітальній лінії.

Після цього опресували нагнітальну лінію, підготували розчин ПАР у мірнику, подавали вибухобезпечну газову суміш (склад за об'ємом: азот не менше 90 % та кисень не більше 10 %) у піногенератор, а потім подавали розчин ПАР, після чого створену піну нагнітали в трубний простір свердловини, а вихід піни контролювали в трубному просторі на факельному амбарі. Для створювання піни застосовували 2 % водний розчин ПАР.

По закінченні виходу піни (рідини) на факельному амбарі, припинили роботи з освоєння. Після зростання трубного та затрубного тисків, свердловину ввели в експлуатацію та слідкували за параметрами її роботи. Виміряли видобувні можливості свердловини на установці підготовляння

газу, а також виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розрахували накопичений об'єм рідини в трубному та затрубному просторах. Слідкували за дотриманням експлуатаційних параметрів згідно з технологічним режимом.

Під час виконання робіт кратність піни становила від 110 до 120. Завдяки експерименту на амбарі свердловини отримано рідинні забруднення, а також брудну піну. За результатами досліджень свердловини отримано збільшення дебіту газу, що подано в таблиці Д.1.

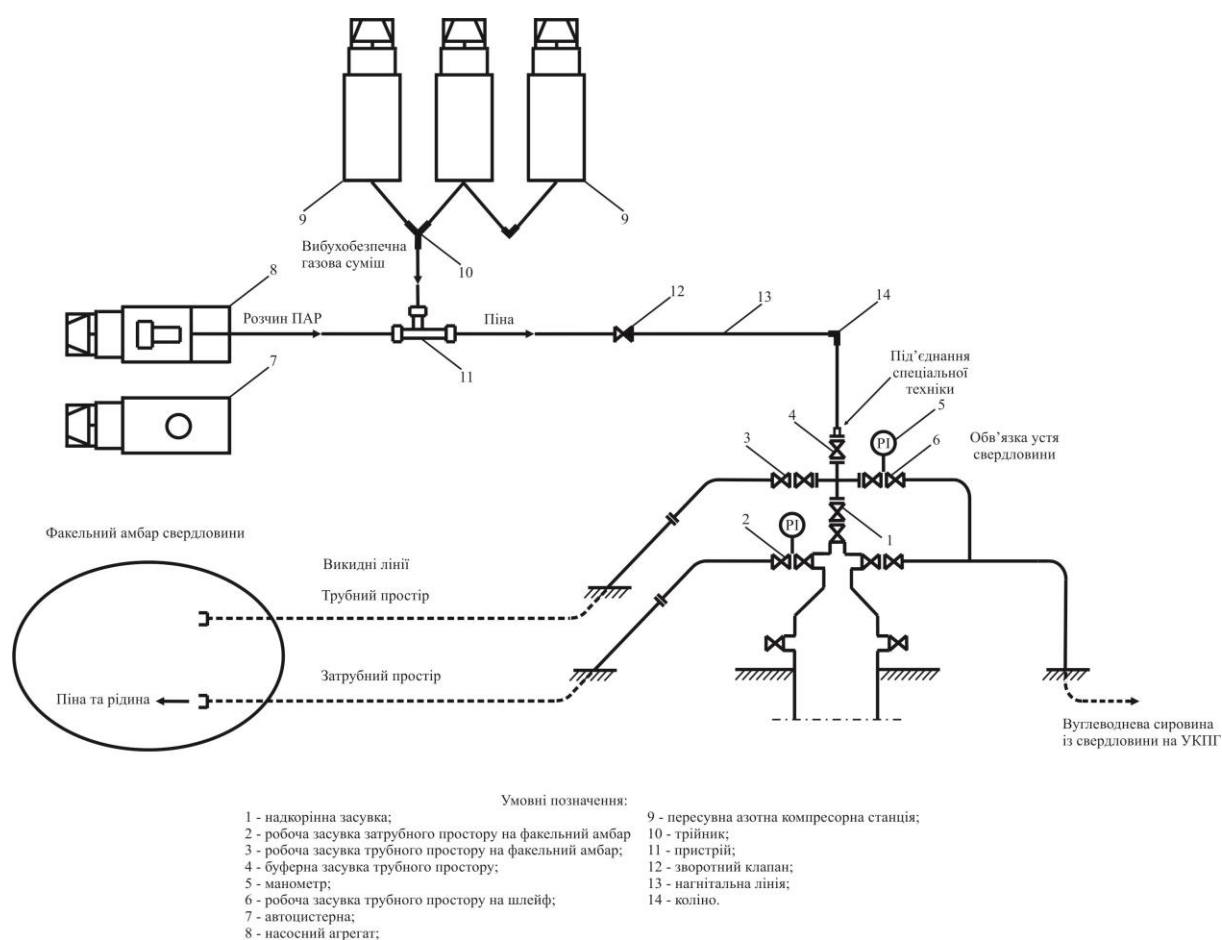


Рисунок Д.1 – Схема обв'язки устя свердловини і під'єднання спеціальної техніки під час освоєння свердловини 566 Шебелинського ГКР

Експериментальні дослідження проводили на свердловині 126 Шебелинського ГКР із використанням другої методики. Склали план проведення робіт з освоєння свердловини 126 Шебелинського ГКР. У ньому викладено основні геолого-промислові дані свердловини (штучний

вибій – 2196 м, експлуатаційна колона діаметром 146 мм – 2203 м, глибина спуску НКТ діаметром 73 мм – 1856 м, інтервал перфорації 1777 м – 2153 м, Q_g – 0,3 тис. м³/д тощо), зазначено прилади, матеріали і потрібну техніку (манометри, піногенератор, зворотний клапан, вода, ПАР "Сольпен-10Т", пересувний насосний агрегат, автоцистерна, три пересувні азотні компресорні станції), підготовчі роботи, технологію проведення робіт та заходи з охорони праці.

Послідовність виконання робіт була наступна. Перевірили технічний стан фонтанної арматури, а також герметичність засувок (рисунок Д.2). Перед початком проведення робіт виміряли експлуатаційні параметри, зокрема тиски становили: $P_{тр}$ – 0,78 МПа, $P_{зтр}$ – 1,71 МПа. Виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розраховали накопичений об'єм рідини в трубному та затрубному просторах. Далі роз'єднали в двох місцях на фланцевому з'єднанні та демонтували лінію, яка під'єднана між фонтанною арматурою та викидною лінією затрубного простору на амбар. Після цього на робочу засувку затрубного простору на факельний амбар встановили фланець із ніпелем швидкокороз'ємного з'єднання, до якого під'єднали спеціальну техніку (пересувний насосний агрегат та три пересувні азотні компресорні станції, піногенератор) і встановили зворотний клапан на нагнітальній лінії.

Після цього опресували нагнітальну лінію, підготували розчин ПАР у мірнику, подавали вибухобезпечну газову суміш (склад за об'ємом: азот не менше 90 % та кисень не більше 10 %) у піногенератор, а потім подавали розчин ПАР, після чого створену піну нагнітали у затрубний простір свердловини, а вихід піни контролювали у трубному просторі на факельному амбарі. Для створювання піни застосовували 2 % водний розчин ПАР.

По закінченні виходу піни (рідини) на факельному амбарі, припинили роботи з освоювання. Після зростання трубного та затрубного тисків, свердловину ввели в експлуатацію та слідкували за параметрами її роботи. Виміряли видобувні можливості свердловини на установці підготовляння

газу, а також виміряли рівень рідини у свердловині за допомогою ехолота кілька разів. За результатами вимірювання рівня розрахували накопичений об'єм рідини в трубному та затрубному просторах. Слідкували за дотриманням експлуатаційних параметрів згідно з технологічним режимом.

Під час виконання робіт кратність піни становила від 120 до 130. Завдяки експерименту на амбарі свердловини отримано рідинні забруднення, а також брудну піну. За результатами досліджень свердловини отримано збільшення дебіту газу, що подано в таблиці Д.1.

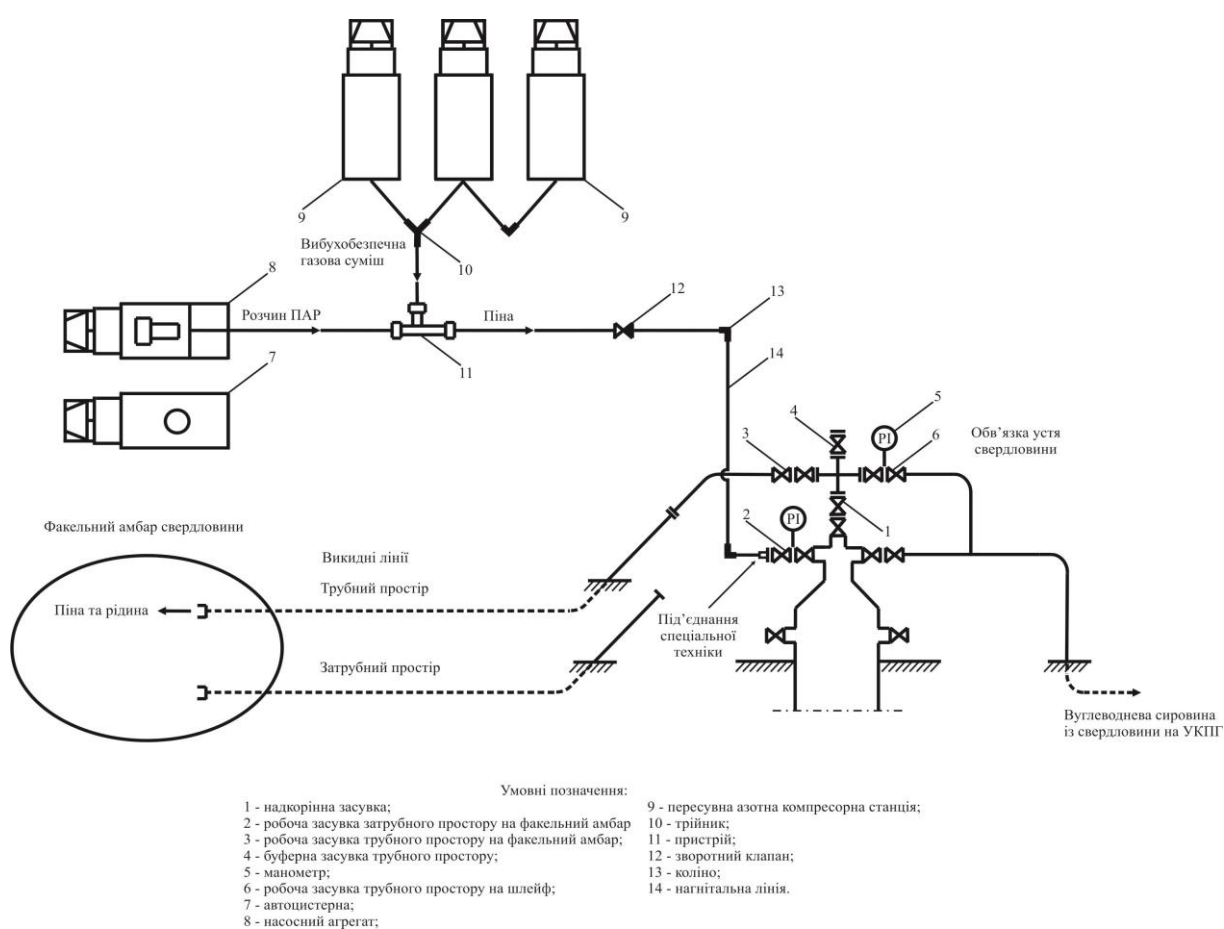


Рисунок Д.2 – Схема обв'язки устя свердловини і під'єднання спеціальної техніки під час освоєння свердловини
126 Шебелинського ГКР

Підводячи підсумки можна сказати, що отримали позитивний ефект із освоєння свердловин 566, 126 Шебелинського ГКР та відновлення їх продуктивності за рахунок видалення рідини із вибою та стовбура піною, створеною подаванням розчину ПАР пересувним насосним агрегатом у

піногенератор та відповідно нагнітанням вибухобезпечної газової суміші. Це виконали згідно з розробленими індивідуальними планами робіт. Результати виконаних робіт із освоєння свердловин 566, 126 подано в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 – Результати експериментальних досліджень освоєння свердловин для відновлення їх продуктивності

Номер свердловини	Параметри свердловини до початку робіт			Параметри свердловини по завершенні робіт		
	$P_{тр}$, МПа	$P_{зтр}$, МПа	$Q_{г}$, тис. м ³ /д	$P_{тр}$, МПа	$P_{зтр}$, МПа	$Q_{г}$, тис. м ³ /д
566	0,99	1,76	0,2	0,99	1,09	2,6
126	0,78	1,71	0,3	0,78	1,07	4,9

За результатами проведених досліджень удалося відновити продуктивність свердловин. Очевидно, що за результатами дослідно-промислових випробувань технології освоєння свердловин її можна рекомендувати і для інших свердловин. З огляду на позитивні результати, можна застосовувати описану вище технологію як для освоєння свердловин, так і для видалення рідини із них.

ДОДАТОК Е

СПОСОБИ ПОДАВАННЯ РОЗЧИНУ ПАР У ВНУТРІШНЮ ПОРОЖНИНУ МІЖПРОМИСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДУ

На рисунку Е.1 подано схему міжпромислового газопроводу від УКПГ-1 Скворцівського НГКР до УКПГ-2 Юліївського НГКР. Наочно видно різні ділянки, наявні в міжпромисловому газопроводі:

- прямолінійну.
- висхідну;
- понижену;
- низхідну;
- з наявністю значної кількості місцевих опорів.

Можна допустити, що у внутрішній порожнині всіх понижених ділянок міжпромислового газопроводу накопичується різний об'єм рідини. Під час транспортування вуглеводневої сировини міжпромисловим газопроводом ця рідина частково або повністю може видалятися газовим потоком у напрямку його руху. З часом за умови різних чинників рідина може накопичуватися знову аж до перекриття внутрішнього перерізу міжпромислового газопроводу. Унаслідок цього можливе зменшення пропускарської здатності міжпромислового газопроводу і, відповідно, об'єму транспортованого газу. Отже, доцільно вживати заходів з очищення внутрішньої порожнини міжпромислових газопроводів, наприклад, застосування розчину ПАР.

Розглянемо запропоновані способи подавання розчину ПАР у внутрішню порожнину міжпромислового газопроводу:

- а) схема міжпромислового газопроводу з наявністю різних ділянок;
- б) облаштування вузла для під'єднання спеціальної техніки (пересувного насосного агрегату тощо) на УКПГ-1 Скворцівського НГКР. Завдяки змонтуванню цього вузла можна періодично подавати розчин ПАР на УКПГ-1 у внутрішню порожнину під час транспортування газу (рисунок Е.1, б);

– прокладання трубопроводу від насосної станції до міжпромислового газопроводу на виході із УКПГ-1 (поз. 8 рисунок Е.1, в). Завдяки цьому заходу можна подавати розчин ПАР у внутрішню порожнину газопроводу, що дасть змогу газовому потоку транспортувати розчин у ділянки з накопиченою рідиною;

– аналогічні способи можна реалізувати на УКПГ-2, тобто в протилежному місці під'єднання міжпромислового газопроводу.

Уживання поданих заходів дає змогу як періодично, так і постійно подавати розчин ПАР, а також контролювати витрату ПАР і за потреби змінювати її.