

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Філіпчук Олександр Олександрович**

УДК 622.691

## **ДИСЕРТАЦІЯ**

**Розроблення методів підвищення ефективності та керування  
газопотоками систем збору газу виснажених родовищ**

05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

18. Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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

  
\_\_\_\_\_ О.О. Філіпчук

Науковий керівник Грудз Володимир Ярославович, професор,  
доктор технічних наук

Івано-Франківськ – 2019

## АНОТАЦІЯ

*Філіпчук О.О.* Розроблення методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – «Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища» – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2019.

Дисертаційна робота присвячена розробленню методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ, на прикладі системи видобування газу найбільшої газовидобувної компанії України.

Виснажені родовища в світовій практиці мають дві найрозповсюдженіші назви «mature fields» та «brownfields», і розглядаються як такі, що знаходяться на стадії спадаючого видобутку або досягли завершального етапу їх розробки. Ці родовища розглядаються як фактично скелет нафтогазової промисловості, попри те, що постійно відбувається відкриття та розвиток нових.

Майже 60 % з денного видобутку вуглеводнів припадають на видобуток із виснажених родовищ, відповідно до звіту IHS Cambridge Energy Research Associates. В умовах експлуатації українських нафтогазових родовищ, виснаженими родовищами вважатимуться ті, з яких вилучено більше 50 % початкових та важковидобувних запасів або ж розробляються більше 25 років.

Часто фахівці нафтогазової галузі відносять родовища до виснажених, якщо падіння видобутку становить понад 50 % від досягнутого пікового видобутку. В основному при наявності багатьох критеріїв, родовища класифікують по підземній та наземній частині:

- для підземної частини родовища відносять до «виснажених», якщо вони відпрацювали 50 % початкових та важковидобувних запасів;
- для наземної частини – якщо обладнання експлуатувалось понад 10 років.

Фахівці компанії Halliburton відносять родовище до «виснаженого» одразу після того, як воно перейшло пік свого видобутку і досягло стадії спадаючого видобутку.

Станом на сьогоднішній день виснажені родовища розглядаються як цінний глобальний ресурс, незалежно від визначення. Спроби збільшити резерв щодо вилучення вуглеводнів з пластів таких родовищ потребують відносно низького ризику. Геолого-технічні заходи з відновлення роботи таких родовищ розглядається як нарощування або стабілізація обсягів видобутку над кривою природного падіння видобутку. Період розробки родовища характеризується кривою зміни видобутку газу по роках, яка спочатку стрімко зростає до пікового видобутку, а потім падає до межі, досягнення якої відповідає періоду, в який розробляти родовища в подальшому економічно недоцільно. Впровадження геолого-технічних заходів продовжує період розробки родовища з метою збільшення накопиченого економічно обґрунтованого обсягу видобутку вуглеводнів.

Основна задача розробки родовища полягає у виборі такої системи, при якій забезпечується мінімум енергетичних і економічних витрат на видобування заданих бізнес-планом і техніко-економічним обґрунтуванням об'ємів газу при заданому ступені надійності і дотримання норм і потреб охорони надр і максимального використання пластових ресурсів.

Пласт, свердловини, шлейфи, установки комплексної підготовки газу, міжпромислові газопроводи, головні споруди, магістральний газопровід і споживач в реаліях сьогодення розглядаються як ланка єдиної взаємопов'язаної технологічної системи.

Одним з визначальних факторів, що обумовлюють дебіт свердловин газового родовища і його продуктивність є наявний перепад тиску між

продуктивним пластом і трубопроводом, в який подається видобутий газ. Величина наявного перепаду тиску є вихідним положенням при проектуванні газозбірної системи і міжпромислових колекторів.

На стадії виснаження родовища наявний перепад тиску зменшується за рахунок падіння пластового тиску. При цьому величина газодинамічного опору системи збору газу постійно зростає за рахунок накопичення в трубопроводах рідкої фази і твердих відкладень, які частково перекривають переріз газового потоку і створюють умови виникнення двофазних течій в трубах. Зростання газодинамічного опору системи збору газу в комплексі з падінням пластового тиску призводять до зменшення дебіту свердловин, а, значить, зниження продуктивності родовища.

Зростання газодинамічного опору насосно-компресорних труб свердловини і газопроводів системи збору газу загальноприйнято оцінювати коефіцієнтом гідравлічної ефективності, який визначається відношенням фактичної і проектної пропускної здатності і являється функцією технічного стану трубопроводів.

Для підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності трубопроводів і насосно-компресорних труб необхідно приймати рішення про комплекс заходів з очищення трубопроводів від рідкої фази і твердих відкладень. Однак, для прийняття такого рішення необхідно провести ряд обстежень трубопроводів системи збору газу і насосно-компресорних труб свердловин, в результаті якого слід дати оцінку впливу гідравлічної ефективності кожного з елементів системи на зростання дебіту свердловин, що дозволить визначити об'єкти першочергового обслуговування та періодичність проведення запланованих заходів.

Шляхом пониження гідравлічного опору трубопроводів в системі збору газу за рахунок розвантаження ДКС централізованого газозбірного пункту можна мінімізувати затрати пластової енергії на транспортування газу, а також забезпечити недопущення/попередження природного падіння видобутку природного газу «виснажених» родовищ. Аналіз промислової

інформації дозволяє зробити висновок, що ще однією областю невиробничих витрат пластової енергії є шлейфи та міжпромислові трубопроводи, а точніше їх гідравлічний стан. Однією із причин даного прояву є низькі швидкості потоку продукції результатом чого є утворення рідинних пробок в газозбірній мережі. Як відомо, на теренах України даному компоненту системи не приділено належної уваги, внаслідок чого наявна невелика кількість робіт, що присвячена підвищенню гідравлічної ефективності роботи системи збору та міжпромислового транспортування газу «виснажених» родовищ.

Для підвищення гідравлічної ефективності роботи трубопроводів системи збору та міжпромислового транспортування газу та насосно-компресорних труб свердловин необхідно планувати їх періодичне очищення від рідкої фази та твердих відкладень. Специфічні умови трубопровідної системи збору газу не дозволяють безпосередньо використати пристрої і методику проведення технологічних операцій такі як на магістральних газопроводах. Тому необхідні додаткові дослідження та конструктивні розробки, які б сприяли очищенню трубопроводів систем збору газу і насосно-компресорних труб від рідкої фази і твердих нашарувань, що являються в основному відкладеннями солей.

Враховуючи актуальність питання забезпечення енергонезалежності України, останнім часом гостро постало питання розроблення заходів по оптимізації системи збору та транспортування газу «виснажених» родовищ.

З метою недопущення/попередження природного падіння видобутку вуглеводнів, а також оптимізації системи збору, підготовки та транспортування вуглеводнів, в рамках виконання даної роботи було запропоновано впровадження комплексу заходів по реконструкції системи збору та транспортування газу. Дані заходи включали в себе розвантаження ГС Солоха перенаправленням потоку газу Тимофіївської групи родовищ до газопроводу Глинськ-ШДК, що в результаті дозволить понизити робочі тиски на вході проектної ДКС Солоха з 2,4 МПа до 1,2 МПа, направлення

газу із Кисівського ГКР, Краснокуцького ГКР, Степового ГКР та східного склепіння Березівського НГКР із організацією централізованого газозбірної пункту на базі ГС Солоха, що забезпечить додатковий видобуток, а також дозволить привести фізико-хімічні показники якості газу у відповідність до вимог Кодексу ГТС.

Відповідно для ефективного транспортування видобутого продукту з пласта на установку комплексної підготовки продукції та для оцінки відгуку системи на впровадження даних заходів на першому етапі було запропоновано змодельювати поведінку даної системи на впровадження комплексу заходів в програмному симуляторі PipeSim® «Schlumberger».

*Ключові слова: оптимізація, заходи, система збору, міжпромислове транспортування, гідравлічна ефективність, онлайн моніторинг, централізований газозбірний пункт, модель.*

## ANNOTATION

*Filipchuk O.O.* Development of methods for increasing the gas streams' efficiency and management of gas collection systems at depleted deposits. Manuscript.

Thesis for the degree of candidate of technical sciences in the specialty 05.15.13. "Pipeline transportation, oil and gas storages" – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, – Ivano-Frankivsk, 2019.

The thesis is devoted to the development of methods for increasing the gas streams' efficiency and management of gas collection systems at depleted fields, on the example of the gas extraction system belonging to the largest gas extraction company in Ukraine.

Depleted deposits in world practice have the two most common names of "mature fields" and "brownfields", and are considered as being in a phase of declining or have reached the final stage of their development. These deposits are

considered as the actual skeleton of the oil and gas industry, despite the fact for ongoing opening and development of new ones.

According to the IHS Cambridge Energy Research Associates Report almost 60 % of daily hydrocarbon production falls on extracted from depleted fields. As for exploitation of Ukrainian oil and gas fields, depleted deposits will be considered those with more than 50% of initial and heavy-extracting reserves being withdrawn or which have been developed for more than 25 years.

Experts in the oil and gas industry often consider deposits to be depleted, if the decline in production is more than 50% of the peak one. Based on many criteria, deposits are classified by underground and surface parts:

- for the underground part, the deposits are classified as "depleted" if they have worked out 50% of the initial and hard-to-reach stocks;
- for the surface part, if the equipment have been operated for more than 10 years.

Halliburton's specialists attribute the deposit to "depleted" as soon as it has passed the peak of its production and reached the stage of declining production.

As of today, depleted deposits are considered a valuable global resource, regardless of definition. Attempts to increase the hydrocarbons removing reserve from the reservoirs require a relatively low risk. Among geological and technical measures to restore the operation of such deposits, an increase or stabilization of production volumes over the curve of natural decline in production are considered. The period of deposit development is characterized by the curve of the change in gas production by years, which at first rapidly increases to peak production, and then declines to the limit, the achievement of which corresponds to the economically inexpedient of further development of such deposits. The implementation of geological and technical measures prolongs the deposit development period in order to increase the accumulated economically feasible amount of hydrocarbon production.

The main task of the field development is to choose a system which ensures the minimum energy and economic costs for the extraction, specified in the

business plan, and the feasibility study of gas volumes with a given degree of reliability and compliance with norms and requirements concerning mineral resources protection and maximal use of reservoir resources.

Reservoir, wells, flowlines, complex gas preparation installations, inter-industrial gas pipelines, main structures, main gas pipelines and consumers in the present realities are considered as a link of an interrelated technological system.

One of the determining factors specifying the wells' rate of a gas field and its productivity is the existing pressure drop between the production reservoir and the pipeline for the extracted gas. The value of the existing pressure drop is the starting point for the design of the gas-collecting system and inter-industrial collectors.

At the stage of the deposit depletion, the available pressure drop decreases due to the decline of reservoir pressure. In this case, the gas-dynamic resistance of the gas collection system is constantly increasing due to the accumulation of liquid phase and solid deposits in the pipelines that partially overlap the cross section of the gas stream and allow the occurrence of two-phase currents in the pipes.

The growth of the gas-dynamic resistance of the complex gas collection system with the reservoir pressure fall leads to a decrease of wells' capacity, and, therefore, the decline in the deposit's productivity.

The growth of gas-dynamic resistance of tubing in wells and gas pipelines of the gas collection system is generally evaluated by the coefficient of hydraulic efficiency, which is determined by the ratio of the actual and the design capacity, and is a function of the technical state of the pipelines.

In order to increase the coefficient of hydraulic efficiency of pipelines and tubing, it is necessary to decide on a complex of measures for the purification of pipelines from liquid phase and solid deposits. However, in order to make such a decision, it is necessary to conduct a series of inspections of gas collection system pipelines and wells' tubing, which should result in the impact assessment of the hydraulic efficiency for each element of the system on the wells capacity growth, which will determine the objects of priority service and planned activities rate.



By reducing the pipelines hydraulic resistance in the gas collection system due to the unloading of the BCS of the centralized gas collection point, it is possible to minimize the cost of the reservoir energy for the gas transportation, as well as to prevent/secure from the naturally-occurring fall of natural gas extraction from depleted deposits. The industrial information analysis allows us to conclude that another field of non-productive expenditures of reservoir energy are the flowlines and inter-industrial pipelines, or rather their hydraulic state. One of the reasons for this manifestation is the low speed of the product flow, which results in the formation of liquid stoppers in the gas-collecting network. In the territory of Ukraine, this known component of the system has not been given due attention, as a result of which a small number of works is devoted to increasing the hydraulic efficiency of the system of collecting and inter-industrial transportation of gas from depleted deposits.

In order to increase the hydraulic efficiency of the pipelines of the collection system and inter-industrial transportation of gas as well as tubing, it is necessary to plan their periodic purge from the liquid phase and solid deposits. Specific conditions of the gas collection system pipelines do not allow the direct use of devices and techniques for conducting technological operations as it is possible to the main gas pipelines. Therefore, additional research and design development are needed, contributing to the purification of gas collection systems' pipelines and tubing from the liquid phase and solid deposits, which are mainly sediments of salts.

Taking into consideration the urgency issues of ensuring Ukraine's energy independence, the problem of developing measures to optimize the system of gas collection and transportation from depleted deposits has recently become acute.

In order to prevent /secure from the naturally-occurred decline of hydrocarbon production, as well as to optimize the system for the collection, preparation and transportation of hydrocarbons, and considering the framework of this work, it was proposed to introduce a complex of measures for the reconstruction of the system of gas collection and transportation. These measures

included the unloading of the Solokha GDS by redirecting the flow of gas from the Timofiivske group of deposits to the Glynsk-ShDK gas pipeline, which would lower the working pressures at the entrance of the designed Solokha BPS from 2.4 MPa to 1.2 MPa, flowing gas from the Kysivske GCF, Krasnokutske GCF, Stepove GCF and the eastern arch of Berezivske OGCF with the setting of a centralized gas collection point on the Solokha GCS base, which will provide additional extraction, and will allow to bring physical and chemical indicators of gas quality in accordance with GTS Code requirements .

Accordingly, for the efficient transportation of the recovered product from the fields to a complex product preparation plant and for evaluation of the system's response to the implementation of these measures in the first stage, it was suggested to simulate the behavior of such system for the implementation of a set of measures in the software simulator PipeSim® by «Schlumberger».

*Key words: optimization, measures, collection system, inter-industrial transportation, hydraulic efficiency, on-line monitoring, centralized gas collection point, model.*

*Список публікацій здобувача:*

1. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Марущенко В.В., Миндюк В.Д., Савчук М.Т. Розробка комплексу заходів з очистки промислових газопроводів на основі аналізу гідравлічної ефективності їх роботи. *Східноєвропейський журнал передових технологій. Енергозберігаючі технології та обладнання.* 2018. №2/8 (92). С. 62-71. **(індексується в Scopus)**

2. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (І частина). *Нафтогазова галузь України.* 2018. №3. С.36-40. **(наукове фахове видання України).**

2.1 Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (ІІ частина).

*Нафтогазова галузь України*. 2018. №4. С.27-32. **(наукове фахове видання України).**

3. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Дослідження процесу підвищення ефективності роботи свердловин на основі математичного моделювання. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2018. №1 (44). С.57-63. **(наукове фахове видання України).**

4. Grudz V., Marushchenko V., Bratakh M, Savchuk M., Filipchuk O. Effectiveness study on the system for gas gathering, treatment and transportations from gas production company. *Technology and system of power supply*. 2018. № 3/1 (41). С.43-52. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах).**

5. Filipchuk O., Marushchenko V., Bratakh M, Savchuk M., Tarwat S. Efficiency evaluation of implementation of optimization methods of operation modes of the "plast - gas pipeline" system by the methods of mathematical modeling. *Eureka: Phusical Sciences and Engineering*. 2018. № 5. P.11-26. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах).**

6. Gorin P., Tymkiv D., Romanova V., Filipchuk O. Pipeline capacity assessment of inland produced gas transmission network. *Eureka: Phusical Sciences and Engineering*. 2019. № 1 (20). P.13-21. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах).**

7. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В. Пристрій для очистки трубопроводів від твердих відкладень: пат. 122861 України: МПК 7 B08B 9/04, F16L 55/26; заявник і патентовласник ПАТ «Укргазвидобування». - № u2017 08846; заявл. 04.09.2017; опубл. 25.01.2018, бюл. № 2. **(патент на корисну модель).**

8. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб у свердловинні: пат. 123811 Україна. МПК 7 E21B 37/02, B08B 9/02; заявник і

патентовласник ПАТ «Укргазвидобування». - № u2017 09179; заявл. 18.09.2017; опубл. 12.03.2018, бюл. № 5. **(патент на корисну модель)**.

9. Філіпчук О.О. Підвищення ефективності експлуатації системи збору газу на родовищах України: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика – 2017». Івано-Франківськ. 2017. С. 213-214.

10. Філіпчук О.О. Моніторинг гідравлічного стану системи збору та транспортування газу газовидобувного підприємства: матеріали II Міжнародної науково-технічної конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE-2018». Івано-Франківськ. 2018. С. 99-105.

11. Філіпчук О.О. Коефіцієнт гідравлічної ефективності, як діагностична ознака технічного стану системи збору газу: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази» ІГГ-2018. Івано-Франківськ. 2018. С. 178-183.

12. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Вплив коефіцієнту гідравлічної ефективності на продуктивність системи збору та транспортування газу: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків. 2018. С. 259.

13. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Підвищення ефективності очистки НКТ шляхом математичного моделювання руху очисного пристрою: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків, 2018 р. С. 260.

14. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Братах М.І., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Питання експлуатації газовидобувної системи на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової інтернет-конференції

«Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення». №29. Тернопіль. 2018. С. 86-90.

15. Філіпчук О.О. Впровадження сучасних інструментів математичного моделювання системи міжпромислового транспортування газу на основі раціонального використання пластової енергії: матеріали міжнародної науково-практичної веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2018» (17-19 вересня 2018 року). Івано-Франківськ. 2018. С. 7-11.

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....</b>	<b>16</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>18</b>
<b>РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ РОДОЩИЩ НА СТАДІЇ ВИСНАЖЕННЯ.....</b>	<b>24</b>
1.1 Стан і перспективи розвитку газовидобувної галузі України.....	24
1.2 Аналіз гідравлічної ефективності газозбірної системи та її вплив на обсяги видобутку.....	31
1.3 Аналіз існуючих методів підвищення ефективності газопроводів..	36
1.4 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи.....	42
<b>РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ.....</b>	<b>44</b>
2.1 Математичне моделювання процесів системи збору та транспортування газу.....	45
2.2 Дослідження гідравлічної ефективності системи збору та транспортування газу.....	50
2.3 Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності системи збору та транспортування газу.....	62
Висновок до розділу 2.....	67
<b>РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА МЕХАНІЧНИХ ЗАСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ І РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ.....</b>	<b>69</b>
3.1 Розробка конструктивних елементів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів і насосно-компресорних труб.....	70
3.2 Режим очищення насосно-компресорних труб свердловин.....	83
3.3 Результати впровадження очищення трубопроводів та НКТ на газопромислових об'єктах.....	90

3.4 Розробка комплексу заходів підвищення ефективності системи збору та міжпромислового транспортування газу.....	92
3.5 Підвищення ефективності газопроводів за рахунок винесення рідкої фази потоком газу.....	98
Висновок до розділу 3.....	104
<b>РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ФОРМУВАННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ ГАЗОПОТОКІВ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ.....</b>	<b>105</b>
4.1 Принципи розвантаження системи збору та транспортування газу.....	106
4.2 Моделювання поведінки діючих газозбірних систем.....	110
4.3 Аналіз поведінки моделей в різних технологічних режимах та моделювання запропонованих способів оптимізації їх роботи.....	125
Висновок до розділу 4.....	128
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>130</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>132</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>141</b>

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АТ	– акціонерне товариство
ВПГ	– відділення з переробки газу
ГКР	– газоконденсатне родовище
ГП	– газопровід
ГПУ	– газопромислове управління
ГС	– головні споруди
ГТС	– газотранспортна система
ДКС	– дожимна компресорна станція
ЕВН	– ел. відцентровий насос
ЕГН	– ел. гвинтовий насос
КВТ	– компресор високого тиску
КНТ	– компресор низького тиску
КРС	– капітальний ремонт свердловини
КС	– компресорна станція
КЦ	– компресорний цех
ЛВУМГ	– лінійно-виробниче управління магістральних газопроводів
МГ	– магістральний газопровід
МПГ	– міжпромисловий газопровід
МТДА	– малогабаритна турбодетандерна установка
НГКР	– нафто-газоконденсатне родовище
НКТ	– насосно-компресорна труба
ПАР	– поверхнево-активні речовини
ПГВ	– ГПУ «Полтавагазвидобування»
ПЗГ	– пункт заміру газу
СОУ	– стандарт організацій України
СПБТ	– суміш пропан бутану технічна
ТОВ	– товариство з обмеженою відповідальністю



т.п.	– точка підключення
ТУВЗГ	– технологічна установка виробництва зріджених газів
ТЦСК	– технологічний цех стабілізації конденсату
УГВ	– АТ «Укргазвидобування»
УЗППІГ	– установка збору та попередньої підготовки нафти і газу
УКПГ	– установка комплексної підготовки газу
УМГ	– управління магістральних газопроводів
УПГ	– установка підготовки газу
УПГТК	– управління з переробки газу і газового конденсату
УППГ	– установка попередньої підготовки газу
УСП	– установка сайклінг процесу
ЦВНГК	– цех з видобутку нафти, газу і конденсату
ЦХАЛ	– центральна хіміко-аналітична лабораторія
ШГН	– штанговий глибинний насос
ШГВ	– ГПУ «Шебелинкагазвидобування»
ШДК	– Шебелинка–Диканька–Київ
ШПК	– Шебелинка–Полтава–Київ

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Згідно із класифікаціями різних газовидобувних компаній родовище вуглеводнів вважається таким, що перейшло у завершальну стадію розробки, якщо пройшло піковий період видобутку або розробляється встановлену кількість років. Такі родовища рахуються виснаженими і є суттєвим викликом в плані експлуатації, оскільки в кількісному обсязі їх близько 70%, а обсяг вуглеводнів, що видобуваються з пластів цих родовищ сягає 73 %, в той час як нові родовища становлять частку до 3 %.

З іншого боку цих 73 % обсягу видобутку для найбільшої газовидобувної компанії України в 2018 році становитимуть близько 11,3 млрд. м<sup>3</sup> і його основна частина в понад 10 млрд. м<sup>3</sup> припадатиме на родовища, що розробляються в газовому режимі на виснаження. Підтримання базового видобутку з цих родовищ в першу чергу пов'язано із оптимізацією робочих тисків на гирлі свердловин, отже, питання пошуку шляхів мінімізації допустимих тисків на гирлах свердловин є доволі актуальним. Фактично єдиним шляхом зменшення величин робочих тисків є компримування природного газу, оскільки це зменшуватиме пластовий тиск і, відповідно, збільшуватиме обсяг видобутку вуглеводнів з газоносного пласта. Отже, апріорі ми розглядаємо, що дотискувальна компресорна станція вже знаходиться в газозбірній системі родовищ відповідно в складі централізованого або групового пункту збору.

Але мінімізація робочих тисків залежить від гідравлічного опору трьох основних систем наземної інфраструктури: збору, підготовки та компримування, міжпромислового транспортування природного газу. Ці системи чинять певний гідравлічний опір, величина якого залежить від ефективності роботи кожної із них, відповідно, чим менша величина цього гідравлічного опору, тим менший перепад тиску між гирлом свердловини і дожимною компресорною станцією (ДКС) і видобуток вуглеводнів для

«brown field» буде зростати. Таким чином, видобуток природного газу і термін рентабельної розробки родовища напряму залежить від ефективності роботи систем збору, підготовки і транспортування природного газу, а отже, питання підвищення ефективності їх експлуатації є актуальним, оскільки взаємопов'язує режими роботи системи «вибій свердловини - гирло - груповий пункт збору газу - внутрішньопромисловий газопровід - центральний газозбірний пункт».

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

Дисертаційна робота виконувалась в рамках науково-дослідної роботи:

– «Реалізація пілотного проекту по оптимізації роботи свердловин та системи збору, компримування та міжпромислового транспортування продукції з використанням програмного забезпечення PipeSim (Schlumberger)» АТ «Укргазвидобування» (наряд-замовлення № 101 УГВ/2018-2018 (тема № 45.858/2018-2018));

а також:

- Стратегії нарощування газу власного видобутку «20/20»;
- Операційних планів з видобутку природного газу.

**Мета роботи** полягає в збільшенні продуктивності виснажених газових родовищ шляхом підвищення гідравлічної ефективності газозбірної системи і раціонального планування газопотоків в системі міжпромислового транспортування газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні **завдання:**

- проаналізувати існуючий стан газовидобувної системи в розрізі «пласт – магістральний газопровід» та вплив гідравлічної ефективності газозбірної системи на робочий тиск свердловин і рівень базового видобутку для родовищ, що розробляються в газовому режимі на виснаження;
- розробити математичну модель процесів збору та транспортування газу «виснажених» родовищ, враховуючи динаміку гідравлічної ефективності її елементів від вибою свердловини до установки підготовки вуглеводнів;

– оцінити вплив гідравлічного стану системи збору і міжпромислового транспортування газу та змодельовати поведінку газозбірної системи в умовах впровадження заходів підвищення її гідравлічної ефективності;

– розробити заходи з раціонального вибору газових потоків системи міжпромислового транспортування газу, а також зміну напрямку газових потоків на промислах та оцінкою ефективності в сучасних програмних комплексах, що використовують всесвітньовідомі математичні моделі руху газорідних потоків.

**Об’єктом досліджень** є системи збору і міжпромислового транспортування природного газу.

**Предметом досліджень** є гідравлічний стан системи збору і міжпромислового транспортування природного газу та чинники, що впливають на його зміну.

**Методи дослідження.** При виконанні роботи використано системний аналіз режимів роботи газовидобувної і газозбірної системи, теорія кінематики і гідродинаміки газорідних сумішей в трубопроводах, методи математичного моделювання і відомі математичні моделі руху стисливого середовища, теорія розробки газових покладів, методи оптимізації і їх реалізація в програмному забезпеченні, статистична обробка даних експлуатації газопромислових об’єктів на основі створення комплексної моделі газовидобувної системи.

**Положення, що виносяться на захист.** Закономірності функціонування технічних засобів підвищення гідравлічної ефективності системи збору газу.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в тому, що:

– вперше аналітично досліджено вплив гідравлічної ефективності елементів системи збору і міжпромислового транспортування газу на продуктивність виснаженого родовища на основі реалізації створеної математичної моделі газозбірної системи в розрізі «пласт – магістральний газопровід»;

– встановлено характер руху газу в насосно-компресорних трубах свердловини та промислових газопроводах на базі створеної математичної моделі, що дало можливість науково обґрунтувати розроблення нових конструкцій очисних пристроїв для підвищення гідравлічної ефективності елементів системи збору та міжпромислового транспортування газу;

– оцінено вплив гідравлічного стану системи збору і міжпромислового транспортування газу на основі математичного моделювання та поведінку газозбірної системи в умовах впровадження заходів підвищення її гідравлічної ефективності;

– розроблено заходи з раціонального вибору газових потоків системи міжпромислового транспортування газу, а також зміну напрямку газових потоків на промислах з оцінкою підвищення ефективності в сучасних програмних комплексах, що використовують всесвітньовідомі математичні моделі руху газорідних потоків.

**Практичне значення отриманих результатів.** В результаті дослідження гідравлічної ефективності системи збору і міжпромислового транспортування газу визначено проблемні ділянки, на яких модельовано впровадження конструктивних елементів для зменшення гідравлічного опору. Запропоновано впровадження моніторингу гідравлічного стану системи.

Аналіз інтегрованої моделі газозбірної системи дозволив обґрунтувати доцільність зміни напрямку транспортування газу і зниження робочих тисків, що дозволило наростити рівень видобутку природного газу на 10 %.

На основі результатів досліджень розроблено техніко-економічне обґрунтування доцільності впровадження технічних рішень в промислову експлуатацію, показано отриманий економічний ефект.

**Особистий внесок здобувача.** Безпосередньо автором:

– розроблено модель процесів збору та міжпромислового транспортування газу, враховуючи динаміку гідравлічної ефективності системи [19, 20, 21, 58, 59, 60, 63, 64, 66, 78];

- запропоновано впровадження моніторингу гідравлічного стану системи в режимі «on line» для визначення проблемних ділянок [19, 59, 60, 62];
- запропоновано удосконалення очищення трубопроводів системи збору газу і насосно-компресорних труб свердловин новими конструктивними елементами [21, 47, 48, 63, 64, 66];
- оцінено ефективність впровадження заходів по зміні напрямку газових потоків на рівні видобутку газу [27, 58, 62, 78];
- автор брав безпосередню участь у створенні і впровадженні інтегрованої математичної моделі системи та оцінюванні реакції на методи оптимізації її роботи [21, 27, 58, 63, 64, 66, 78].

**Апробація роботи.** Основні результати дисертаційної роботи доповідалися і обговорювалися на міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2017» (м. Івано-Франківськ, 2017 р.), II міжнародній науково-технічній конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE-2018» (м. Івано-Франківськ, 2018 р.), міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази» ІГГ-2018 (м. Івано-Франківськ, 2018 р.), XXVI міжнародній науково-практичній конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)» (м. Харків, 2018 р.) (2 тези), міжнародній науковій інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення», №29 (м. Тернопіль, 2018 р.), міжнародній науково-практичній веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2018» (17-19 вересня 2018 року), (м. Івано-Франківськ, 2018 р.).

**Публікації.** За темою дисертаційної роботи опубліковано 15 друкованих праць, із них 1 – стаття у міжнародному наукометричному науковому журналі, що індексується в наукометричній базі даних Scopus, 3 – у міжнародних наукових журналах, що індексуються в світових

наукометричних базах даних і системах; 2 – у наукових фахових виданнях, затверджених ДАК України, 2 – патенти на корисну модель; 7 – тез доповідей на міжнародних конференціях.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота викладена на 183 сторінках машинописного тексту, складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 7 додатків. Обсяг основного тексту дисертації складає 131 сторінку друкованого тексту. Робота ілюстрована 3 таблицями та 51 рисунком. Список використаних джерел містить 83 найменувань.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ НА СТАДІЇ ВИСНАЖЕННЯ

#### 1.1 Стан і перспективи розвитку газовидобувної галузі України

Виснажені родовища в світовій практиці мають дві найрозповсюдженіші назви «*mature fields*» та «*brownfields*», і розглядаються як такі, що знаходяться на стадії спадаючого видобутку або досягли завершального етапу їх розробки. Ці родовища розглядаються як фактично скелет нафтогазової промисловості, попри те, що постійно відбувається відкриття та розвиток нових.

Майже 60 % з денного видобутку вуглеводнів припадають на видобуток із виснажених родовищ, відповідно до звіту IHS Cambridge Energy Research Associates [81]. В умовах експлуатації українських нафтогазових родовищ, виснаженими родовищами вважатимуться ті, з яких вилучено більше 50 % початкових та важковидобувних запасів або ж розробляються більше 25 років.

Часто фахівці нафтогазової галузі відносять родовища до виснажених, якщо падіння видобутку становить понад 50 % від досягнутого пікового видобутку. В основному при наявності багатьох критеріїв, родовища класифікують по підземній та наземній частині:

- для підземної частини родовища відносять до «виснажених», якщо вони відпрацювали 50 % початкових та важковидобувних запасів;
- для наземної частини – якщо обладнання експлуатувалось понад 10 років.

Фахівці компанії Halliburton відносять родовище до «виснаженого» одразу після того, як воно перейшло пік свого видобутку і досягло стадії спадаючого видобутку [83].



Станом на сьогоднішній день виснажені родовища розглядаються як цінний глобальний ресурс, незалежно від визначення. Спроби збільшити резерв щодо вилучення вуглеводнів з пластів таких родовищ потребують відносно низького ризику. Геолого-технічні заходи з відновлення роботи таких родовищ розглядається як нарощування або стабілізація обсягів видобутку над кривою природного падіння видобутку. Період розробки родовища характеризується кривою зміни видобутку газу по роках, яка спочатку стрімко зростає до пікового видобутку, а потім падає до межі, досягнення якої відповідає періоду, в який розробляти родовища в подальшому економічно недоцільно. Впровадження геолого-технічних заходів продовжує період розробки родовища з метою збільшення накопиченого економічно обгрунтованого обсягу видобутку вуглеводнів [46, 69].

Основна задача розробки родовища полягає у виборі такої системи, при якій забезпечується мінімум енергетичних і економічних витрат на видобування заданих бізнес-планом і техніко-економічним обгрунтуванням об'ємів газу при заданому ступені надійності і дотримання норм і потреб охорони надр і максимального використання пластових ресурсів [14].

Пласт, свердловини, шлейфи, УКПГ, міжпромислові газопроводи, ГС, магістральний газопровід і споживач в реаліях сьогодення розглядаються як ланка єдиної взаємопов'язаної технологічної системи.

При розробці газових родовищ зазвичай умовно розділяють три періоди – наростаючий, постійний і завершальний.

Перший період частково пов'язаний із здійсненням дослідно-промислової розробки, з початком будівельних робіт, з інтенсивним бурінням свердловин. Він зазвичай триває 3 – 5 років.

Другий період відноситься до основного етапу промислової розробки – підтримання запланованого постійного відбору газу. Даний період триває 10 – 15 років.

Третій період характеризується виснаженням пластової енергії покладів, при якому видобування газу в попередніх об'ємах (попереднього періоду розробки) виявляється технологічно складною та економічно недоцільною. Це завершальний період розробки покладів. Тривалість його може бути оцінена 20 – 30 роками і більше. На завершальному етапі цього періоду газ із родовищ подається головним чином місцевим споживачам [14].

На практиці спостерігається відхилення в черговості періодів і прийнятих термінів їх реалізації, наприклад, після першого періоду настає третій практично без другого періоду. Можливі і інші варіанти [14].

Родовища природних газів можуть розроблятися на режимах виснаження пластової енергії (природних режимах) або з повним чи частковим підтриманням пластового тиску шляхом закачування в продуктивні пласти газу, води, пари, розчинів різних речовин і вуглеводневих розчинників (штучних режимах) [24].

Враховуючи темпи розвитку газовидобувної галузі останнім часом газовидобувними підприємствами України часто використовується метод стабілізації видобутку за рахунок оптимізації робочих тисків на завершальному етапі розробки. Даний метод передбачає пониження робочого тиску на групі свердловин з метою збільшення дебітів (стабілізації видобутку) і ступеня вилучення газу з родовищ із впровадженням додаткових заходів. Оптимізація робочих тисків полягає у використанні енергії пласта в межах допустимої депресії та з дотриманням граничних швидкостей руху газу для недопущення руйнування привибійної зони пласта, обводнення свердловини (виникнення «депресійної водяної воронки») та ерозії насосно-компресорних труб, а також із забезпеченням винесення флюїду на поверхню. Основним ускладненням в експлуатації родовищ при даному методі є обводнення свердловин (за умови водонапірного режиму роботи продуктивного горизонту), що призводить до накопичення значної кількості рідини на вибої свердловини та зумовлює зниження тиску на гирлі і в результаті самозадавлювання свердловини.

Оскільки переважна частина свердловин експлуатують горизонти, що сформовані із стійких і доброзцементованих порід, проблема руйнування привибійної зони пласта має незначне значення, але при проведенні регламентних робіт трубопроводів та обладнання збору і підготовки продукції свердловин спостерігається накопичення в них частинок гірських порід. Тобто встановлення породовловлювачів та спеціалізованого обладнання залишається актуальним, і ще раз підтверджує необхідність експлуатації свердловин з дотриманням режимних параметрів роботи системи «пласт - свердловина» в межах допустимої депресії передбаченої проектом розробки.

Зазвичай система видобутку, збору і підготовки газу газопромислових управління складається із низьконапірної та високонапірної лінії. В практиці, існують випадки коли оптимізуючи робочі тиски на високонапірних свердловинах їх переводять на низьконапірні (з врахуванням критичних режимів та в межах допустимої депресії на пласт) з метою недопущення природного падіння видобутку, в подальшому направляючи потоки даного газу на централізовані газозбірні пункти для підготовки, компримування, та передачі в магістральні газопроводи [41, 56, 70].

Відомо, що обсяги фактичного видобутку газу за останні роки експлуатації унікального Шебелинського ГКР перевищували проектні, а додатковий видобуток газу за період 2003-2009 рр. становив 5,7 млрд. м<sup>3</sup>. На рис. 1.1 представлено динаміку річних відборів газу та пластового тиску за період 1980-2015 рр., на якій яскраво простежуються три характерні періоди розробки родовища:

- 1980 – 1991 рр. – період активної розробки з різким падінням як пластового тиску, так і обсягів видобутку газу;
- 1992 – 2003 рр. – період стабілізації пластового тиску і видобутку газу;
- 2003 – 2015 рр. – період підвищення видобутку газу і його стабілізації під час незначного падіння пластового тиску [70].

Аналіз процесів видобування газу і пластових тисків показує, що найбільш ефективним, з точки зору використання пластової енергії, був другий «стабілізаційний» період, коли середній об'єм видобутого газу на 0,1 МПа падіння пластового тиску становив близько 12 млрд. м<sup>3</sup>, а в період з 1999 р. по 2001 р. родовище взагалі вийшло на стабільний видобуток газу в об'ємі близько 2 млрд. м<sup>3</sup>/рік із практично стабільним пластовим тиском на рівні 3,3 МПа.

Після зниження робочих тисків із 1,75 МПа до 1,3 МПа пластовий тиск до 2009 р. знизився на 0,5 МПа, причому середній об'єм видобутого газу на 0,1 МПа падіння пластового тиску становив близько 3 млрд. м<sup>3</sup>. Очевидно, що період активної розробки родовища на виснаження до 1992 р. створив передумови для активізації початкових градієнтів пластового тиску, що забезпечило як зростання початкових запасів газу, так і стабілізацію видобутку впродовж наступних років [4, 70].

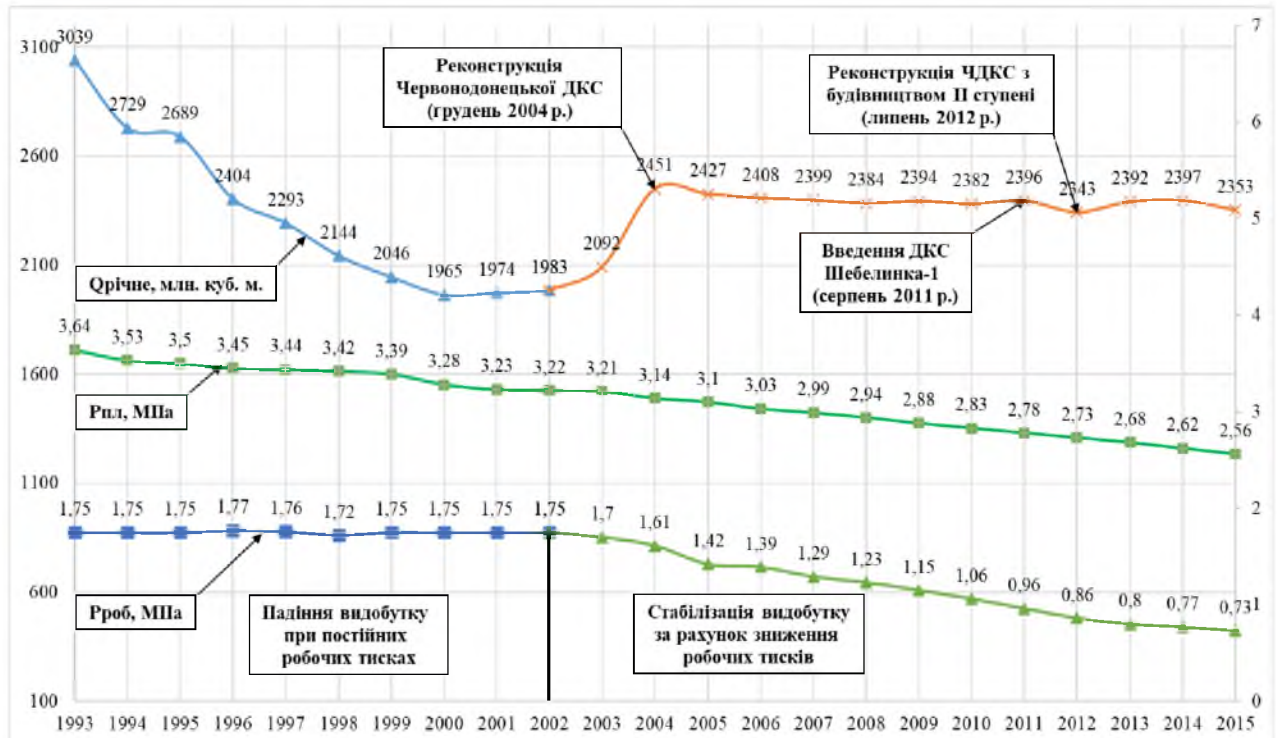


Рисунок 1.1 – Динаміка річних відборів газу та пластового тиску

Таким чином, з аналізу розробки, фізики пласта, класичного підрахунку запасів за падінням пластового тиску та математичного моделювання перспектив розробки можна стверджувати, що Шебелинське родовище вступило в четверту стадію розробки, що характеризуватиметься довгостроковою стабілізацією видобутку газу.

Але, щоб стабілізувати видобуток газу на найближчі роки, слід було б забезпечити умови поступового зниження пластового тиску щорічно в межах 0,05 МПа. Звідси випливає логічне завдання пошуку резерву зниження робочого тиску свердловин родовища. Чим більшим буде діапазон зменшення робочого тиску родовища (резерв), тим, відповідно, або буде досягнуто довший період стабілізації, або відбудеться приріст щорічного обсягу видобутку газу.

Тому актуальним залишається питання пошуку шляхів зниження величини робочого тиску свердловин за рахунок його пониження в обладнанні наземної інфраструктури.

Видобування, збір, підготовка та транспортування газу на об'єктах АТ «Укргазвидобування» здійснюється по типу централізованої та децентралізованої системи [4].

Враховуючи велику розгалуженість системи видобутку газу, а також віддаленість промислових об'єктів один від одного, найбільшого застосування на газоконденсатних промислах України отримала децентралізована система видобування, збору та підготовки газу. Особливістю даної системи є те, що збір та підготовка газу відбувається у наступній послідовності. Газ із свердловин по шлейфах поступає на УКПГ на яких проходить комплексну підготовку на основному технологічному обладнанні де він приводиться до вимог Кодексу ГТС, після чого подається на ДКС і по газопроводу-підключенню транспортується до магістрального газопроводу (передається АТ «Укртрансгаз»). Відповідно, як згадувалося вище на даний момент 70 % родовищ України знаходяться на завершальному етапі розробки, а тому в зв'язку із пониженням тисків та зміною режимів

роботи обладнання децентралізованої системи актуальним є питання приведення якості газу у відповідність Кодексу ГТС, а також організації централізованої системи збору газу [4, 36].

Централізована система видобування, збору та підготовки газу використовується на 36 % родовищ. Особливістю даної системи є те, що збір газу здійснюється за наступною схемою. Газ із свердловин подається на установки попередньої підготовки газу, після чого, при необхідності компримується на ДКС та подається на головні споруди (ГС), на яких відбувається комплексна підготовка газу із застосуванням технологій глибокого вилучення вуглеводнів, і як результат - підготовлений до вимог Кодексу ГТС газ подається у магістральні газопроводи. Супутньою продукцією глибокої підготовки газу на головних збірних пунктах (Головних Спорудах) є стабілізований конденсат - що в подальшому транспортується на об'єкти переробки для виробництва бензинів та скраплений природній газ різних товарних марок.

Враховуючи тенденцію зниження енергії пласта наявних родовищ компанії, на даний момент економічно вигіднішим є застосування централізованої системи видобутку, збору та підготовки газу. Відповідно гостріше постає питання транспортування сирого газу від УППГ до ГС та глобальне переформатування системи трубопроводів із перенаправленням газових потоків та введенням додаткових потужностей. Також хочеться відмітити, що перепланування потоків та застосування централізованої системи видобутку, збору та підготовки дасть змогу забезпечити пониження робочих тисків, що в результаті приведе до стабілізації (недопущення природного падіння) видобутку.

## 1.2 Аналіз гідравлічної ефективності газозбірної системи та її вплив на обсяги видобутку

Гідравлічною ефективністю газопроводу називають ступінь зниження його пропускної здатності в процесі експлуатації за рахунок зростання гідравлічного опору.

Причиною зниження гідравлічної ефективності слід вважати зміну технічного стану газопроводу, яка виражається у зростанні еквівалентної шорсткості внутрішньої поверхні труб та утворенні рідинних або твердих скупчень в порожнині трубопроводу.

Під час експлуатації газопроводів гідравлічний розрахунок полягає у визначенні пропускної здатності трубопроводу – максимально можливого завантаження трубопроводу при певному робочому тиску та оцінці гідравлічної ефективності газопроводу (для видобувного підприємства – оцінці загальних втрат тиску під час збору або транспортування продукції (рисунок 1.2) та їх надмірної частини, що викликана забрудненнями, визначення місць накопичення цих забруднень та їх орієнтовного об'єму) [63, 64].

Оскільки гідравлічний стан трубопроводу не є величиною сталою, то його зміни слід постійно контролювати, тобто здійснювати моніторинг гідравлічного стану, який складається з двох етапів:

– інструментальне вимірювання основних параметрів газового потоку в контрольних точках трубопроводу (тиску, температури, витрати) в польових умовах;

– виконання гідравлічних розрахунків за допомогою програмного забезпечення.

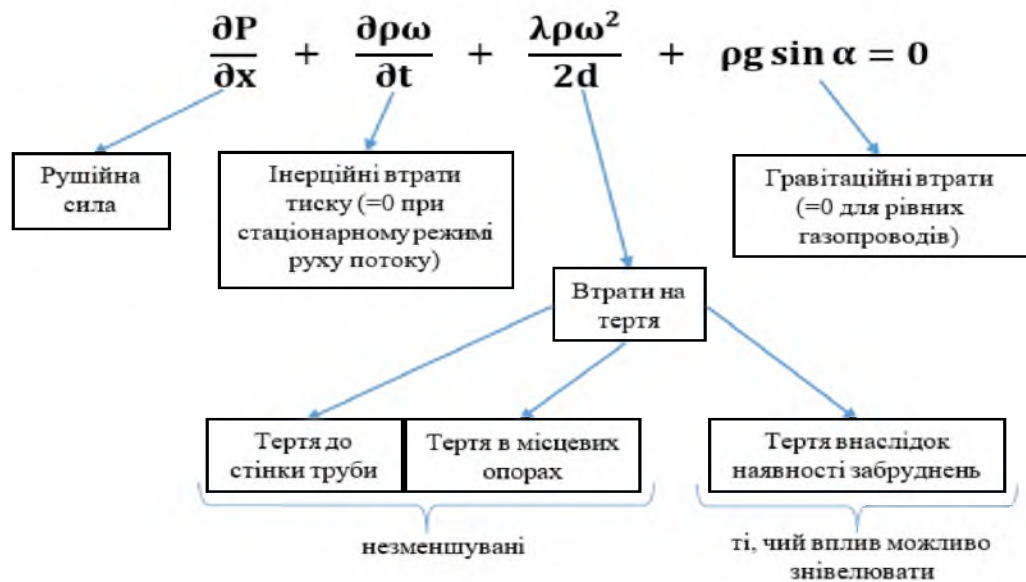


Рисунок 1.2 – Структура втрат енергії при транспортування газу

Нехтування питанням моніторингу гідравлічного стану трубопроводів може призвести як до значних похибок під час прогнозування варіантів подальшої розробки родовищ (в області оцінки робочого тиску на гирлі свердловин або тиску на вході в ДКС), так і до потенційно небезпечних ситуацій.

Найнебезпечнішими проявами нехтування моніторингом гідравлічного стану трубопроводів, що в підсумку призводять до аварійних ситуацій, є:

- довготривалі за часом процеси формування рідинних відкладень із подальшим їх перерозподілом у вигляді залпів до технологічного обладнання;

- короткотривалі процеси формування рідинних відкладень із стрімким винесенням рідинної пробки і можливістю руйнування технологічного обладнання – гідравлічні удари;

- процеси, що найбільш часто спостерігаються в умовах експлуатації трубопровідної системи – гідратоутворення, а також солевідкладення.

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 технологічного обладнання об'єктів наземної частини родовищ і газотранспортної мережі.

При досягненні критичної величини забруднень в коліні трубопроводу подібно стрибку падає кінцевий тиск або підвищується початковий і велика маса рідини переміщується в наступну за ходом природну пастку, виштовхуючи певний об'єм рідини із неї і так далі до кінцевого пункту призначення, де рідинний потік потрапляє у «вузькі» технологічні трубопроводи, переповнює збірник забруднень сепаратора, призводячи до аварійної відмови обладнання та припинення подачі газу. Відповідно пониження гідравлічної ефективності призводить до пониження робочих тисків в системі збору та підготовки, перекриваючи переріз трубопроводу, та створює гідравлічний опір системі видобутку газу (пласт - гирло), що в результаті призводить до пониження обсягів видобутку газу.

Якщо на вхід газопроводу надійде великий об'єм рідини за короткий час і з високим робочим тиском перерозподіл мас рідини може відбутися в короткий термін і великої потужності із зростанням швидкості газу вище швидкості звуку на коротких ділянках (особливо невеликого діаметру та із наявністю великої кількості місцевих опорів). Такий швидкий перерозподіл мас рідини, що характеризується надходженням великої маси рідини на вхід трубопроводу носить назву гідравлічного удару і може призвести до руйнування технологічного обладнання.

Найбільш часто експлуатаційний персонал зіштовхується із проблемою утворення гідратів в порожнині трубопроводу, які швидко зростають в умовах високого робочого тиску і низьких температур і найчастіше закупорюють «вузькі» ділянки трубопроводів (коліна, засуви, крани, трійники, штуцера тощо). Попри те, що фактично це є найшвидший прояв, який може раптово припинити подачу або видобуток газу, попереджують його шляхом вчасного введення інгібітору гідратуутворення.

Другим негативним впливом наявності забруднень та відповідних надлишкових втрат тиску є падіння величини робочого тиску на вході в ДКС, що при сталому завантаженні та необхідності підтримання високої величини вихідного тиску призводить до зростання витрати паливного газу, збільшення витрат на охолодження. Доволі часто це притаманно для родовищ, на яких ДКС розміщена на центральному газозбірному пункті, на який подається газ як із високонапірних, так і низьконапірних свердловин, а отже стверджувати, що усунення забруднень дозволить досягти якогось додаткового резерву у робочому тиску свердловин неможливо.

Як видно із вищенаведеного, гідравлічний стан газопроводу є чи не найважливішим чинником, що впливає на розподіл величин робочого тиску на об'єктах газотранспортної системи і суттєво позначається на об'ємах видобутку газу.

Поняття гідравлічної ефективності вперше було введено Є.І. Ходановичем для оцінки технічного стану газопроводу за мірою зниження його пропускної здатності [68]. Подальший розвиток закономірностей впливу гідравлічної ефективності на транспортування газу викладено в працях Бобровського С.А. [7], Галіулліна З.Т. [15], Грудза В.Я. [17], Жидкової М.О. [26], Капцова І.І. [33], Яковлєва Є.І. [71].

В працях [35] приведено загальні математичні моделі квазістаціонарного і нестационарного руху газу в трубопроводах в різних умовах технічного стану труб. Зокрема, математична модель одномірного руху газу в трубопроводі, яка базується на рівняннях руху, нерозривності та енергії, має вигляд [35]

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial x} + \alpha W \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} &= 0, \\ \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} &= 0, \end{aligned} \quad (1.1)$$

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

$$= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c).$$

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;  $\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище;  $D, d$  – зовнішній і внутрішній діаметри труби;  $\xi, \xi_c$  – 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.

В [18, 72] приведено результати досліджень з впливу нестационарності газового потоку на точність визначення коефіцієнта ефективності, вводиться поняття критерію нестационарності як відношення інерційних гідравлічних втрат енергії в потоці до втрат на тертя, отримано його числове граничне значення, яке обумовлює похибку, що не перевищує 5%.

В роботі [22] показано вплив рідкої фази на гідравлічну ефективність газопроводу. Приводяться методи визначення кількості рідини в газопроводі, встановлено фізичні властивості рідких відкладень, ступінь їх корозійної активності.

Однак, слід відзначити, що газозбірна система газового родовища являє собою складну систему газопроводів з паралельним і послідовним їх підключенням, робочі тиски в яких можна виміряти тільки у певних точках, а витрату газу виключно на газозбірних пунктах. Крім того, в силу експлуатаційних особливостей різні ділянки газозбірної системи можуть характеризуватися суттєво різним технічним станом, містити різну кількість рідинних чи твердих відкладень. Тому коефіцієнт гідравлічної ефективності газозбірної системи родовища визначити складно, в літературі така інформація відсутня. В зв'язку з сказаним викликає інтерес вплив технічного

стану окремих елементів газозбірної системи на величину загального коефіцієнта гідравлічної ефективності, тобто оцінити ступінь зниження продуктивності родовища, викликаний зміною технічного стану.

### **1.3 Аналіз існуючих методів підвищення ефективності газопроводів**

Для підвищення гідравлічної ефективності газопроводів можливі два напрямки заходів. Перший пов'язаний з витисненням з порожнини газопроводу рідинних та твердих відкладень, що утворилися в процесі експлуатації, другий - з зменшенням шорсткості внутрішньої поверхні труб, яка зростає в результаті внутрішньої трубної корозії. Обидва напрямки не заперечують один одного, а повинні на практиці застосовуватися комплексно з метою підтримання коефіцієнта гідравлічної ефективності на високому рівні.

Для витиснення рідкої фази з порожнини газопроводу запропоновано і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв [17], кожен з яких умовно можна віднести до одного з трьох типів: очисні кулі, очисні еластичні поршні та очисні поршні манжетного типу. Кожна з запропонованих конструктивних схем має свої переваги та недоліки, які висвітлено в літературі, зокрема в [22].

Дослідження процесу витиснення рідини твердим очисним пристроєм з трубопроводу, що рухається під тиском газу [35], дозволили встановити залежність ефективності очищення від конструктивних елементів пристрою та параметрів режиму, зокрема швидкості руху пристрою. Показано [22], що різниця форм епюр швидкостей твердого тіла і рідкої фази викликає нерівномірність розподілу тиску по перерізу трубопроводу і спричиняє деформацію ущільнень, створюючи умови перетоку рідини через рухома границю, що погіршує ефективність очистки. З збільшенням швидкості руху пристрою ефект нерівномірності розподілу тисків згладжується і

ефективність очищення зростає. Однак, при збільшенні швидкості руху поршня зростає величина підвищення тиску від гідродару, що виникає в момент зустрічі пристрою з рідинною пробкою, що погіршує ефективність очищення. Тому згідно з [35] існує оптимальна швидкість руху очисного пристрою кожної з конструкцій, при якій ступінь очищення газопроводу буде максимальною. Ця швидкість називається оптимальною, для її визначення в отримано емпіричні формули.

Слід зауважити, що складна система газопроводів різної довжини і діаметру та різного призначення, якою являється газозбірна система родовища вимагає особливого підходу до процесу підвищення гідравлічної ефективності, і ряд розробок, характерних для магістральних газопроводів, в даній ситуації не можуть бути використаними. Тому для підвищення гідравлічної ефективності систем збору та між промислового транспортування газу необхідно розробити новий комплексний підхід, який включатиме нові способи очищення трубопроводів і нові конструктивні рішення.

Як згадувалося вище, переважна більшість родовищ України в даний час знаходяться на завершальній стадії розробки, для якої характерно істотне зниження пластового тиску. В умовах низьких пластових тисків забезпечення планових обсягів видобутку багато в чому визначається надійністю та ефективністю роботи промислових систем збору і підготовки газу. Для підвищення експлуатаційних характеристик промислового обладнання використовуються різні технічні рішення з реконструкції та технічного переозброєння об'єктів видобутку газу.

Експлуатація газозбірних систем на стадіях зменшення видобутку супроводжується зниженням тиску, температури і продуктивності, збільшенням вмісту пластової рідини в його складі. Ці чинники сприяють створенню умов для накопичення рідини в трубопроводах і формування цілого комплексу експлуатаційних проблем [1, 2, 3, 49, 53, 67], а саме:

- зростають втрати тиску по довжині газопроводу при транспортуванні свердловини продукції на пункти збору;
- спостерігаються пульсації тиску і залпові викиди рідини у вхідні сепаратори на установках комплексної підготовки газу;
- підвищується ризик утворення гідратів, збільшується витрата інгібіторів.

З метою більш ефективної експлуатації родовищ на завершальній стадії експлуатації розроблені і використовуються різні методи видалення рідини з газозбірної системи і технічні рішення по її реконструкції, що спрямовані на зниження негативних факторів, пов'язаних з накопиченням рідини [1, 3, 10, 49, 53].

Проведемо аналіз переваг та недоліки найбільш відомих рішень щодо запобігання накопичення і ліквідації рідини в промислових трубопроводах з точки зору їх інженерно-технічної реалізації.

За функціональним особливостям технічні рішення можуть бути умовно розділені на дві групи. До першої групи належать технічні рішення, що знижують ступінь накопичення рідини в трубопроводах в процесі експлуатації за рахунок збільшення швидкості газорідинного потоку і поліпшення умов виносу рідини. Як відомо, при швидкостях газового потоку, що перевищують 17 м/с, рідка фаза переходить в крапельне дисперсне середовище і виноситься потоком газу з трубопроводу.

Серед них найбільш відомі такі рішення, як:

- зменшення діаметрів трубопроводів;
- використання технології «труба в трубі»;
- об'єднання газових потоків в шлейфах, що йдуть в одному коридорі.

При реалізації технічного заходу по зменшенню діаметра трубопроводу збільшення швидкості потоку до необхідної величини для виносу рідини досягається шляхом зниження прохідного перерізу трубопроводу [53]. Зменшення діаметрів трубопроводів, що працюють в умовах накопичення рідини, дозволяє: знизити гідростатичні втрати тиску, обумовлені вагою

рідини на висхідних ділянках; змістити на більш пізні терміни виникнення пробкових режимів течії газорідинної суміші; зменшити обсяг і темп зростання рідинних пробок. Головна перевага даного рішення - широкі можливості прикладного застосування: заміна існуючих труб на труби меншого діаметру може бути виконана на будь-якій ділянці газозбірної мережі, що працює в режимі накопичення рідини, в реаліях сьогодення, з урахуванням економічного чинника. До основних недоліків технології слід віднести складність і високу вартість реалізації: потрібні демонтаж і утилізація існуючих трубопроводів, монтаж нових трубопроводів системи збору газу.

Технологія «труба в трубі» передбачає використання в порожнині шлейфу групи свердловин, що працюють в режимі накопичення рідини, внутрішньої пластикової труби меншого діаметру, по якій продукція свердловин транспортується до УКПГ. При цьому простір між зовнішньою трубою і зовнішньою поверхнею внутрішньої труби заповнюється газом під тиском, рівним тиску газу, що транспортується, тому внутрішня труба не несе значних навантажень. Установка труби в існуючі шлейфи може бути виконана протягуванням за допомогою сталевого троса. Технологічний ефект від використання даного рішення аналогічний ефекту від зменшення діаметра трубопроводу.

Позитивним моментом є те, що на відміну від зменшення діаметрів шлейфів технологія «труба в трубі» не вимагає дорогої заміни труб. Однак до теперішнього часу досвід її застосування при реконструкції трубопроводів системи збору газу відсутній. До того ж наявність термокомпенсаторів, поворотів, кранових вузлів на шлейфах групи свердловин може ускладнити монтаж пластикової труби.

Об'єднання потоків декількох шлейфів в один в одному технологічному коридорі, також як і розглянуті вище рішення, дозволяє збільшити швидкість руху газу і поліпшити умови виносу рідини. Одночасно зі зниженням гідростатичних втрат тиску за рахунок запобігання утворенню рідинних

пробок даний спосіб дозволяє підвищити температуру потоку газу в шлейфах в холодну пору року і, як наслідок, знизити витрату інгібітору гідратуутворення - метанолу [1, 3]. Крім того, з'являється можливість використовувати вивільнені ділянки системи збору газу для продувки діючих шлейфів газом «високого» тиску від дожимної компресорної станції УКПГ в сторону пункту переключення арматури.

Перевагою об'єднання потоків шлейфів є відносна простота реалізації і невисокі матеріально-технічні затрати в порівнянні з заміною трубопроводів і технологію «труба в трубі». Разом з тим можливості застосування даної технології на промислових системах збору газу дещо обмежені, так як кількість шлейфів де можливо застосувати даний метод невелика в порівнянні із загальною протяжністю газозбірних мереж.

Важливо відзначити, що позитивний ефект від перерахованих заходів спостерігається тільки протягом обмеженого періоду часу, що пов'язано з мінливими в процесі розробки умовами експлуатації шлейфів. Постійне зниження відборів газу на завершальній стадії розробки призводить до того, що досягнутих в результаті реконструкції швидкостей потоків газу на певному етапі стає недостатньо для винесення рідини.

До другої групи заходів віднесені заходи, що направлені на видалення скупчень рідини із трубопроводів в процесі експлуатації. Найбільш відомими серед них наступні:

- продувки шлейфів;
- очищення за допомогою різноманітних конструкцій очисних поршнів;
- відділення рідини на гирлі свердловин.

При проведенні продувок здійснюється короткочасне збільшення швидкості потоку продукту що транспортується в шлейфі до значень, при яких забезпечується винесення рідних скупчень, що накопчилися в процесі експлуатації [10]. Продувки шлейфів можуть здійснюватися в двох напрямках: з боку свердловин і з боку УКПГ. Продування з боку свердловин,



як правило, є кращим варіантом, оскільки не вимагає додаткових заходів по утилізації рідини на свердловинних майданчиках. Однак на пізніх стадіях розробки родовищ продування шлейфів з боку свердловин не завжди дозволяє забезпечити винос рідини із-за низького рівня пластового тиску. В даному випадку можливе проведення продувок тільки з боку УКПГ.

Істотною перевагою при виборі даного технічного заходу можна вважати широкі можливості його застосування: продувки трубопроводів можуть бути виконані на будь-якій ділянці газозбірної системи, що працює в режимі накопичення рідини. Проведення продувок з боку свердловин, як правило, не вимагає монтажу додаткового обладнання. Основними недоліками даного методу є невірбніччі втрати газу і руйнування призабійної зони свердловини внаслідок високих депресій на пласт [1, 53]. Проведення продувок з боку УКПГ також вимагає вирішення проблем утилізації рідини на свердловинних майданчиках.

При використанні поршнів для видалення рідини необхідно встановлення додаткового обладнання на шлейфах [67]. В даний час для очищення трубопроводів застосовується технологія рівнопрохідних трьохходових кульових кранів, які виконують функцію камер запуску і прийому поршнів. Крани встановлюються безпосередньо на шлейфах групи свердловин і не вимагають великих обсягів попередніх робіт при виконанні заходів з видалення рідини.

Одним з технологічних варіантів процедури очищення порожнини трубопроводу є використання одноразових гелевих поршнів [5, 11, 37]. Після завершення очищення поршень не витягується з трубопроводу, а розчиняється водою. Метод гарантує прочищення без утворення пробок в порожнині шлейфів. Повністю виключаються збитки, пов'язані з пошуком застряглого пристрою, та ліквідацією пробки. Відпадає необхідність в дорогих камерах пуску/прийому очисних пристроїв. Прийом поршнів здійснюється або в сепараторах, або в збірних колекторах промислу.

В якості методу 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. Це дозволяє істотно знизити накопичення рідини в шлейфах в процесі експлуатації, а в ряді випадків повністю виключити його. До недоліків даного рішення відносяться втрати тиску в пригирлових відбійниках рідини і необхідність монтажу допоміжного обладнання. Крім того, необхідно вирішувати проблему утилізації відділеної рідини.

Таким чином, враховуючи велику кількість існуючих методів з очищення трубопроводів та той факт, що переважна більшість родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, а також вік системи збору газовидобувної Компанії, актуальним залишається питання, щодо розроблення способів оптимізації системи міжпромислового транспортування продукції для «виснажених» родовищ із мінімальною затратою енергії.

#### **1.4 Постановка задач досліджень та конкретизація мети роботи**

В умовах експлуатації родовищ на завершальній стадії розробки, що характеризуються низьким газовидобувним потенціалом пласта, розробка способів оптимізації міжпромислового транспортування газу із раціональним використанням пластової енергії залишається актуальним питанням на сьогоднішній день.

Тому, виходячи із вищевикладеного, з метою оптимізації режимів роботи та забезпеченням належної підготовки газу виникає необхідність перенаправлення газових потоків та організація централізованих газозбірних пунктів.

Мета роботи полягає в збільшенні продуктивності виснажених газових родовищ шляхом підвищення гідравлічної ефективності газозбірної системи і раціонального планування газопотоків в системі міжпромислового транспортування газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати існуючий стан газовидобувної системи в розрізі «пласт – магістральний газопровід» та вплив гідравлічної ефективності газозбірної системи на робочий тиск свердловин і рівень базового видобутку для родовищ, що розробляються в газовому режимі на виснаження;

- розробити математичну модель процесів збору та транспортування газу виснажених родовищ, враховуючи динаміку гідравлічної ефективності її елементів від вибою свердловини до установки підготовки вуглеводнів;

- оцінити вплив гідравлічного стану системи збору і міжпромислового транспортування газу та змоделювати поведінку газозбірної системи в умовах впровадження заходів підвищення її гідравлічної ефективності. зміну напрямку газових потоків на промислах та оцінкою ефективності в сучасних програмних комплексах, що використовують всесвітньовідомі математичні моделі руху газорідних потоків.

- розробити заходи з раціонального вибору газових потоків системи міжпромислового транспортування газу, а також зміну напрямку газових потоків на промислах та оцінкою ефективності в сучасних програмних комплексах, що використовують всесвітньовідомі математичні моделі руху газорідних потоків.

## РОЗДІЛ 2

### ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

Одним з визначальних факторів, що обумовлюють дебіт свердловин газового родовища і його продуктивність є наявний перепад тиску між продуктивним пластом і трубопроводом, в який подається видобутий газ. Величина наявного перепаду тиску є вихідним положенням при проектуванні газозбірної системи і міжпромислових колекторів.

На стадії виснаження родовища наявний перепад тиску зменшується за рахунок падіння пластового тиску. При цьому величина газодинамічного опору системи збору газу постійно зростає за рахунок накопичення в трубопроводах рідкої фази і твердих відкладень, які частково перекривають переріз газового потоку і створюють умови виникнення двофазних течій в трубах [6, 61, 75]. Збільшення газодинамічного опору системи збору газу в комплексі з падінням пластового тиску призводять до зменшення дебіту свердловин, а, значить, зниження продуктивності родовища.

Зростання газодинамічного опору насосно-компресорних труб свердловини і газопроводів системи збору газу загальноприйнято оцінювати коефіцієнтом гідравлічної ефективності, який визначається відношенням фактичної і проектної пропускної здатності і являється функцією технічного стану трубопроводів.

Для підвищення коефіцієнта гідравлічної ефективності трубопроводів і насосно-компресорних труб необхідно приймати рішення про комплекс заходів з очищення трубопроводів від рідкої фази і твердих відкладень. Однак, для прийняття такого рішення необхідно провести ряд обстежень трубопроводів системи збору газу і насосно-компресорних труб свердловин, в результаті якого слід дати оцінку впливу гідравлічної ефективності кожного з елементів системи на зростання дебіту свердловин, що дозволить

визначити об'єкти першочергового обслуговування та періодичність проведення запланованих заходів.

## **2.1 Математичне моделювання процесів системи збору та транспортування газу**

На сьогоднішній день слово «модель» отримало широке застосування. Використовуючи слово «моделювання», мається на увазі вивчення фізичного процесу за допомогою математичної моделі. При моделюванні можливо дослідити відповідний процес (задачу) з різним ступенем деталізації з метою отримання необхідних результатів або підтвердження гіпотез.

Моделювання системи збору газу має велике значення для вирішення задач оптимального управління системою видобування, збору та підготовки газу, оскільки саме її характеристики в істотній частині визначають тиск на вході об'єкта і діапазон його продуктивності.

В рамках виконання даної роботи авторами було запропоновано створити єдину математичну модель системи видобутку та збору газу з врахування існуючого гідравлічного стану системи. Наступним кроком було проведено імітацію очищення газозбірної системи в результаті чого оцінено стан системи. Після чого було змодельовано пониження робочих тисків системи збору газу та оцінено додатковий видобуток та реакцію свердловин на оптимізацію робочих тисків.

Для побудови єдиної моделі від пласта до магістрального газопроводу використано комплекс наступних моделей. Для побудови моделі притоку флюїду до вибою застосовано модель Ф. Форхгеймера, для вертикального потоку флюїду – Хагедорна і Брауна, для горизонтального потоку Беггса і Брілла (оновлена) [8, 32, 45, 73, 74, 75].

Перші дані про дослідження газових свердловин появились в літературі в 20-х роках минулого століття [16]. Газодинамічні методи використовують зміни пластового тиску при зміні режиму роботи свердловин або в процесі їх

експлуатації. В залежності від характеру цієї зміни методи досліджень розділяють на три групи:

- метод сталих відборів;
- методи, що засновані на перерозподілі тиску при запуску чи зупинці свердловини;
- методи, що використовують падіння тиску при експлуатації системи свердловин. Розглянемо розвиток даних методів:

В 1925 році були опубліковані роботи (Баннет і Пірс), де був запропонований підхід до газогідродинамічного дослідження свердловин шляхом заміру дебіту і тиску на гирлі і забої свердловини при її фонтануванні в атмосферу.

Проведення газодинамічних досліджень даним методом приводило до суттєвих втрат газу при фонтануванні свердловин в атмосферу, метод не задовольняв правила безпеки.

В 1929 році Пірс Роулінс описав метод протитиску, який включає в себе зняття індикаторної кривої і її наступне опрацювання [29]. В США даний метод (після вдосконалення) був рекомендований для застосування при дослідженні газових свердловин. Роулінс і Шелхард представили в 1935 році результати газодинамічних досліджень багатьох свердловин [51].

Ними було запропоновано одночлену степеневу формулу притоку газу до забою свердловини:

$$Q = c(P_k^2 - P_3^2)^n \quad (2.1)$$

Графічний метод визначення «постійних» рівняння  $c$  і  $n$ , а також метод знаходження абсолютно вільного (це максимально теоретичний дебіт свердловини, який міг бути при її роботі з абсолютним тиском на забої рівним  $1 \text{ кг/см}^2$ ) дебіту свердловини. Для опрацювання індикаторної кривої використовують степеневу формулу Роулінса і Шелхарда, в якій коефіцієнт пропорційності між дебітом і різницею квадратів тисків характеризував продуктивність свердловини, а показник степеню – величину відхилення індикаторної кривої від прямої [50]. Метод Роулінса і Шелхарда отримав

широке розповсюдження і використовується газовидобувними країнами до теперішнього часу. Однак в США з'являється все більше праць, в яких рекомендовано до застосування двочлену формулу [77]. Недосконалість використання степеневі формули полягає в тому, що відсутність будь-яких закономірностей, що пов'язані між показником степеню і факторами, що викривляють індикаторну криву, не дають можливості в ряді випадків врахувати дані фактори, а інколи взагалі коректно опрацювати індикаторну криву. В зв'язку цим велике значення має використання двочленної формули для опрацювання індикаторних кривих, що заснована на двочленному законі фільтрації.

При значних числах Рейнольдса  $Re > Re_{кр}$  лінійний закон Дарсі перестає працювати. Перше узагальнення закону Дарсі на випадок великих значень  $Re$ , основані на дослідних даних, було виконано Дюпюї, що сформулював двочленний закон фільтрації, що носить ім'я австрійського дослідника Ф. Форхгеймера [32, 45].

В 1950 році І.А. Чарний і в 1951 році Є.М. Мінський [40] ввели в практику обробки результатів досліджень газових свердловин двочлену формулу залежність градієнта тиску від швидкості фільтрації, що аналогічна формі раніше опублікованої формулі Ф. Форхгеймера [6, 74]:

$$\frac{dp}{dR} = \frac{\mu}{k} \cdot v + \beta^* \cdot \rho v^2 \quad (2.2)$$

Перший доданок в правій частині формули (2.2) враховує втрати тиску внаслідок в'язкості рідини, друге – інерційну складову опору руху рідини, що пов'язана з криволінійністю порових каналів. З (2.2) слідує, що при малих швидкостях фільтрації квадратом швидкості  $v^2$  можна знехтувати і градієнт тиску буде залежати тільки від першого доданку, тобто рух буде безінерційним. При великих швидкостях фільтрації сили інерції стають істотними і будуть рівними або навіть переважатимуть над силами в'язкості.

Хороша узгодженість відношення (2.2) з даними промислових і експериментальних спостережень була встановлена в багаточисленних роботах вітчизняних і зарубіжних дослідників. Це свідчить про те, що дане

співвідношення представляє дещо більше, ніж просту емпіричну формулу, оскільки воно добре виконується навіть для дуже великих швидкостей фільтрації. Фізична суть його полягає в тому, що при більших швидкостях швидкозмінний рух в порах внаслідок зміни «звивистості» порових каналів пов'язане з появою значних інерційних складових гідравлічного опору.

Роботами вітчизняних дослідників доведено, що двочленний закон фільтрації (2.2) є фізично найбільш обґрунтованим і реалізується при всіх числах Рейнольдса, що зустрічається в практиці розробки газових родовищ.

Є.М. Мінський на основі обробки експериментальних даних Фенчера, Льюїса і Бернса запропонував структуру і числове значення коефіцієнта  $\beta^*$ . Наближене значення величини і структури коефіцієнта  $\beta^*$  довгий час дозволяло використовувати коефіцієнт фільтраційного опору  $b$  для визначення параметрів пористого середовища.

Параметри пористого середовища визначали по коефіцієнту  $a$  в формулі стаціонарного притоку газу до забою свердловини [42]:

$$p_k^2 - P_3^2 = AQ + BQ^2 \quad (2.3)$$

Для моделювання вертикального потоку застосовано кореляцію – Хагедорна і Брауна, яка має вигляд:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{2f \cdot \rho_{бп} \cdot v_{см}^2}{D} + \frac{\rho_{бп}}{\rho_n} \quad (2.4)$$

де  $v_{см}$  – загальна швидкість потоку газорідинної суміші;  $f$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $\rho_{бп}$  – густина суміші без проковзування;  $\rho_n$  – густина суміші з проковзуванням;  $D$  – діаметр.

Враховуючи важливість газозбірної системи на родовищі не тільки як системи видобутку, збору і транспорту продукції, але й як системи контролю технологічних режимів роботи, її визначення і адаптація є важливим етапом створення комплексної гідродинамічної моделі. Розрахунки режимів роботи трубопроводів, як правило виконуються за допомогою кореляцій, що отриманні по результатах численних досліджень.



Розрахунок градієнта тиску з врахуванням багатофазового потоку виконується на основі тих же принципів, що і розрахунок однофазного потоку. В основі лежать закони збереження маси і імпульсу. Проте при цьому наявність додаткової фази ускладнює математичну модель системи.

В літературі приведені кореляції, що розраховані різними авторами: Поеттманн і Карпентр, Баксендель і Томас, Фенчер і Браун, Хагедорн і Браун, Грей, Ашейм, Данс і Рос, Оркижевский, Азіз, Кьєрічі, Бегс і Брілл, Мукерджи і Брілл [8, 9, 12, 73, 75, 76, 80, 82].

Розглянутий далі метод Беггса і Брілла відрізняється від інших емпіричних кореляцій тим, що він дозволяє визначити той чи інший режим потоку і розрахувати параметри протікання для кожного режиму потоку [23].

В ході досліджень методу Беггса і Брілла застосовувались відрізки акрилових труб діаметром 25,4 і 38,1 мм і довжиною 27,4 м. Кут нахилу труби варіювався. Флюїд був представлений сумішшю води і повітря. Першочергово проводились дослідження режимів потоку в горизонтальному трубопроводі різного діаметра. Дослідження проводились з різним складом води при різному дебіті газу. Величина перепаду тиску і об'ємний склад рідинної фази змінювались при різних кутах нахилу труби, від  $0^\circ$  до  $\pm 90^\circ$ . На основі більш ніж 500 дослідів складені підсумкові кореляції.

Величина втрат тиску в похилій трубі при двофазному потоці згідно із дослідженнями Беггса і Брілла, може бути розрахований за формулою:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f_{тр} \cdot v_{см}^2 \cdot \rho_{бс}}{2D} + \rho_{см} \cdot g \cdot \sin(\theta), \quad (2.5)$$

де  $v_{см}$  – загальна швидкість потоку газорідинної суміші;  $f_{тр}$  – коефіцієнт тертя для двофазного потоку в трубі;  $\rho_{см}$  – густина флюїду;  $\rho_{бс}$  – густина суміші без проковзування.

Перший доданок в правій частині рівняння характеризує втрати тиску на тертя, а другий відображає гідростатичний тиск рідини з врахуванням кута пролягання трубопроводу  $\theta$ .

Газозбірна система визначається конфігурацією і розмірами родовища, сіткою розміщення і дебітом окремих свердловин, кількістю і характеристикою продуктивних горизонтів, технологічною схемою промислової підготовки газу до транспорту, вимог, що пред'являються до надійності подачі газу з промислу. На даному етапі роботи була змодельована мережа збору у вигляді закінчених систем, беручи до уваги взаємодію різних компонентів, таких як свердловини та шлейфи залучені в загальні системи збору. Гирловий тиск на свердловинах і пропускна здатність газозбірної мережі знаходяться під впливом протитиску, доданому до системи видобутку. Моделювання систем збору дозволяє визначити ефекти від зміни кількості свердловин, встановлення компресорних агрегатів, закільцювання трубопровідних ліній, зміни тиску на вході до технологічної лінії з підготовки газу тощо.

В даному розділі розглядається побудова і розрахунок системи збору, для оцінки продуктивності повноцінної видобувної системи. Створенні моделі адаптовані під поточний стан, що характеризуються даними технологічних режимів та рапортів добової звітності видобутку вуглеводнів.

## **2.2 Дослідження гідравлічної ефективності системи збору та транспортування газу**

Враховуючи тенденцію нарощування видобутку, а також той чинник, що більшість родовищ знаходяться на завершальній стадії розробки, в результаті чого останнім часом Компанія активно проводить роботи по дослідженню гідравлічної ефективності проблемних ділянок системи збору газу, а тому відкритим залишається питання впровадження системи «on line» моніторингу гідравлічної ефективності системи збору газу.

Основна ідея полягає у впровадженні постійного моніторингу роботи газозбірної системи на предмет виявлення змін термобаричного режиму

експлуатації. Такі зміни можуть сигналізувати на високу вірогідність утворення рідинних скупчень, які чинитимуть додатковий гідравлічний опір.

Результати моніторингу зміни тиску, температури, точок роси і композиційного складу природного газу дозволяють провести їх комплексний аналіз та з прийнятною точністю оцінити можливість формування мас рідини на певних ділянках газопровідної системи. Це виключає необхідність підтвердження їх наявності за допомогою приладового обладнання і додаткових людських ресурсів, а також скорочує час не реагування на виникнення проблеми.

Розглянемо одну із методик розрахунку гідравлічної ефективності. Як відомо, продуктивність газового родовища визначається не тільки характером фільтрації газу в пористому середовищі продуктивного горизонту, а й газодинамічним опором системи збору газу який визначає реальний дебіт свердловин. З часом експлуатації родовища спостерігається тенденція зростання газодинамічного опору системи збору газу, що призводить до додаткових енерговитрат і зменшення продуктивності родовища. Процес старіння газопроводів, в газодинамічному сенсі, визначається гідравлічною ефективністю, яку прийнято оцінювати коефіцієнтом, що є відношенням фактичної витрати газу через поперечній переріз трубопроводу до її проектної величини [34, 63, 64, 65].

$$E = \frac{Q_{\text{ф}}}{Q_{\text{пр}}} = \sqrt{\frac{\lambda_{\text{теор}}}{\lambda_{\text{факт}}}} \quad (2.6)$$

де  $\lambda_{\text{теор}}$ ,  $\lambda_{\text{факт}}$  – коефіцієнти гідравлічного опору трубопроводу.

Для простого газопроводу (шлейфа, колектора, промислового газопроводу) основне рівняння газопроводу з врахуванням гідравлічної ефективності запишеться у вигляді:

$$Q = c \cdot E_{\text{ш}} \cdot d_{\text{ш}}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda_{\text{г}} \cdot \Delta Z \cdot T \cdot L_{\text{ш}}}} \quad (2.7)$$

де  $c$  – коефіцієнт, що залежить від вибору системи одиниць;  $E_{\text{ш}}$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності шлейфа;  $d_{\text{ш}}$  – внутрішній діаметр

шлейфа;  $P_{\text{п}}, P_{\text{к}}$  – тиски на початку і в кінці шлейфа;  $\Delta$  - відносна густина газу;  $Z$  – коефіцієнт стисливості;  $T$  – середня температура газу;  $L_{\text{ш}}$  – довжина шлейфа;  $\lambda_{\text{теор}}$  – теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору, яке знаходиться за формулою

$$\lambda_{\text{теор}} = 0,067 \cdot \left( \frac{158}{R_e} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0.2}$$

$k_e$  – еквівалент шорсткості труб;  $R_e$  – число Рейнольдса;

Аналогічно для стовбура свердловини маємо:

$$Q = E_c \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{в}}^2 - P_{\text{г}}^2 \cdot e^{2s}}{\theta}} \quad (2.8)$$

де  $E_c$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності свердловини;  $P_{\text{в}}, P_{\text{г}}$  – тиск на вибої та гирлі свердловини;  $L$  – довжина шлейфа;

$$s = 0,031415 \cdot \frac{\Delta \cdot L}{z \cdot T}$$

$$\theta = 0,0133 \cdot \lambda_{\text{теор}} \cdot \frac{z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2s} - 1)$$

Газозбірна система є складною трубопровідною системою з паралельним і послідовним з'єднанням трубопроводів. Для кожної з ланок цієї системи, включаючи продуктивний горизонт можна записати рівняння:

– для продуктивного горизонту:

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{зат}} = a \cdot q + b \cdot q^2 \quad (2.9)$$

де  $a, b$  – коефіцієнт фільтраційного опору;  $q$  – дебіт свердловини;

– для стовбура свердловини:

$$P_{\text{зат}}^2 - P_{\text{гир}}^2 \cdot e^{2s} = \frac{Q}{E \cdot e^2} \cdot q^2 \quad (2.10)$$

– для шлейфа:

$$P_{\text{г}}^2 - P_{\text{п}}^2 = E_{\text{ш}}^2 \cdot c_{\text{ш}}^2 \cdot q^2 \quad (2.11)$$

де  $P_{\text{п}}$  – тиск в кінці шлейфа;

$$c_{\text{ш}} = \frac{\lambda_{\text{теор.ш}} \cdot \Delta \cdot E \cdot T \cdot L_{\text{ш}}}{c \cdot d_{\text{ш}}^5}$$

– для колектора:

$$P_{\Pi}^2 - P_{\text{К}}^2 = E_{\text{К}}^2 \cdot c_{\text{К}}^2 \cdot Q^2 \quad (2.12)$$

- де  $E_{\text{К}}$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності колектора;  $Q$  – сумарна продуктивність групи свердловин;

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i \quad (2.13)$$

Рівняння (2.9)-(2.12) складають систему, з якої виключивши проміжні значення тисків отримаємо:

$$P_{\text{пл}}^2 \cdot e^{-2s} - P_{\text{К}}^2 = (aq + bq^2)e^{-2s} - \left[ \frac{\theta}{E_{\text{с}}^2} e^{-2s} \cdot q^2 + \frac{c_{\text{ш}}}{E_{\text{ш}}^2} q^2 + \frac{c_{\text{К}}}{E_{\text{К}}^2} (\sum_{i=1}^n q_i) \right] \quad (2.14)$$

Якщо прийняти дебіти всіх свердловин рівними, то

$$\sum_{i=1}^n q_i = nq \quad (2.15)$$

Тоді:

$$P_{\text{пл}}^2 \cdot e^{-2s} - P_{\text{К}}^2 = (aq + bq^2)e^{-2s} - \left[ \frac{\theta}{E_{\text{с}}^2} e^{-2s} + \frac{c_{\text{ш}}}{E_{\text{ш}}^2} + \frac{c_{\text{К}}}{E_{\text{К}}^2} \cdot n^2 \right] \cdot q^2 \quad (2.16)$$

Позначимо

$$\frac{\theta}{E_{\text{с}}^2} e^{-2s} + \frac{c_{\text{ш}}}{E_{\text{ш}}^2} + \frac{c_{\text{К}}}{E_{\text{К}}^2} \cdot n^2 = c_{\text{сист.}}^2 \quad (2.17)$$

По аналогії з простим газопроводом будемо вважати коефіцієнт формули (2.17) коефіцієнтом газодинамічного опору системи збору газу, тоді з формули (2.16) отримаємо формулу, в якій коефіцієнт  $c_{\text{сист.}}$  залежить від гідравлічної ефективності кожного з елементів системи і свердловини, шлейфа, колектора [63, 64].

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{К}}^2 e^{2s} = aq + bq^2 - c_{\text{сист.}}^2 e^{2s} \cdot q^2 \quad (2.18)$$

З (2.18) знаходимо середній дебіт свердловини:

$$q = -\frac{a}{2(b - c_{\text{сист.}}^2 e^{2s})} + \sqrt{\frac{a^2}{4(b - c_{\text{сист.}}^2 e^{2s})^2} + \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{К}}^2 e^{2s}}{b - c_{\text{сист.}}^2 e^{2s}}} \quad (2.19)$$

Оскільки середній дебіт свердловини залежить від коефіцієнта газодинамічного опору системи  $c_{\text{сист}}$ , який в свою чергу, є функцією гідравлічної ефективності кожного елемента системи, то дебіт свердловини можна представити як функцію гідравлічної ефективності системи по кожному її елементу.

Для оцінки впливу гідравлічної ефективності різних елементів системи збору газу розглянемо гіпотетичне газове родовище і його систему збору газу. Вважалось, що всі свердловини родовища рівно дебітні. Результати досліджень, отримані на основі розробленої математичної моделі, у вигляді графіків приведено на рисунках 2.1, 2.2.

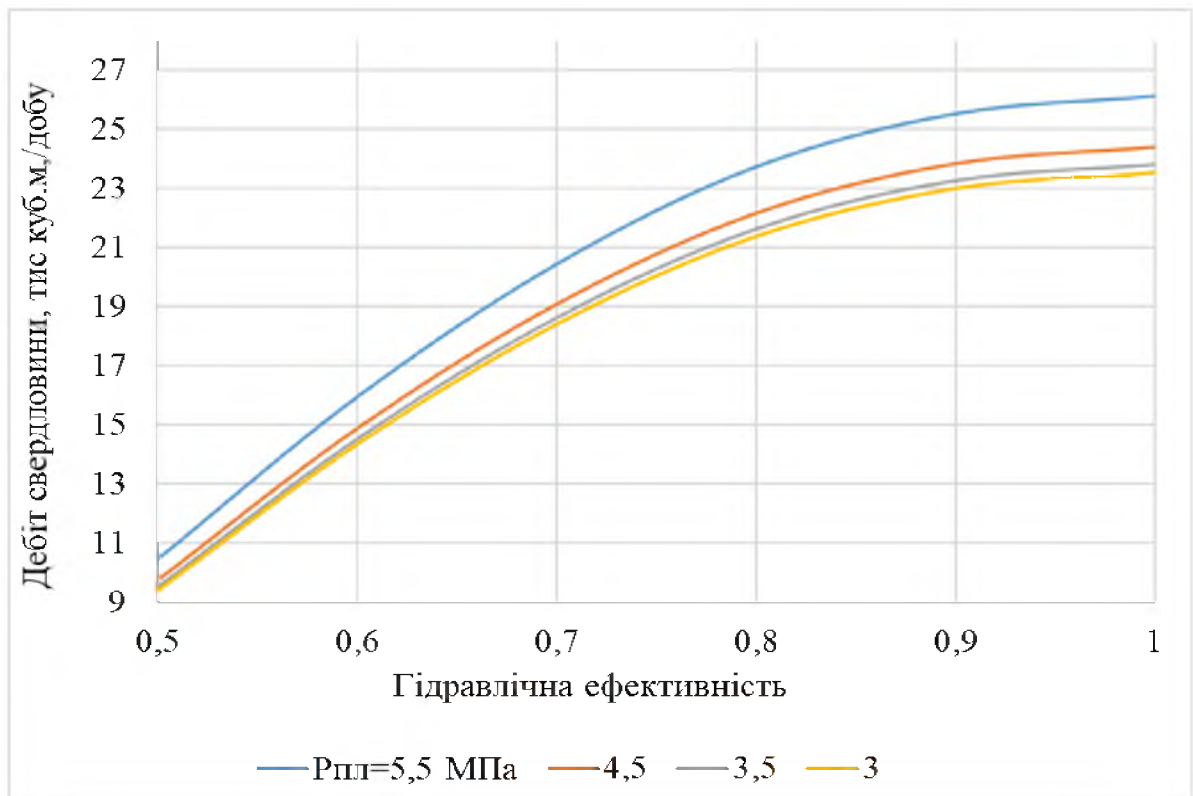


Рисунок 2.1 – Залежність дебіту свердловин від гідравлічної ефективності насосно-компресорних труб

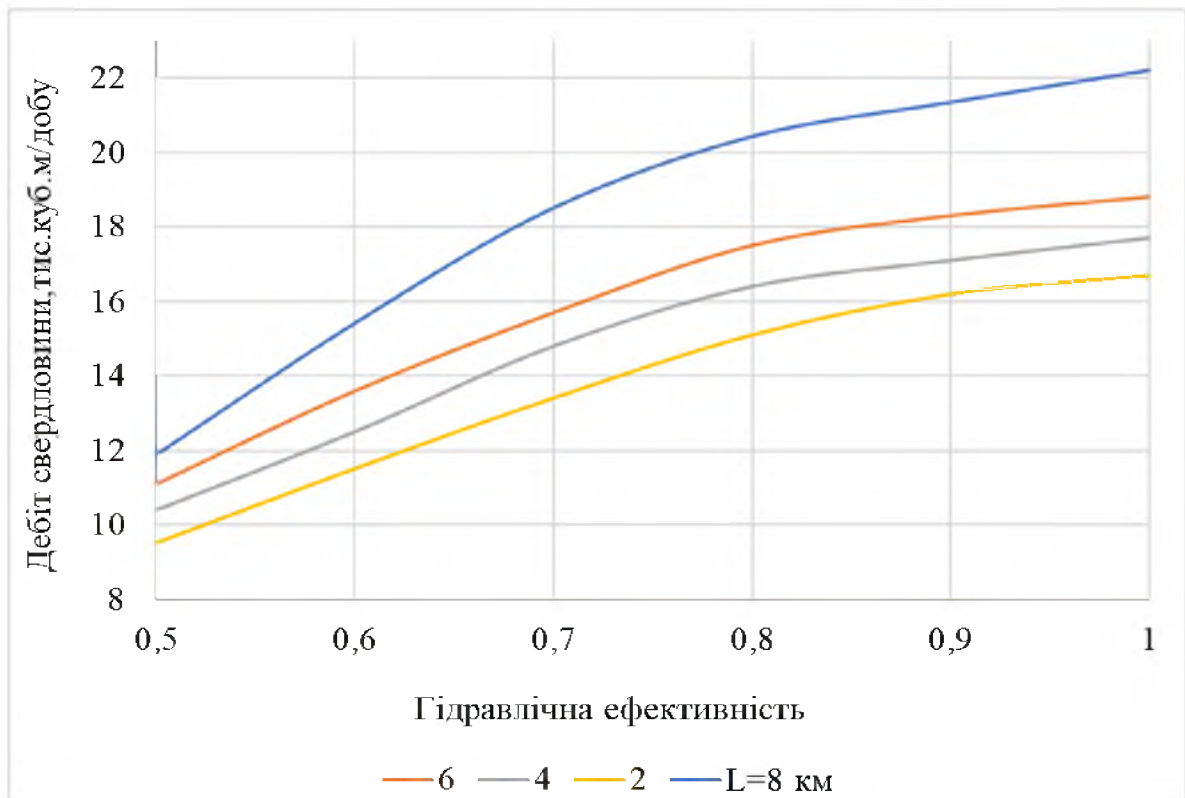


Рисунок 2.2 – Залежність дебіту свердловин від гідравлічної ефективності шлейфів

Аналіз результатів моделювання показує, що гідравлічна ефективність елементів газозбірної системи суттєво впливає на дебіт свердловин, а, значить, на продуктивність родовища. Так, при збільшенні гідравлічної ефективності насосно-компресорних труб в межах від 0,5 до 1,0 дебіт свердловини зростає в 2,78 рази. З зростанням пластового тиску залежність дебіту свердловини від гідравлічної ефективності насосно-компресорних труб не змінюється. При пластовому тиску 3 МПа збільшення гідравлічної ефективності насосно-компресорних труб від 0,5 до 1,0 призводить до зростання дебіту свердловини в 2,51 рази і при пластовому тиску 5,5 МПа спостерігається аналогічна картина.

Для шлейфів також характерно зростання дебіту свердловини при зростанні гідравлічної ефективності. З збільшенням довжини шлейфа ця залежність посилюється. Так, при довжині шлейфа 8 км збільшенні

гідравлічної ефективності в межах від 0,5 до 1,0 призводить до зростання дебіту свердловини в 1,96 рази, а при довжині шлейфа 2 км зростання дебіту свердловини при аналогічному збільшенні гідравлічної ефективності складає 1,66 рази.

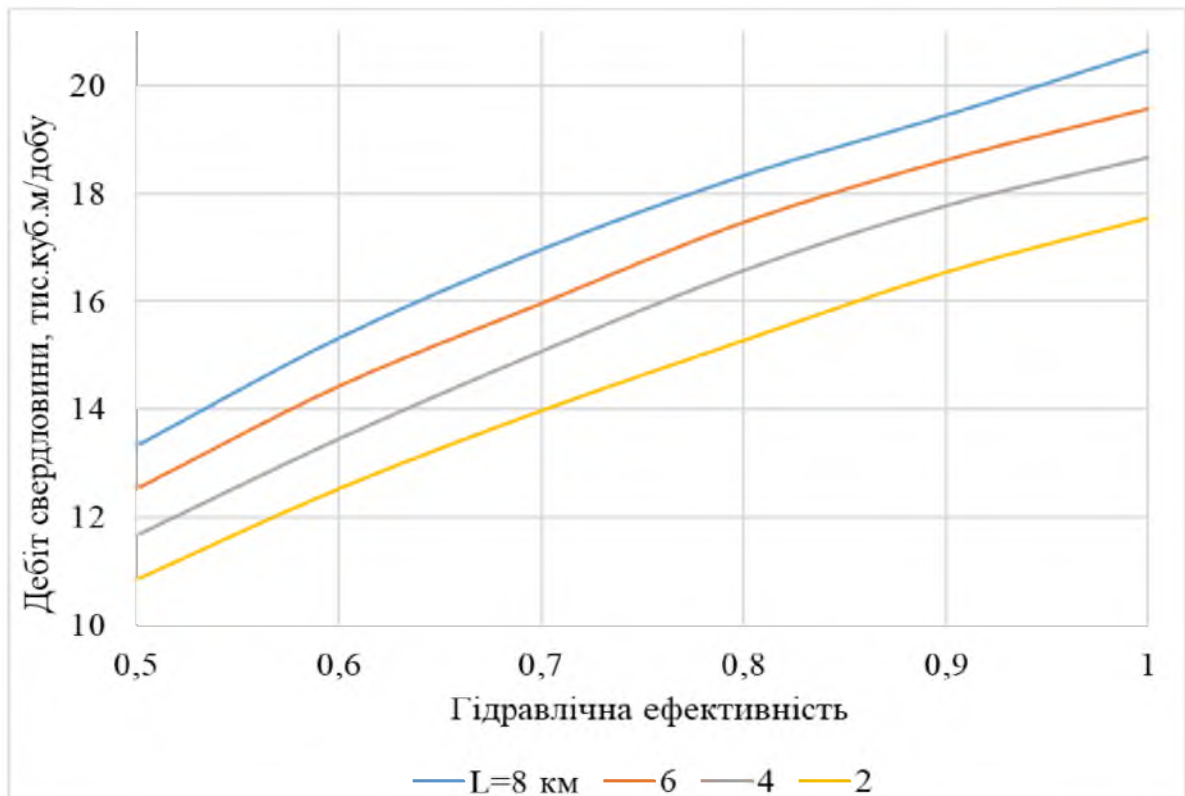


Рисунок 2.3 – Залежність дебіту свердловин від гідравлічної ефективності колектора

Для колектора зростання дебіту свердловини при зростанні гідравлічної ефективності дещо уповільнене. З збільшенням довжини колектора ця залежність посилюється. Так, при довжині колектора 8 км збільшенні гідравлічної ефективності в межах від 0,5 до 1,0 призводить до зростання дебіту свердловини в 1,62 рази, а при довжині колектора 2 км зростання дебіту свердловини при аналогічному збільшенні гідравлічної ефективності складає 1,46 рази.



Сучасними єдиними нормативними документами, що регламентують порядок виконання гідравлічного розрахунку є ВСН 51-3-85 [13] і СОУ [54], положення якого та власні розробки фахівців Компанії покладено в створення програмно-розрахункового комплексу «Контроль залпових викидів рідини з порожнини газопроводу», що складається із трьох взаємозв'язаних програм: гідравлічна ефективність, об'єм забруднень та гідратоутворення [59, 60].

Для дослідження динаміки коефіцієнту гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів було проведено вимірювання фактичних технологічних параметрів на окремих ділянках. З метою оцінки впливу зміни температури навколишнього середовища на показник коефіцієнту гідравлічної ефективності, вимірювання проводилось в зимовий та літній періоди експлуатації [19, 20].

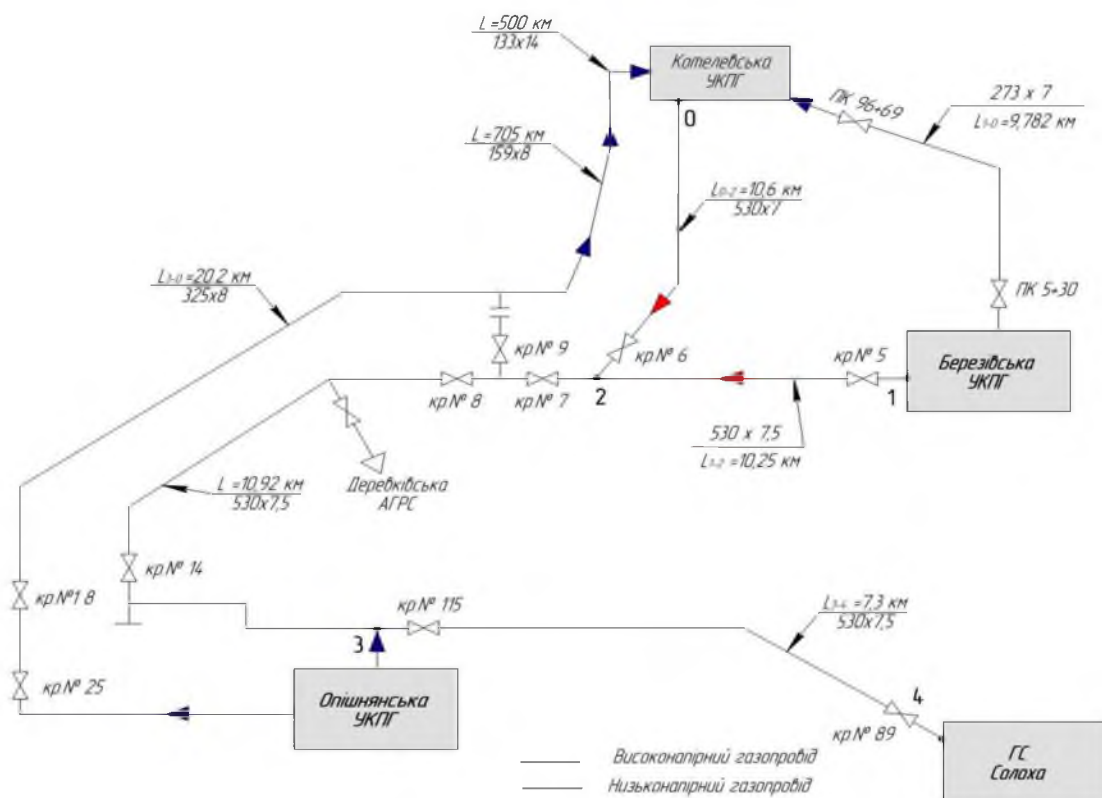


Рисунок 2.4 - Схема розміщення системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ

Проведене дослідження ґрунтувалось на вимірюванні технологічних параметрів в контрольних точках наступних ділянок міжпромислових газопроводів (додаток А, таблиця А.1, А.2):

– Високонапірні: 1 – «УКПГ Березівка – кран (кр.) № 6 точка підключення (т. п.) УКПГ Котельва»; 2 – «кр. № 6 т. п. УКПГ Котельва – т. п. УКПГ Опішня»; 3 – «УКПГ Котельва – кран № 6 т. п. до газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня»; 4 – «УКПГ Опішня – ГС Солоха».

– Низьконапірні: 5 – «УКПГ Опішня – УКПГ Котельва»; 6 – «УКПГ Березівка – УКПГ Котельва».

Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів проведено на основі технологічних вимірювань в зимовий та літній період експлуатації. Результати включають визначення надлишкових втрат тиску, оцінку швидкісного режиму експлуатації, розрахунок орієнтовного об'єму забруднень і перевірку умов проходження процесу залпових викидів рідини та умов виникнення гідратів, які представлено в таблицях А.3, А.4 (додаток А).

Із результатів розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів в зимовий період експлуатації (таблиця А.3) видно, що ділянка високонапірного газопроводу Березівська УКПГ – т. п. Котелевської УКПГ (кр. № 6) забруднена (надлишкові втрати тиску складають  $1,39 \text{ кгс/см}^2$  (94,5 %),  $V_{забр.}=29,9 \text{ м}^3$ ;  $E=23,5 \%$ ) і потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини та впровадження заходів по очистці.

Ділянка низьконапірного газопроводу Березівська УКПГ – Котелевська УКПГ також є забрудненою. Надлишкові втрати тиску складають  $0,78 \text{ кгс/см}^2$  (92 %),  $V_{забр.}=5,21 \text{ м}^3$ ;  $E=30,47 \%$ ) з високою імовірністю перерозподілу забруднень (внаслідок залпового викиду) по газопроводу. Це потребує постійного моніторингу за гідравлічним станом.

На всіх ділянках високонапірних та низьконапірних газопроводів, окрім газопроводу Опішнянська УКПГ – Котелевська УКПГ, виконуються умови гідратуутворення.

Низьконапірний газопровід Опішнянська УКПГ – Котелевська УКПГ працює з оптимальними втратами тиску, викликаними переважно місцевими опорами (переходи діаметру) та незначними рідинними забрудненнями [19, 20].

Результати досліджень, в літній період експлуатації (таблиця А.4) свідчать, що ділянка високонапірного газопроводу т. п. Котелевської УСП (кр. № 6) – Опішнянська УКПГ має невелику ступінь забруднення (надлишкові втрати тиску складають 0,24 ат,  $V_{забр.}=8,54 \text{ м}^3$ ;  $E=82,58 \%$ ). Експериментально підтверджено, що ділянка потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини [19].

Найбільше забрудненими є такі ділянки системи газопроводів:

– ділянка високонапірного газопроводу Котелевська УСП – т. п. до газопроводу Березівська УКПГ – Опішнянська УКПГ, надлишкові втрати тиску складають 0,49 ат,  $V_{забр.}=22,33 \text{ м}^3$ ;  $E=51,27 \%$ ), потребує очистки та постійного моніторингу гідравлічного стану;

– ділянка високонапірного газопроводу Опішнянська УКПГ – ГС Солоха, надлишкові втрати тиску складають 0,99 ат,  $V_{забр.}=11,14 \text{ м}^3$ ;  $E=64,33 \%$ ) з високою імовірністю перерозподілу забруднень (внаслідок залпового викиду) по газопроводу, потребує очистки та постійного моніторингу гідравлічного стану.

Низьконапірний газопровід Опішнянська УКПГ – Котелевська УСП працює з оптимальними втратами тиску, викликаними переважно місцевими опорами (переходи діаметру) та незначними рідинними забрудненнями.

Ділянка низьконапірного газопроводу Березівська УКПГ – Котелевська УКПГ на момент проведення досліджень не працювала.

На всіх ділянках високонапірних та низьконапірних газопроводів умови гідратуутворення відсутні.

Крім того слід відмітити, що порівняно з зимовим періодом на ділянці газопроводу Березовська УКПГ – т. п. Котелевської УСП (кран № 6) зменшились втрати тиску з 0,44 ат до 0,09 ат. Це обумовлено самоочищенням ділянки та перерозподілом рідини на сусідні ділянки в наслідок збільшення їх завантаження.

В результаті проведених досліджень гідравлічного стану системи міжпромислового транспортування газу, було прийнято рішення здійснити моніторинг коефіцієнта гідравлічної ефективності із вимірювання технологічних параметрів системи щодобово (рисунок 2.5, 2.6).

Аналізуючи побудовані графіки залежності продуктивності та коефіцієнта гідравлічної ефективності від розрахункового об'єму забруднень (рисунок 2.5) і вплив кінцевого тиску та температури газу на коефіцієнт гідравлічної ефективності та продуктивності (рисунок 2.6) на основі розрахункових даних, хочеться відмітити, що при накопиченні рідинної фази в промисловому трубопроводі відмічаються пониження показника коефіцієнта гідравлічної ефективності, при відносно незмінній продуктивності. Досліджуючи побудовані графіки легко помітити, що при накопиченні рідинних забруднень в трубопроводі відзначається пониження пропускної здатності газу, що відповідно тягне за собою пониження коефіцієнта гідравлічної ефективності.

На рисунках 2.5, 2.6 відмічаються «піки» накопичення рідини в порожнині промислового трубопроводу. При цьому, при досягненні критичного об'єму «пікових» значень накопичення рідинної фази, спостерігається «залповий винос» рідини із трубопроводу на установку комплексної підготовки газу, що негативно відбивається на роботі технологічного обладнання, та несе за собою створення нештатних ситуацій, або вихід із ладу обладнання, що в подальшому призводить до неефективної підготовки газу на даному УКПГ. Також встановлено, що при досягненні критичного об'єму забруднень в трубопроводі спостерігаються «піки» пониження показника коефіцієнта гідравлічної ефективності. Відповідно, при

проходженні «залпового» викиду спостерігається така залежність, коли об'єм забруднень в трубопроводі зменшується, тоді показник коефіцієнта гідравлічної ефективності зростає.



Рисунок 2.5 - Динаміка продуктивності та коефіцієнта гідравлічної ефективності в залежності від розрахункового об'єму забруднень



Рисунок 2.6 - Моніторинг впливу кінцевого тиску та температури на коефіцієнт гідравлічної ефективності та продуктивність промислового трубопроводу

Оскільки гідравлічний стан газопроводу є чи не найважливішим чинником, що впливає на розподіл величин робочого тиску на об'єктах газотранспортної системи і суттєво позначається на об'ємах видобутку газу, то його моніторинг слід проводити щорічно по усіх газопромислових об'єктах із оперативною передачею даних досліджень відповідним службам.

Проведення циклічних досліджень ефективності газовидобувної системи перш за все призводить до попередження виникнення нештатних ситуацій, результатом чого в свою чергу є забезпечення сталого видобутку газу та недопущення/попередження додаткових витрат Компанії.

В результаті досліджень було експериментально підтверджено залежність впливу температури навколишнього середовища на якість підготовки газу, а також вплив швидкості газового потоку на утворення рідинних забруднень в порожнинні газопроводу.

Основним проявом економічної ефективності для газопроводів системи збору і міжпромислового транспортування газу родовищ, які знаходяться на завершальній стадії експлуатації, є зменшення величин надлишкових (або надмірних) втрат тиску, що виникають в цьому процесі. Нівелювання або фактично повне усунення їх впливу досягається завдяки впровадженню моніторингу гідравлічної ефективності.

### **2.3 Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності системи збору та транспортування газу**

Однією з важливих проблем, від правильності рішення якої залежать оптимальні техніко-економічні показники видобування газу, є вибір методу підготовки природного газу на газовидобувних об'єктах на весь час розробки родовищ.

Від якості природного газу, що поступає з установок підготовки газу, залежить робота системи міжпромислового транспортування в цілому.

Подавання некондиційного газу в газопровід хоча б з одного родовища призводить до погіршення якості усього транспортованого газу. Недостатня очистка газу є причиною зниження пропускної здатності газопроводів. Визначення причин неякісної підготовки газу, розроблення і впровадження нових технологічних процесів, направлених на покращення техніко-економічних показників установок підготовки газу до транспортування, дасть змогу підвищити гідравлічну ефективність газотранспортної системи загалом.

У зв'язку з нарощуванням потужності промислових і міжпромислових газопроводів часто відбувається забруднення газопроводів, зменшення їх пропускної здатності.

Забруднення у порожнині газопроводу зумовлено рядом причин: накопичення рідини (газового конденсату та пластової води), неефективна робота сепараційного обладнання, великий рідинний фактор, зміна складових газоконденсатної системи під час розробки газоконденсатного родовища на виснаження, температурний режим, який сприяє конденсуванню рідини, відсутність швидкісного режиму руху потоку. Необхідно зауважити, що наявність вздовж газопроводу місцевих опорів спричинює зміну температурного режиму, що призводить до випадіння важких фракцій із двофазового потоку. Роль таких місцевих опорів можуть виконувати самі рідинні накопичення у понижених місцях газопроводу. Наслідком накопичення рідини в порожнині газопроводів є збільшення гідравлічного опору окремих ділянок, що в підсумку є причиною зменшення видобування газу та його транспортування.

На підставі аналізу результатів проведених вище досліджень гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» в різні періоди експлуатації слід відмітити, що в зимовий період (при понижених температурах навколишнього середовища) процес сепарації газу на установках попередньої підготовки газу

здійснюється якісніше. Отже, газ, який поступає до трубопроводу, в зимовий період експлуатації є менш вологомістким і загальна кількість сконденсованої рідинної фази є меншою в порівнянні із літнім періодом експлуатації. Дана умова експериментально підтверджується проведеними дослідженнями в даній роботі, оскільки коефіцієнт гідравлічної ефективності на ділянках даного газозбірному вузла та орієнтовні об'єми забруднень в порожнинні трубопроводів значно менші порівняно із літнім періодом роботи.

Відповідне зростання температури сепарації газу позначається на падінні коефіцієнтів гідравлічної ефективності і суттєвому зростанні обсягів забруднень в літній період. В послідуєчому газ поступає в газопроводи, де відбувається зниження його температури, в результаті чого виникають сприятливі термодинамічні умови до фазових перетворень, результатом яких є накопичення рідинних забруднень у порожнинні трубопроводів. Дані забруднення накопичуються у понижених ділянках газопроводу у вигляді пробок, що може перерозподілятися при русі по висхідним ділянкам профілю траси трубопроводів. Це призводить до створення надлишкових перепадів, а з часом і повного перекриття перерізу трубопроводу в наступній за рухом газу природній пастці рідини. При накопиченні забруднень робочий тиск в газопроводі починає пульсувати із раптовим падінням нижче тиску конденсації або зростанням вище тиску випаровування рідинної фази, що за таких переходитиме у газоподібну фазу і навпаки. Враховуючи безперервні надходження рідинної фази до порожнини трубопроводів, накопичення критичного об'єму призводить до перерозподілу рідинної фази, результатом чого є залпові викиди до технологічного обладнання на виході із трубопроводу.

Такий сукупний вплив механічного надходження рідини в порожнину трубопроводів і фазових перетворень формує різноманітні структури руху газорідинної суміші по довжині трубопроводу залежно від швидкісного режиму роботи. Чітко відмічається, що на ділянках 1,6 в зимовий період



експлуатації швидкість газового потоку сприяє накопиченню капель рідини в нижній частині газопроводу, «висхідні ділянки». Тоді як на ділянках 2,3,4,5, в зимовий період експлуатації, швидкість газового потоку сприяє тому, що більша частина рідини збирається в пониженій ділянці газопроводу із хвилеподібним розподілом фаз та наступним переміщенням до «висхідної ділянки» у вигляді пробки під час «залпового викиду». Ефективність системи в літній період експлуатації характеризується дещо іншими значеннями, оскільки на всіх ділянках системи швидкість газового потоку сприяє проходженню вищеприведеного процесу. Слід зазначити, що ефективність роботи газопроводів, в зимовий та літній період експлуатації коливається в межах 49 %. Швидкість газового потоку притаманна розшарованим структурам газорідинного потоку (нижче 3,5 м/с) або пробковим (до 8,2 м/с) для даного випадку, але не в змозі створити кільцеву структуру течії на жодній із різноорієнтованих в просторі ділянках.

В ході виконання даної роботи було відстежено місця найбільш ймовірної локалізації та накопичення рідини, які відповідають природним пасткам рідини, що формуються в порожнині трубопроводу при проходженні його траси через балки, урочища, яри, заплави рік тощо. Плани-профілі трас складових системи газопроводів для відстеження місць локалізації рідини представлено на рисунках 2.7 – 2.11 [19, 60, 62].



Рисунок 2.7- План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня (ділянка № 1, 2)



Рисунок 2.8 - План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Котельва – кран № 6 т. п. до газопроводу УКПГ Березівка – т. п. УКПГ Опішня (ділянка № 3)

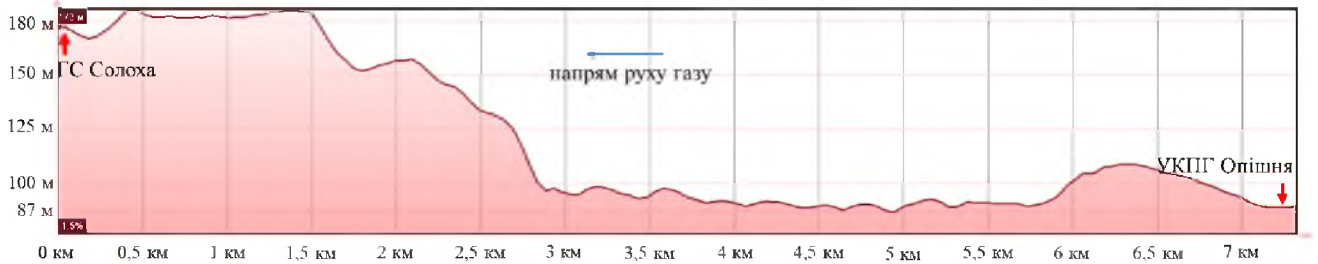


Рисунок 2.9 - План-профіль траси високонапірного газопроводу УКПГ Опішня – ГС Солоха (ділянка № 4)



Рисунок 2.10 - План-профіль траси низьконапірного газопроводу УКПГ Опішня – УКПГ Котельва (ділянка № 5)

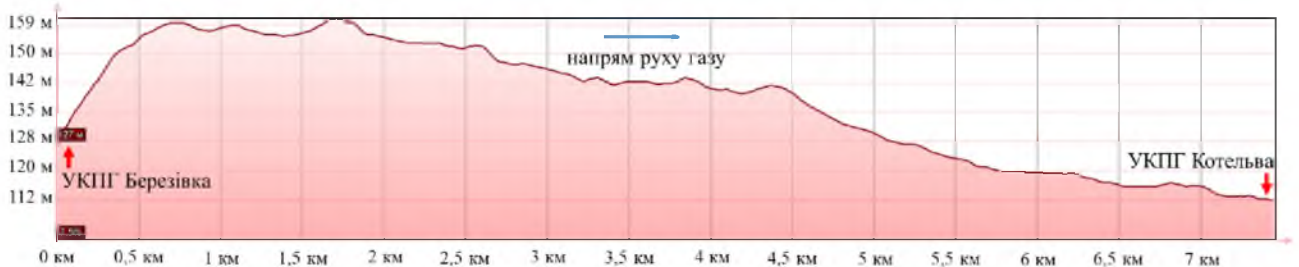


Рисунок 2.11 - План-профіль траси низьконапірного газопроводу УКПГ Березівка – УКПГ Котельва (ділянка № 6)

## Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз основних моделей, що характеризують газодинамічні процеси для побудови єдиної комплексної математичної моделі в розрізі «пласт – магістральний газопровід», з врахуванням коефіцієнта гідравлічної ефективності системи і створено модель для аналізу впливу гідравлічної ефективності елементів системи збору газу на величину дебіту свердловин.

2. На основі реалізації створеної моделі досліджено вплив гідравлічної ефективності насосно-компресорних труб свердловин, шлейфів і колекторів на дебіт свердловин, в результаті якого встановлено, що найбільший вплив на дебіт свердловин має гідравлічна ефективність насосно-компресорних труб, найменший - гідравлічна ефективність колекторів.

3. Для апробації результатів дослідження здійснено польові заміри режимів роботи системи в літній та зимовий період. Експериментально встановлено, що в зимовий період експлуатації процес сепарації газу на сепараційному обладнанні здійснюється якісніше, ніж в літній період експлуатації, що пов'язане з впливом понижених температур на процес випадання рідкої фази із природного газу. Встановлено, що гідравлічна ефективність роботи газопроводів в зимовий та літній періоди експлуатації коливається в межах 49 %, тобто швидкість газового потоку сприяє накопиченню рідинних забруднень.

5. Експериментально встановлено орієнтовні та критичні об'єми забруднень, а також відстежено місця найбільш ймовірної локалізації та накопичення рідини, що відповідають природним пасткам, які формуються в порожнині трубопроводу при проляганні його по пересіченому профілю траси. Встановлено похибки відхилення реального об'єму забруднень від розрахункового.

6. Підтверджено, що імовірність «залпового» викиду рідини в зимовий період експлуатації дещо нижча в порівнянні із літнім. Встановлено, що схильність утворення гідратів присутня лише в зимовий період експлуатації.

### РОЗДІЛ 3

## РОЗРОБКА МЕХАНІЧНИХ ЗАСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ЗБОРУ ГАЗУ І РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ

Шляхом пониження гідравлічного опору трубопроводів в системі збору газу за рахунок розвантаження ДКС централізованого газозбірного пункту можна мінімізувати затрати пластової енергії на транспортування газу, а також забезпечити недопущення/попередження природного падіння видобутку природного газу «виснажених» родовищ. Аналіз промислової інформації дозволяє зробити висновок, що ще однією областю невиробничих витрат пластової енергії є шлейфи та міжпромислові трубопроводи, а точніше їх гідравлічний стан. Однією із причин даного прояву є низькі швидкості потоку продукції результатом чого є утворення рідинних пробок в газозбірній мережі. Як відомо, на теренах України даному компоненту системи не приділено належної уваги, внаслідок чого наявна невелика кількість робіт, що присвячена підвищенню гідравлічної ефективності роботи системи збору та міжпромислового транспортування газу «виснажених» родовищ.

Для підвищення гідравлічної ефективності роботи трубопроводів системи збору та міжпромислового транспортування газу та насосно-компресорних труб свердловин необхідно планувати їх періодичне очищення від рідкої фази та твердих відкладень. Специфічні умови трубопровідної системи збору газу не дозволяють безпосередньо використати пристрої і методику проведення технологічних операцій на магістральних газопроводах. Тому необхідні додаткові дослідження та конструктивні розробки, які б сприяли очищенню трубопроводів систем збору газу і насосно-компресорних труб від рідкої фази і твердих нашарувань, що являються в основному відкладеннями солей.

### **3.1 Розробка конструктивних елементів для підвищення гідравлічної ефективності трубопроводів і насосно-компресорних труб**

Забезпечення надійної роботи газових і газоконденсатних свердловин є надзвичайно актуальним завданням сьогодення. Це досягається підвищенням гідравлічної ефективності системи збору та транспортування газу шляхом очищення їх внутрішньої порожнини від рідинних скупчень [62].

Враховуючи специфіку системи збору газу АТ «Укргазвидобування», а саме її розгалуженість, наявність перемичок, відсутність камер пуску прийому поршнів, наявність трубопроводів змінного діаметра, крутозігнутих відводів, нерівнопрохідної арматури та складність рельєфу місцевості, слід відмітити, що вибір способу очищення системи міжпромислового транспортування газу потребує детального вивчення технічної характеристики, рельєфу пролягання, а також режимів роботи обраної ділянки трубопроводу.

Пропонується використовувати комплексний підхід до вибору способу очищення ділянки трубопроводу. На першому етапі протягом року необхідно запровадити моніторинг гідравлічного стану міжпромислових газопроводів. Даний комплекс робіт включає в себе польові дослідження системи збору та транспортування газу із опрацювання рельєфу пролягання трубопроводу, на основі чого виконуються розрахунки гідравлічної ефективності із визначенням ділянок скупчення рідинних забруднень в результаті чого розробляється комплекс заходів щодо підвищення ефективності роботи системи збору та транспортування газу.

Основними методами, що пропонується включити в систему комплексного підходу для підвищення гідравлічної ефективності є:

- застосування комплексу робіт по видаленню рідинних забруднень із використанням пристрою для видалення рідини з внутрішньої порожнини трубопроводу [62];
- використання очисних пристроїв різних конструкцій [47];

– створення імпульсного режиму робочого потоку газу (метод швидкісного потоку газу) [44].

Необхідно зауважити, що в ряді випадків причиною зниження гідравлічної ефективності шлейфів та між промислових трубопроводів є наявність соляних відкладень, що утворюються шляхом випадання солей з пластової води, яка виноситься потоком газу з свердловин. Такі відкладення перед їх винесенням з порожнини трубопроводу слід руйнувати. Для цієї мети необхідно створити нову конструкцію очисного пристрою.

Враховуючи актуальність даного питання, в рамках даної роботи було розроблено конструкцію пристрою для очистки трубопроводів в тому числі і від твердих відкладень [47].

Пристрій для очистки трубопроводів (рисунок 3.1), містить корпус, підпружинений золотник (вал) та випускні отвори, який відрізняється тим, що на порожнинному валу радіально розміщено циліндри, обертання яких забезпечується реактивною силою, що створюється випусканням газу через відкриті отвори сопел, розміщені на циліндрах, під дією перепуску газу з порожнинного валу за рахунок руху великого і малих поршнів, які стискають пружини і ущільнюють до стінок діючого трубопроводу елементи для руйнування твердих відкладень.

Модель відноситься до засобів підвищення ефективності роботи трубопроводів шляхом очистки їх внутрішньої порожнини від накопичених твердих забруднень (глинистих, суспензійних, сольових, залишкових відкладів, продуктів корозійного і ерозійного зносу) за допомогою очисних пристроїв.

Найбільш близьким до пристрою, який пропонується, є відомий пристрій для відновлення внутрішньої поверхні напірних і безнапірних трубопроводів, який має корпус з випускними отворами, підпружинений золотник і повітропровід, які утворюють робочу і зарядну камери. Недоліком цього пристрою є наявність повітропроводу для подачі стисненого повітря,

що обмежує його використання для очистки трубопроводів, призначених для збору, транспортування та міжпромислового переміщення вуглеводнів.

Задача винаходу – підвищення ефективності і надійності очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від відкладень твердого типу [47].

Поставлена задача вирішується тим, що на порожнинному валу радіально розміщено циліндри, обертання яких забезпечується реактивною силою, що створюється випусканням газу через відкриті отвори сопел, розміщені на циліндрах, під дією перепуску газу з порожнинного валу за рахунок руху великого і малих поршнів, які стискають пружини і ущільнюють до стінок діючого трубопроводу елементи для руйнування твердих відкладень.

Пристрій (рисунок 3.1) складається з корпусу 1, на якому розміщено ущільнюючі манжети 2 для зшкрябування і проштовхування в напрямку руху поршня під дією тиску твердих забруднень, що локалізуються в понижених місцях траси трубопроводу і на його стінках у вигляді продуктів корозійно-ерозійного зносу. В передній частині корпусу 1 пристрою на підшипниках 3 розміщено порожнинний вал 4, що обертається навколо осі пристрою під дією відцентрових сил. В середині порожнинного валу 4 розміщено поршень 5, що здійснює осьові переміщення під дією тиску газу в напрямку руху пристрою та протилежному напрямку під дією пружини 6, відкриваючи чи закриваючи отвори 7 в порожнину циліндрів 8, розміщених радіально на порожнинному валу 4. В циліндрах 8 розміщено малі поршні 9 із штоками 10, які закінчуються підпружиненими малими пружинами 11 елементами 12 для руйнування твердих відкладів на внутрішній поверхні трубопроводу. В стінках циліндрів 8 розміщені отвори 13 із соплами 14, вихідні отвори яких спрямовано по дотичній до кола, яке вони описують в напрямку обертання порожнинного валу, та обладнано зворотними клапанами 15 для запобігання потрапляння забруднень в порожнину сопел. В передній частині порожнинного валу до нього кріпиться бур 16 для руйнування відкладень.



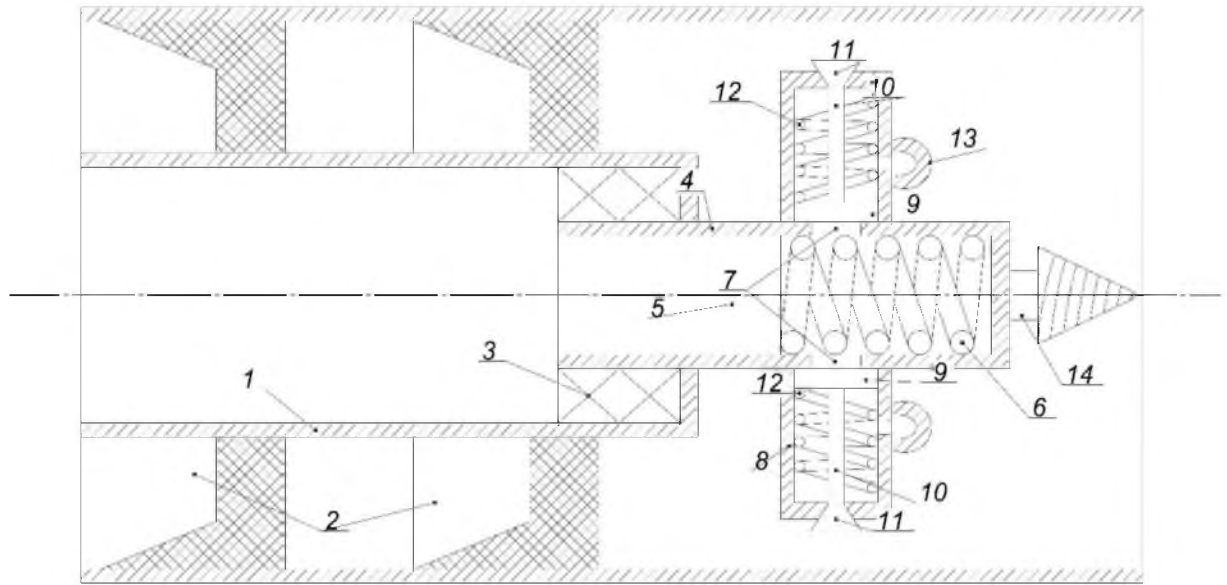


Рисунок 3.1 – Очисний пристрій

Пристрій (рисунок 3.1) складається з корпусу 1, на якому розміщено ущільнюючі манжети 2 для зшкрябування і прошовування в напрямку руху поршня під дією тиску твердих забруднень, що локалізуються в понижених

місцях траси трубопроводу і на його стінках у вигляді продуктів корозійно-ерозійного зносу. В передній частині корпусу 1 пристрою на підшипниках 3 розміщено порожнинний вал 4, що обертається навколо осі пристрою під дією відцентрових сил. Всередині порожнинного валу 4 розміщено поршень 5, що здійснює осьові переміщення під дією тиску газу в напрямку руху пристрою та протилежному напрямку під дією пружини 6, відкриваючи чи закриваючи отвори 7 в порожнину циліндрів 8, розміщених радіально на порожнинному валу 4. В циліндрах 8 розміщено малі поршні 9 із штоками 10, які закінчуються підпружиненими малими пружинами 11 елементами 12 для руйнування твердих відкладів на внутрішній поверхні трубопроводу. В стінках циліндрів 8 розміщені отвори 13 із соплами 14, вихідні отвори яких спрямовано по дотичній до кола, яке вони описують в напрямку обертання порожнинного валу, та обладнано зворотними клапанами 15 для запобігання потрапляння забруднень в порожнину сопел. В передній частині порожнинного валу до нього кріпиться бур 16 для руйнування відкладень.

Пристрій працює наступним чином. Під час руху пристрою через внутрішню порожнину трубопроводу під тиском перекачуваного продукту (вуглеводнів, природного газу тощо), перепад тиску на пристрої визначається силою тертя манжетних ущільнень 2 до стінок труб, який є порівняно невеликим, але таким що не дозволяє поршню 5 тиснути на пружину 6 для попадання газу через отвори 7 в циліндри 8. Якщо пристрій під час руху зустрічає тверді відкладення в порожнині трубопроводу сила тертя манжет пристрою до стінок труб зростає, що призводить до зменшення швидкості його руху або повної зупинки. В обох випадках за рахунок зростання перепаду тиску поршень 5 стискає пружину 6, що призводить до відкриття отворів 7. Газ із полої порожнини поршня попадає через отвори 7 у внутрішню порожнину циліндрів 8 і штовхає малі поршні 9 в радіальному напрямку, які стискають в свою чергу малі пружини 11 і приводять в роботу елементи 12 для руйнування твердих відкладень. При стисканні пружин 11 і переміщенні поршня 9, отвори 13 сопел 14 відкриваються, піднімають

запобіжні клапани 15 і газ із тиском виходить в порожнину трубопроводу, що очищується, при цьому реактивна сила забезпечить обертання порожнинного вала 4. Витікання газу через сопла 14 супроводжуватиметься падіння тиску на малих поршнях 9, що призводить до розширення малих пружин 11 і повернення поршня 9 в початкове положення. Обертання порожнинного валу 4 з прикріпленим до нього буром 16 дозволить руйнувати відкладення в трубопроводі, якщо вони перекривають більшу частину поперечного перерізу трубопроводу [47].

Оскільки запропонований пристрій призначений не тільки для винесення рідкої та твердої фази з трубопроводів, але й для руйнування твердих відкладень, то необхідно провести його випробування, які б дозволили встановити, при яких параметрах газового потоку відбудеться руйнування солевих відкладень.

Для проведення випробувань створено стенд, який складається з вертикальної труби діаметром 158x4 мм і довжиною 0,8 м з заглушкою на фланцях з верхнього кінця і перфотворами діаметром 10 мм на висоті 120 мм з нижнього. В нижню частину до перфотворів заливався концентрований розчин солі, з якого випаровувалась вода за рахунок підігріву, утворюючи таким чином суцільну соляну пробку. В верхню частину вставлявся поршень, закривалася заглушка, і в за поршневий простір подавалося повітря компресором ВМ-24, витрата якого вимірювалась лічильником ВР G 4-2, а тиск в камері – шкальним манометром МТИ-5.

В результаті проведених випробувань встановлено, що при тиску в камері 0,02 МПа і витраті повітря 0,749 м<sup>3</sup>/хв відбувається обертання порожнинного валу з буром з кутовою швидкістю близько 200 об/хв, що призводить до осколкового руйнування соляної пробки впродовж 160 с, при цьому потужність газового потоку складе:

$$N=QP=(0,749/60)*0,02*1000000=249,7 \text{ Вт}$$

Отже, для руйнування соляних пробок в трубопроводах системи збору газу необхідно створити умови, за яких потужність газового потоку через очисний пристрій складе не менше 250 Вт протягом 3 хвилин.

Практичний інтерес викликає питання про те, як змінюватимуться умови роботи очисного пристрою в залежності від координати соляної пробки. В зв'язку з сказаним розглядалася задача визначення характеру і параметрів роботи очисного пристрою з руйнування соляної пробки, яка розташована на відстані  $0,25L$ ,  $0,5L$  та  $0,75L$  від початку газопроводу довжиною  $L$ .

В зв'язку з незначними довжинами газопроводів і малими діаметрами нестационарні процеси, викликані рухом очисного пристрою і його короткочасною зупинкою для руйнування соляної пробки, протікатимуть швидко, в зв'язку з чим для дослідження можна використати метод зміни стаціонарних станів [26].

Для реалізації методу зміни стаціонарних станів проміжок часу зупинки очисного поршня для руйнування соляної пробки розбивається на рівні проміжки  $dt$ , протягом кожного з яких режим руху газу в газопроводі вважається стаціонарним і стрибкоподібно змінюється на їх границі.

Розглядається шлейф довжиною  $L$  і внутрішнім діаметром  $d$ , в який подається газ з свердловини з витратою  $Q$  при тиску  $P_u$  і транспортується до збірної пункту, де тиск складає  $P_{\lambda}$ . Нехай на відстані  $l$  від початку відбулася зупинка очисного поршня для руйнування соляної пробки, при цьому перепад тисків на поршні складає  $P_+ - P_-$ . Середні тиски в ділянках перед поршнем і за поршневою просторі відповідно складуть:

$$P_{cp+} = \frac{2}{3} \left( P_u + \frac{P_+^2}{P_+ + P_u} \right), \quad P_{cp-} = \frac{2}{3} \left( P_- + \frac{P_-^2}{P_- + P_z} \right) \quad (3.1)$$

Маси газу в цих ділянках:

$$m_{0+} = \frac{\pi d^2}{4} l \frac{P_{cp+}}{RT}, \quad m_{0-} = \frac{\pi d^2}{4} (L-l) \frac{P_{cp-}}{RT} \quad (3.2)$$

де  $R, T$  - газова стала і середня температура газу.

Будемо вважати, що на протязі часу  $dt$  витрата поступлення газу в газопровід і витрата відбору з нього незмінні. Таке припущення правомірне, оскільки проміжок часу  $dt$  можна вибрати як завгодно малим. Тоді маса газу, що поступила в газопровід за час  $dt$  складе:

$$\Delta m_1 = Q \rho_c d \quad (3.3)$$

$\rho_c$  - густина газу за стандартних умов.

Маса газу, відібраного з газопроводу за час  $dt$

$$\Delta m_2 = Q \rho_c d \quad (3.4)$$

Маси газу, що знаходиться в обидвох ділянках газопроводу на кінець проміжку часу  $dt$  відповідно будуть:

$$m_{1+} = m_{0+} + \Delta m_1, \quad m_{1-} = m_{0-} - \Delta m_1 \quad (3.5)$$

Тоді середні тиски в обох ділянках газопроводу на кінець проміжку часу  $dt$  відповідно складуть:

$$P_{cp1+} = m_{1+} \frac{4RT}{\pi d^2 l}, \quad P_{cp1-} = m_{1-} \frac{4RT}{\pi d^2 (L-l)} \quad (3.6)$$

Тоді для визначення перепаду тисків на зупиненому поршні отримаємо систему рівнянь:

$$P_{cp1+} = \frac{2}{3} \left( P_u + \frac{P_{1+}^2}{P_{1+} + P_u} \right) \quad (3.7)$$

$$P_{cp1-} = \frac{2}{3} \left( P_{1-} + \frac{P_z^2}{P_{1-} + P_z} \right) \quad (3.8)$$

Після нескладних перетворень отримаємо:

$$P_{1+} = \left( \frac{3}{2} P_{cp1+} - P_u \right) / 2 + \sqrt{\left( \frac{3}{2} P_{cp1+} - P_u \right)^2 / 4 + P_u \left( \frac{3}{2} P_{cp1+} - P_u \right)} \quad (3.9)$$

$$P_{1-} = \left( \frac{3}{2} P_{cp1-} - P_z \right) / 2 + \sqrt{\left( \frac{3}{2} P_{cp1-} - P_z \right)^2 / 4 + P_z \left( \frac{3}{2} P_{cp1-} - P_z \right)} \quad (3.10)$$

Масову витрату газу через сопла очисного поршня з загальною площею перерізу  $S_c$  можна визначити з формули Сен-Венана – Вентцеля, причому для критичного витікання ( $r = P_- / P_+ < 0,528$ ) вона складе:

$$q_m = S_c \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_0 \rho_0 \left[ \left( \frac{P_-}{P_+} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]} \quad (3.11)$$

- для докритичного витікання ( $r = P_- / P_+ > 0,528$ )

$$q_m = S_c \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_0 \rho_0 \left[ \left( \frac{P_-}{P_+} \right)^{\frac{2}{k}} - \left( \frac{P_-}{P_+} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]} \quad (3.12)$$

де  $\rho_0$  - густина газу за умов в корпусі очисного поршня;  $k$  - показник адіабати.

Швидкість витікання газу з сопел:

$$W = q_m / S_c / \rho_0 \quad (3.13)$$

Реактивна сила:

$$F_R = W q_m / dt \quad (3.14)$$

Обертвий момент, який створює реактивна сила, якщо сопла розміщені на радіусі  $R$ , складе:

$$M_{kp} = F_R R \quad (3.15)$$

Потужність газового потоку:

$$N = q_m W^2 / 2 \quad (3.16)$$

Кутова швидкість обертання валу:

$$\omega = M_{kp} / N \quad (3.17)$$

Для наступного проміжку часу  $dt$  зміниться величина тисків (перепад тисків на поршні), що призведе до зміни умов руйнування соляної пробки.

Запропонована методика дозволяє побудувати характер зміни параметрів руйнування соляної пробки шляхом застосування очисного поршня запропонованої конструкції і таким чином оцінити можливість очищення трубопроводу від твердих відкладень.

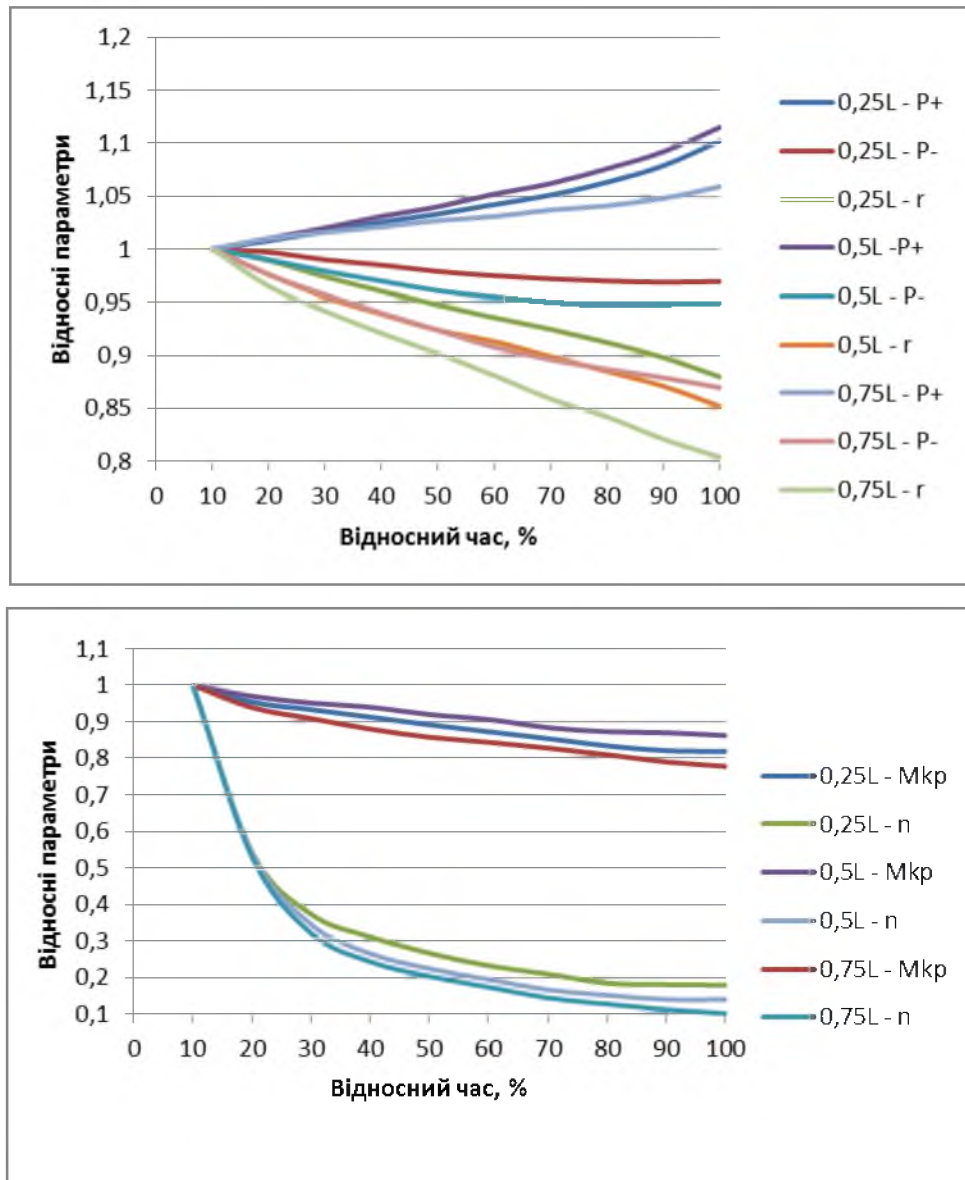


Рисунок 3.2 – Характер зміни параметрів режиму роботи очисного пристрою в часі

На рисунку 3.2 приведено результати розрахунків процесу руйнування солевих відкладень в газопроводі, виконаних на основі при веденої методики з урахуванням даних про стендові випробування пристрою. Аналіз результатів показує, що з зростанням відстані від початкового перерізу трубопроводу до місця розміщення соляної пробки умови руйнування погіршуються. Однак, вказана методика дозволяє оцінити режим процесу

очистки і вибрати його параметри таким чином, щоб руйнування твердих відкладень проходило успішно.

Як вказувалось вище, гідравлічна ефективність системи міжпромислового транспортування газу безпосередньо залежить від гідравлічної ефективності системи видобування, тобто наявності твердих і рідинних скупчень, а також відкладень солі в НКТ та шлейфах [21].

Наступним кроком було розроблення пристрою для очистки внутрішньої поверхні насосно-компресорних труб від рідини (рисунок 3.3) [48].

Пристрій складається з зовнішнього корпусу 1, на якому розміщено ущільнюючі манжети 2, виконані у вигляді кільцевих порожнистих камер. В корпусі 1 розміщено внутрішній циліндричний корпус 3, який може здійснювати переміщення в осьовому напрямку між обмежувачами 4 і 5. Між корпусами 1, 3 встановлено клапани 6, до складу яких входить отвір 7 у стінці внутрішнього корпусу 3, зовнішня канавка 8 та два наскрізних отвори 9 і 10 в стінці корпусу 1, які з'єднують порожнину ущільнюючих манжет 2 і внутрішній простір насосно-компресорних труб 11. Буфер 12, який сприймає зовнішні поздовжні зусилля і призводить до осьового руху внутрішній корпусу 3 в напрямку обмежувача 5, розміщено в передній частині корпусу 1. Заповнення газом високого тиску внутрішнього корпусу 3 відбувається через штуцер 13, який оснащено клапаном 14, що спрацьовує на закриття при досягненні величини тиску необхідного значення. Для забезпечення контакту пристрою із джерелом тиску у верхній частині зовнішнього корпусу 1 розміщено підпружинений фіксатор 15.

Пристрій розміщується в порожнині фонтанної арматури газової або газоконденсатної свердловини між буферною та надкорінною засувкою. Над ним монтується ресивер, який служитиме джерелом високого тиску, при підключенні до нього компресора і заповненні газом. У початковому положенні клапан 14 відкривається і газ з джерела тиску поступає у внутрішній корпус 3 до повного його заповнення, після чого клапан 14



закривається, діючи на фіксатор 15, при цьому клапан 6 з'єднує порожнини ущільнюючих кільцевих манжет 2 з внутрішнім простором фонтанної арматури свердловини через відкритий отвір 10 та канавку 8, що зрівноважує тиск в їх порожнині та зовнішньому просторі і забезпечує вільне падіння пристрою в насосно-компресорних трубах 11 при відкритті надкорінної і корінної засувки.

Пристрій переміщується у вільному падінні до нижньої частини насосно-компресорних труб 11, де при контакті з обмежувачем буфер 12 спрацьовує на переміщення внутрішнього корпусу 3 в напрямку обмежувача 5, суміщаючи отвори 7 та 10 клапану 6, що наповнює порожнини кільцевих ущільнюючих манжет 2 високонапірним газом із внутрішнього корпусу 3 і забезпечує їх щільний контакт з внутрішньою порожниною стінок насосно-компресорних труб 11. Під дією вибієного тиску пристрій рухається вгору по стовбуру свердловини до гирла, збираючи і виносячи рідинну фазу з свердловини. На гирлі свердловини пристрій контактує з джерелом високого тиску, фіксуючись за допомогою фіксатора 15. Рідина із свердловини переміщується в її шлейф шляхом відкриття робочої засувки свердловин в процесі очищення. Після закінчення процесу корінна та надкорінна засувки закриваються і пристрій виймається з фонтанної арматури. Очищена свердловина запускається в роботу і виводиться на технологічний режим [21, 48].

Пристрій для очистки внутрішньої поверхні НКТ від рідини приводиться в дію природньою енергією свердловини, результатом чого є досить економічний метод очистки, що сприяє зниженню рівня рідини в газових свердловинах, що призводить до підвищення продуктивності свердловин з недостатнім забійним тиском [21, 48].

На даний момент в Компанії відбувається дослідно-промислове впровадження очисних пристроїв типової конструкції.

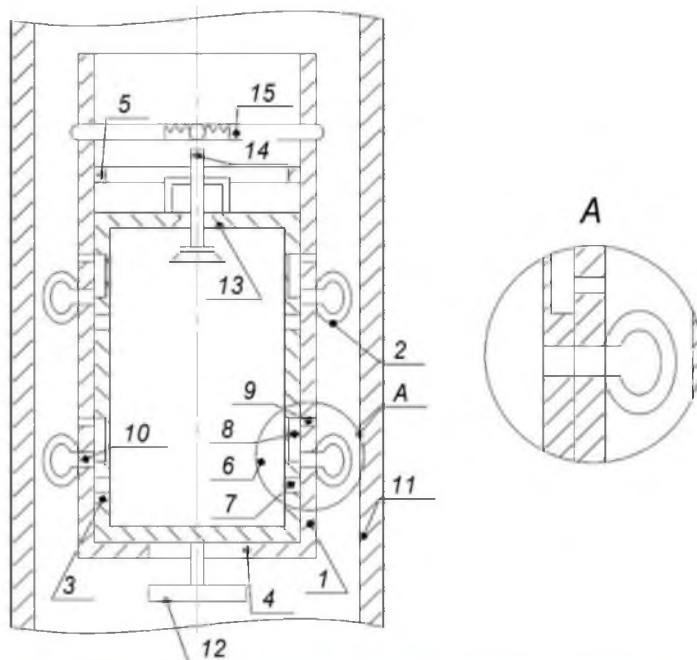


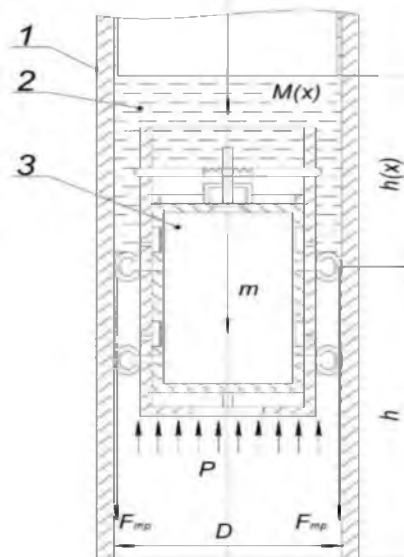
Рисунок 3.3 - Пристрій для очищення НКТ від забруднень

З метою недопущення попадання винесених рідинних забруднень з порожнини НКТ в шлейфи, а також з метою недопущення рідинних пробок та гідравлічних ударів, було запропоновано встановлення розширювальних камер для збору рідинних забруднень в результаті очищення НКТ.

### 3.2 Режим очищення насосно-компресорних труб свердловин

Пристрій для очистки внутрішньої поверхні НКТ від рідини приводиться в дію природньою енергією свердловини, результатом чого є досить економічний метод очистки, що сприяє зниженню рівня рідини в газових свердловинах, що призводить до підвищення продуктивності свердловин з недостатнім забійним тиском.

Використання заданого способу витіснення рідини з порожнини НКТ на практиці вимагає оцінки характеру руху механічного пристрою по НКТ в процесі очистки, зокрема визначення часу переміщення його від вибою до гирла свердловини. З цією метою використано математичне моделювання процесу переміщення механічного пристрою під тиском газу по стовбурі свердловини. Розрахункова схема моделі подана на рис. 3.4 [21, 66].



1 – насосно-компресорна труба; 2 – рідина; 3 – очисний пристрій;

Рисунок 3.4 – Розрахункова схема руху очисного пристрою в порожнині НКТ

В основу математичної моделі покладено принцип д'Аламбера для динамічної системи сил:

$$\bar{P} + \bar{I} - \bar{F}_{\text{тр}} - \bar{F}_{\text{гд}} - \bar{G}_r = 0$$

де:  $P$  – рухома сила, що визначається перепад тиску на рухомій границі;  $I$  – сила інерції;  $F_{\text{тр}}$  – сила механічного тертя ущільнень пристрою до стінок труб;  $F_{\text{гд}}$  – сила гідродинамічного опору НКТ рухові рідинної фази;  $G_r$  – сила гравітації;

В проекціях на вісь труби отримаємо рівняння:

$$(M(x) + m) \frac{d^2 x}{dt^2} = P \cdot f - F_{\text{тр}} - \frac{\lambda \cdot \rho \cdot h(x)}{2 \cdot D} \left( \frac{dx}{dt} \right) - (M(x) + m) \cdot g, \quad (3.18)$$

де:  $M(x)$  – маса рідинної пробки, що змінюється з висотою підняття очисного пристрою;  $x$  – змінна координат руху очисного пристрою;  $\frac{d^2 x}{dt^2}$  – прискорення очисного пристрою;  $m$  – маса очисного пристрою;  $P$  – тиск газу на очисний пристрій;  $f$  – площа порожнини НКТ;  $F_{\text{тр}}$  – сила тертя манжет очисного пристрою зі стінками НКТ;  $\rho$  – густина рідинної пробки;  $h(x)$  – висота стовпа рідини над очисним поршнем;  $D$  – внутрішній діаметр НКТ;  $\frac{dx}{dt}$  – швидкість руху очисного пристрою;  $g$  – прискорення вільного падіння.

Якщо припустити, що товщина рідинної плівки рівномірно розподілена по довжині НКТ, то отримаємо:

$$M(x) = \alpha \cdot x, \quad (3.19)$$

де:  $\alpha$  – кількість рідини в газовому просторі на одиницю довжини НКТ.

$$h(x) = \frac{4 \cdot \alpha \cdot x}{\pi \cdot D^2 \cdot \rho} \quad (3.20)$$

Враховуючи формули (3.19) та (3.20), формула (3.18) набуде вигляду:

$$(\alpha \cdot x + m) \frac{d^2 x}{dt^2} = P \cdot f - F_{\text{тр}} - \frac{2 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \alpha \cdot x}{\pi \cdot D^2} \left( \frac{dx}{dt} \right)^2 - (\alpha \cdot x + m) \cdot g, \quad (3.21)$$

Враховуючи, що  $\frac{dx}{dt} = y(x)$ ,  $\frac{d^2x}{dt^2} = \frac{d}{dt}y(x) = \frac{dy}{dx} \frac{dx}{dt} = y \frac{dy}{dx}$ , формула (3.21)

матиме вигляд:

$$(\alpha \cdot x + m)y \frac{dy}{dx} = P \cdot f - F_{\text{тр}} - \frac{2 \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \alpha \cdot x}{\pi \cdot D^3} (y)^2 - (\alpha \cdot x + m) \cdot g, \quad (3.22)$$

Проведемо заміну  $z = m + \alpha \cdot x$ , тоді  $dz = \alpha \cdot dx$ .

Враховуючи те, що  $\frac{dy}{dx} = \frac{dy}{dz} \frac{dz}{dx} = \alpha \frac{dy}{dz}$ , формула (3.22) набуде вигляду:

$$\alpha \cdot z \cdot y \frac{dy}{dz} = P \cdot f - F_{\text{тр}} - \frac{2 \cdot \lambda \cdot (z-m)}{\pi \cdot D^3} (y)^2 - z \cdot g, \quad (3.23)$$

Запишемо, що  $P \cdot f - F_{\text{тр}} - \frac{2 \cdot \lambda \cdot m}{\pi \cdot D^3} = \Delta$ ,  $\frac{2 \cdot \lambda}{\pi \cdot D^3} = k$ , з врахуванням цього рівняння (3.23) набуде вигляду:

$$\alpha \cdot z \cdot y \frac{dy}{dz} = \Delta - k \cdot z \cdot y^2 - z \cdot g, \quad (3.24)$$

Порівнявши відповідні перетворення отримаємо таке рівняння:

$$\frac{dy^2}{dz} = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha \cdot z} - \frac{2 \cdot k}{\alpha} \cdot y^2 - z \cdot g, \quad (3.25)$$

Приведемо рівняння (3.25) до вигляду:

$$\frac{dy^2}{dz} = \frac{2 \cdot k}{\alpha} \cdot y^2 = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha \cdot z} - \frac{2 \cdot g}{\alpha} \quad (3.26)$$

Провівши заміну  $y^2 = \varphi$ , одержимо:

$$\frac{d\varphi}{dz} + \frac{2 \cdot k}{\alpha} \cdot \varphi = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha \cdot z} - \frac{2 \cdot g}{\alpha} \quad (3.27)$$

Розв'язок диференційного рівняння (3.27) має вигляд:

$$\varphi(z) = \exp\left(-\frac{2 \cdot k \cdot z}{\alpha}\right) \cdot \left(\int \frac{2 \cdot \Delta \cdot \exp\left(\frac{2 \cdot k \cdot z}{\alpha}\right)}{\alpha \cdot z} dz - \int \frac{2 \cdot g}{\alpha} \cdot \exp\left(\frac{2 \cdot k \cdot z}{\alpha}\right) dz + C\right) \quad (3.28)$$

де:  $C$  – стала інтегрування.

Після проведення перетворень і враховуючи, що  $\varphi(z) = y^2$ , отримаємо:

$$y^2 = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha} \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} (m + \alpha \cdot x)\right) \cdot Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} (m + \alpha \cdot x)\right) - \frac{g}{k} + C \cdot \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} (m + \alpha \cdot x)\right) \quad (3.29)$$

$Ei(z)$  – інтегральна показникова функція,  $Ei(z) = \int_{-\infty}^z \frac{\exp(z)}{z} dz$ .

За початкових умов  $t = 0$ ,  $x = 0$ ,  $y = \frac{dx}{dt} = 0$  формула (3.29) набуде вигляду:

$$0 = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha} \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) \cdot Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) - \frac{g}{k} + C \cdot \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) \quad (3.30)$$

З рівняння (3.30) визначаємо сталу інтегрування:

$$C = \frac{g}{k} \exp\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) - \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha} \cdot Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) \quad (3.31)$$

В кінцевому результаті отримаємо формулу:

$$y^2 = \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha} \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} z\right) \cdot \left[Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} z\right) - Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right)\right] - \frac{g}{k} (1 - \exp(-2 \cdot k \cdot x)) \quad (3.32)$$

Тоді швидкість руху очисного пристрою буде дорівнювати:

$$y(x) = \frac{dx}{dt} = \left\{ \frac{2 \cdot \Delta}{\alpha} \exp\left(-\frac{2 \cdot k}{\alpha} z\right) \cdot \left[ Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} z\right) - Ei\left(\frac{2 \cdot k}{\alpha} m\right) \right] - \frac{g}{k} (1 - \exp(-2 \cdot k \cdot x)) \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (3.33)$$

Залежність (3.33) дозволяє встановити закономірність зміни швидкості руху механічного очисного пристрою в залежності від його положення в системі НКТ.

На основі отриманої залежності проведено розрахунки зміни швидкості руху механічного очисного пристрою вздовж осі гіпотетичної свердловини з наступними параметрами:

- питома (в розрахунку на 1 н. м) кількість рідини на стінках НКТ;
- маса пристрою  $m = 20$  кг,  $\alpha \left( 0,2; 0,3; 0,35; 0,4 \frac{\text{кг}}{\text{м}} \right)$  за таких вихідних даних:  $m = 20$  кг;  $P = 0,47$  МПа;  $F_{\text{тр}} = 2500$  Н;  $\lambda = 0,025$ ;  $\rho = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;  $D = 0,1$  м. За результатами розрахунків побудовано графічні залежності швидкості руху очисного поршня в НКТ від висоти підняття поршня  $x$  для різних значень  $\alpha$  (рисунок 3.4).

В результаті проведених розрахунків побудовано графічні залежності швидкості руху механічного очисного пристрою від його координат в системі НКТ, які приведені на рисунку 3.5

Аналіз результатів показує, що із зростанням лінійної координати очисного механічного пристрою його швидкість зменшується, що пояснюється розширенням газу в свердловині і внаслідок цього зменшенням його потенціальної енергії. Так, при питомій масі рідини,  $0,2$  кг/м швидкість руху пристрою змінюється від  $1,77$  м/с в початковому перерізі до  $0,58$  м/с на висоті  $1000$ , тобто на  $67,2$  %. Збільшення питомої маси рідини в НКТ також призводить до зниження швидкості руху пристрою. При збільшенні питомої маси рідини до  $0,4$  кг/м початкова швидкість знижується до  $0,98$  м/с, тобто на  $44,6$  %, а кінцева – до  $0,37$  м/с, тобто на  $11,9$  %.



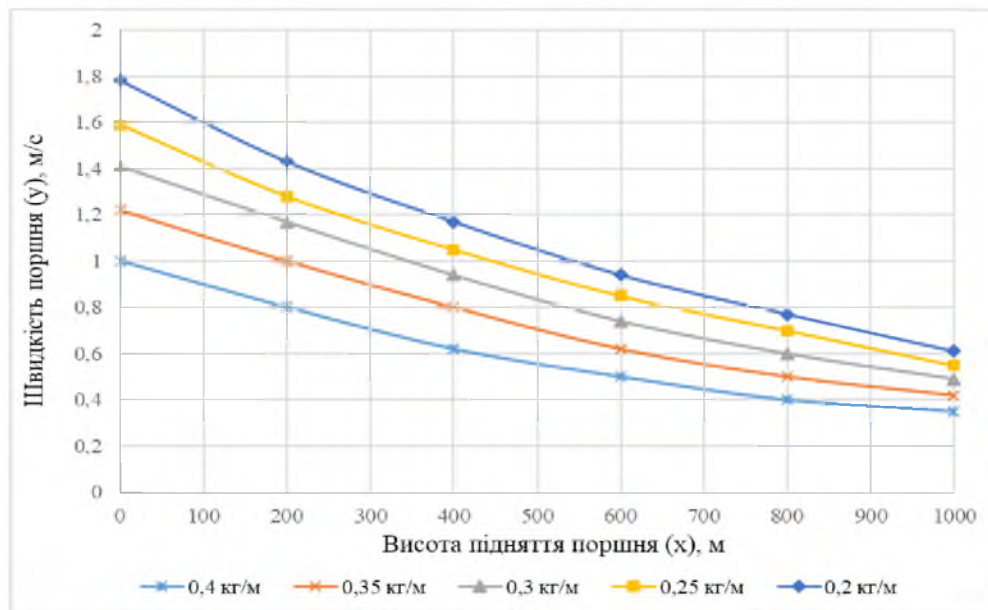


Рисунок 3.5 – Залежність швидкості руху поршня від його підняття для різних значень  $\alpha$

Одержані залежності швидкості руху пристрою в залежності від лінійної координати (висоти положення поршня в НКТ) дозволяють побудувати закон руху в формі  $x = x(t)$ . Загальна процедура встановлення закону руху може бути записана у вигляді:

$$x(t) = \int_0^h y(x) dt \quad (3.34)$$

Однак реалізація виразу (3.34) викликає ряд труднощів в процедурі обчислення. Тому більш простим методом є застосування наближеного алгоритму, який полягає в наступному:

- задаються певною координатою положення пристрою в свердловині  $x_0$ ;
- за формулою (3.33) або з графіків (рисунок 3.4) при заданому значенні питомої маси рідини знаходять швидкість  $y(x_0)$ ;
- вважають знайдену швидкість сталою на заданому відрізку  $\Delta x$ , знаходять час руху пристрою  $t_0 = \frac{x_0}{y_0}$ .



Змінюючи положення  $x_0$  можна побудувати закон руху у вигляді  $x = x(t)$ . Звужуючи інтервал  $\Delta x$  до мінімуму можна досягнути необхідної точності.

Як приклад на рисунку 3.6 показано принцип побудови закону руху пристрою для гіпотетичної свердловини з приведеними вище параметрами на основі запропонованого наближеного алгоритму, в якому прийнято  $x_0 = 200$  м.

В приведеному прикладі середня швидкість відхиляється від абсолютної на 23,0 % для початкового відрізка, до 10,8 % для кінцевого. Однак зменшуючи відстань  $x_0$  можна добитися задовільної точності у прогнозуванні часу руху пристрою по стовбуру свердловини.

На основі математичного моделювання отримано закономірність характеру руху очисного механічного пристрою в насосно-компресорних трубах свердловини в процесі підвищення її гідравлічної ефективності і витиснення рідкої фази. Отримані результати дозволяють побудувати характер руху пристрою в часі для прогнозування загальної тривалості процесу.

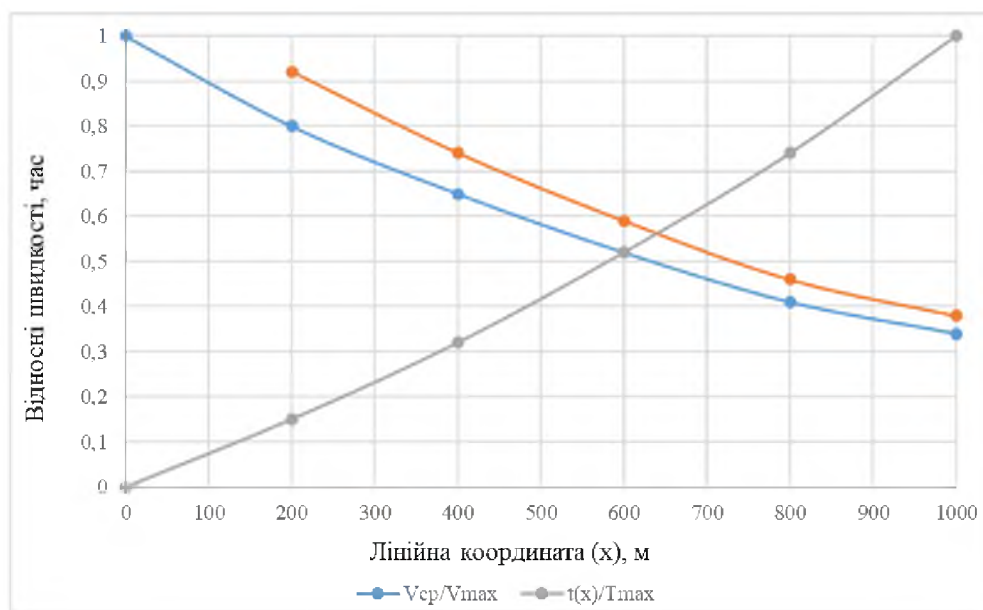


Рисунок 3.6 – Принцип побудови закону переміщення пристрою в свердловини

Таким чином, актуальним є: проведення, в подальшому, дослідно-промислового випробування дослідного зразка очисного пристрою даної конструкції на свердловинах Товариства, а також дослідження ефективності пристрою даної конструкції, та порівняння розрахункових та реальних даних характеру руху «поршня» в НКТ, з подальшим удосконаленням конструкції.

### **3.3 Результати впровадження очищення трубопроводів та НКТ на газопромислових об'єктах**

Запропоновану конструкцію очисного пристрою і розроблену технологію вирішено прийняти до впровадження в промислово-дослідну експлуатацію для очистки внутрішньої поверхні НКТ на виробничих об'єктах ГПУ «Львівгазвидобування».

Проведено дослідження роботи низькодебітних свердловин з високим газо-водяним фактором та підібрано свердловини-кандидати із низьким коефіцієнтом гідравлічної ефективності. Після чого здійснено облаштування даних свердловин додатковим обладнанням, а саме: відповідною обв'язкою, системою КВПіА, розширювальною камерою та ємністю для збору супутньо-пластової води (рисунок 3.7)

Після проведених пуско-налагоджувальних робіт та виходу на режим роботи обладнання за технологією плунжерного ліфта фахівцями газопромислового управління було відмічено підвищення ефективності роботи свердловин, що було виражено у додатковому видобутку газу (рисунок 3.7).

На графіку показано порівняння режиму роботи свердловини із застосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР) та введення в експлуатацію очисного пристрою. На графіку чітко відмічається стабілізація видобутку газу на рівні максимальних дебітів газу та води. В порівнянні з технологією аерації вибієної рідини, якої досягали з допомогою закачування ПАР в свердловину з подальшим підйомом вибієної «пачки» на устя робота

очисного пристрою забезпечує постійний і стабільний відбір пластового флюїду і газу з продуктивного горизонту.

Позитивними чинниками після введення в дію очисного пристрою є :

- додатковий приріст газу по шести встановлених свердловин, який становив 66 % у відповідності до базового видобутку;
- забезпечення оптимального відбору газу при максимальному використанні пластової енергії;



Рисунок 3.7 – Експлуатація свердловини із встановленим обладнанням для очистки внутрішньої поверхні НКТ

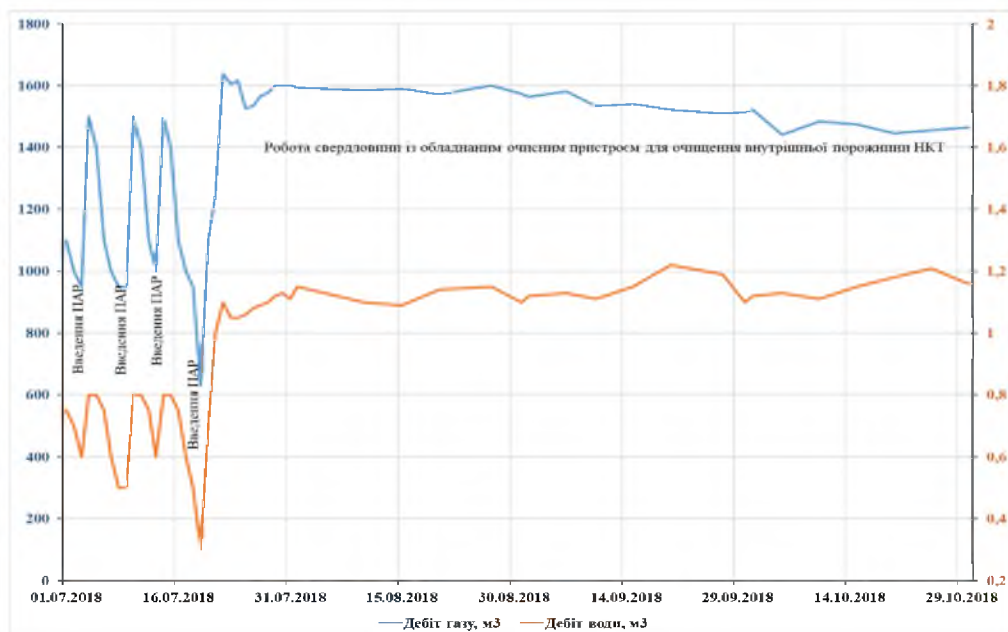


Рисунок 3.8 – Підвищення ефективності роботи свердловини (на прикладі Летнянського ГКР)

- вихід на постійний режим роботи свердловин які знаходились в періодичній експлуатації (працювали короткий термін часу і періодично зупинялись для накопичення тиску);

- зменшення людських та матеріально-технічних ресурсів;

- відпала необхідність продувки свердловини та використання азотних компресорів.

Одними із негативними чинниками виявилось: збільшення надходження супутньо-пластової води та необхідність охорони вартісного обладнання.

Економія коштів Компанії на експлуатацію свердловин даним методу очищення внутрішньої порожнини НКТ склала 78 %. Термін окупності облаштування даних свердловин очисними пристроями становить від 0,3 до 2,6 років.

Відповідно, за результатами проведених промислових досліджень, не тільки підтверджується підвищення гідравлічної ефективності НКТ за рахунок застосування очисних пристроїв що працюють за технологією плунжерного ліфта, а й високий економічний ефект для Компанії в цілому за рахунок економії коштів на засоби із інтенсифікації свердловин.

### **3.4 Розробка комплексу заходів підвищення ефективності системи збору та міжпромислового транспортування газу**

З метою недопущення/попередження природного падіння видобутку вуглеводнів, а також оптимізації системи збору, підготовки та транспортування вуглеводнів, в рамках виконання даної роботи було запропоновано впровадження комплексу заходів з забезпечення належного технічного стану системи збору та транспортування газу.

Оцінку швидкісного режиму експлуатації проведено за двома основними умовами:

- порівняння прогнозованої швидкості перекачуваного продукту зі швидкістю ерозійного зношення системи міжпромислових трубопроводів по ділянках в PipeSim® «Schlumberger»;

- можливість самоочищення ділянок трубопроводу при збільшенні швидкості в трубопроводі вища за критичну для винесення накопичених забруднень з понижених ділянок траси за [27, 54].

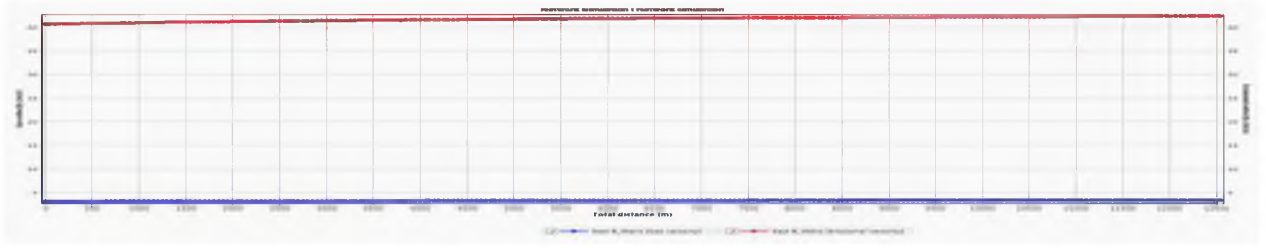
Результати оцінки швидкості ерозійного зношення трубопроводу в умовах зниження робочих тисків та збільшеного завантаження системи МПГ по ділянках представлено на рисунках 3.9 - 3.13 відповідно для 2021 та 2025 рр. експлуатації.

Як видно з представлених графіків по ділянках системи міжпромислових газопроводів:

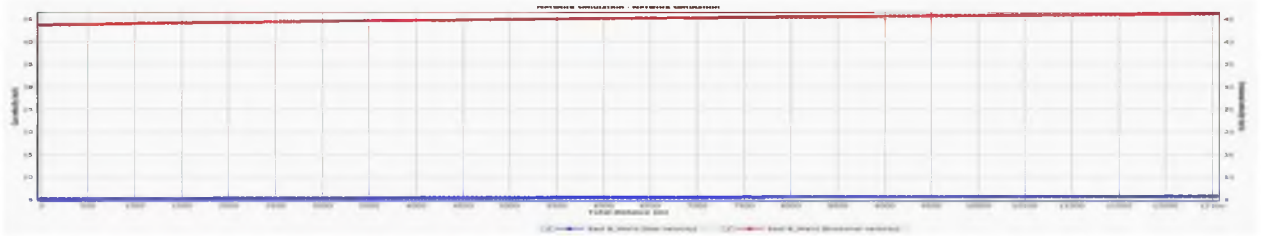
1) перевищення прогнозованою лінійною швидкістю значення швидкості ерозійного зношення внутрішньої поверхні трубопроводу не відбуватиметься, отже обмежень по швидкісному режиму щодо підключення нового трубопроводу і збільшення завантаження системи немає;

2) швидкості, що встановляться на найбільш забруднених ділянках трубопроводу, перевищать критичні значення, необхідні для підхоплення і винесення накопичених забруднень із понижених місць траси системи МПГ (ділянка: Опішнянська УКПГ – Солохівська ДКС, кран № 6 – Опішнянська УКПГ, кран № 5 – кран № 6), що призведе до самоочистки газопроводу і зменшення гідравлічного опору газотранспортної системи.

Моделювання процесів системи збору та транспортування газу проведено за умови покращення гідравлічного стану системи міжпромислових колекторів за рахунок самоочищення. Модель режиму системи для умов покращення гідравлічного стану системи міжпромислових колекторів і представлено в таблиці 3.1.

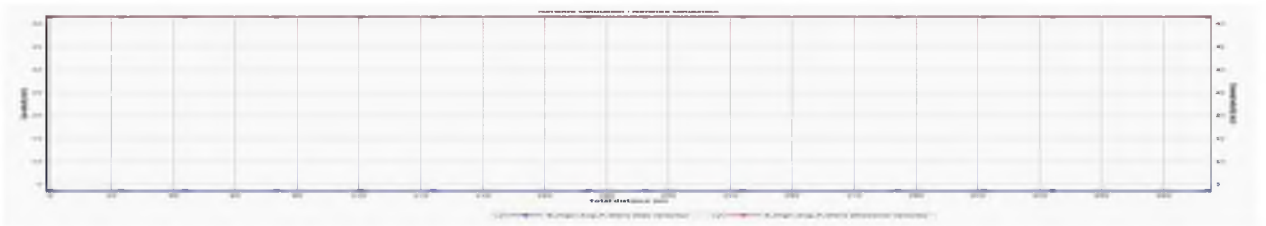


а) 2021 критична швидкість винесення забруднень – 3,9 м/с

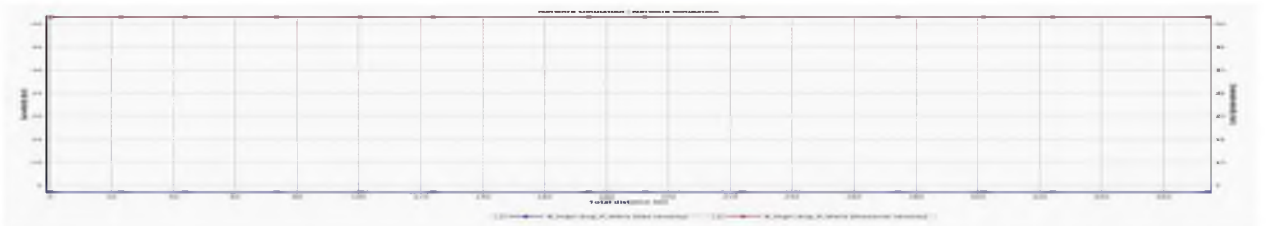


б) 2025 критична швидкість винесення забруднень – 5,9 м/с

Рисунок 3.9 – Розподіл швидкостей на ділянці Сх. Березівка – Березівка

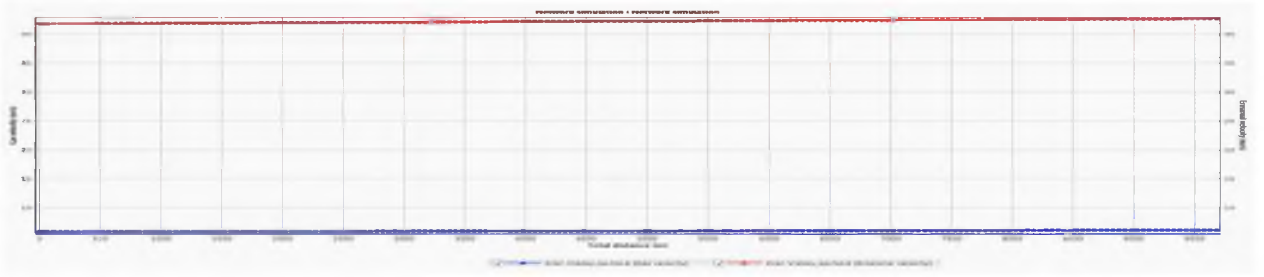


а) 2021 критична швидкість винесення забруднень – 6,8 м/с

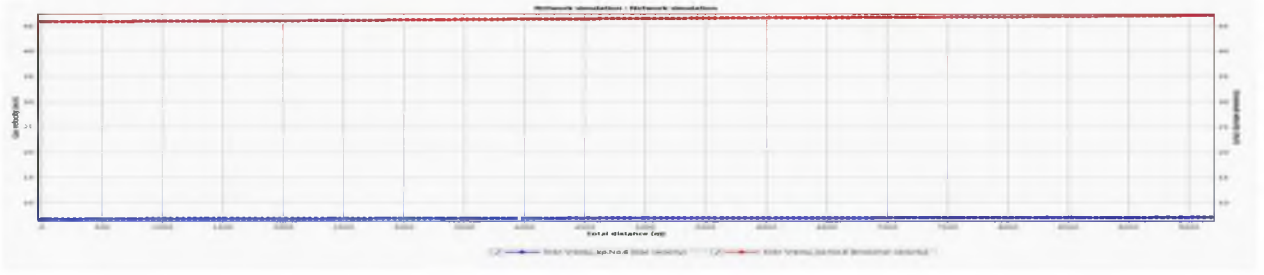


б) 2025 критична швидкість винесення забруднень – 7,1 м/с

Рисунок 3.10 – Розподіл швидкостей на ділянці Березівка – кран №5

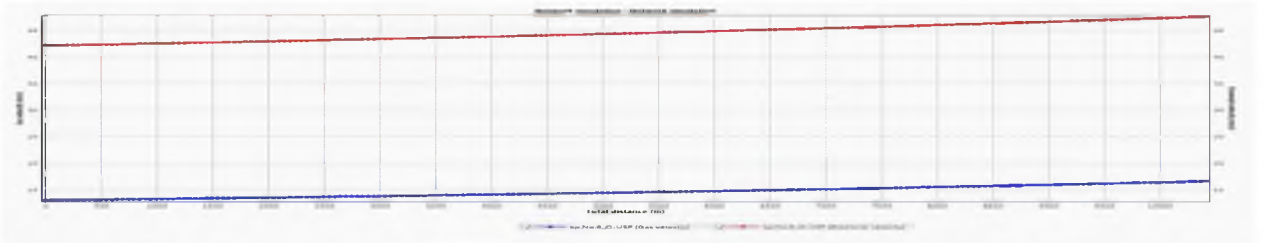


а) 2021 критична швидкість винесення забруднень – 7,1 м/с

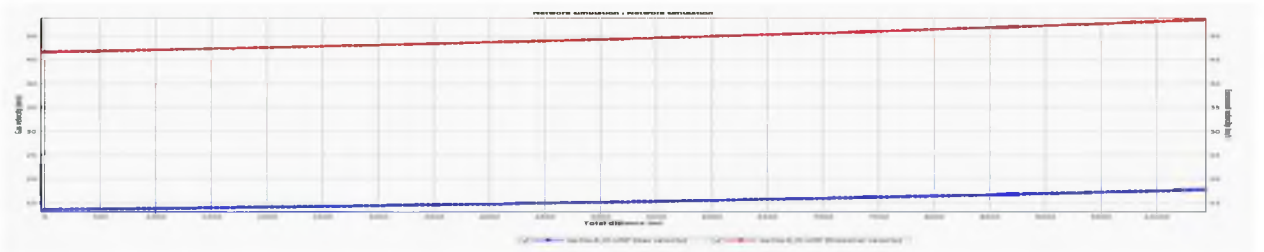


б) 2025 - критична швидкість винесення забруднень – 7,8 м/с

Рисунок 3.11 – Розподіл швидкостей на ділянці кран №5 – кран №6

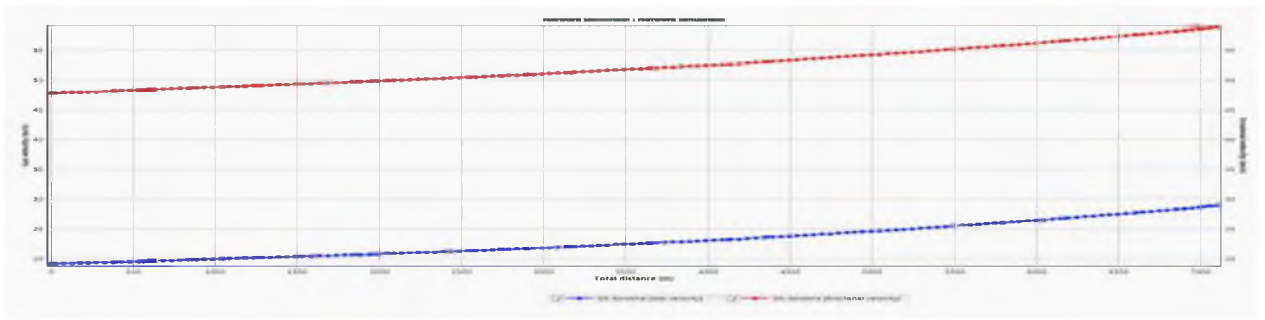


а) 2021 критична швидкість винесення забруднень – 14,3 м/с

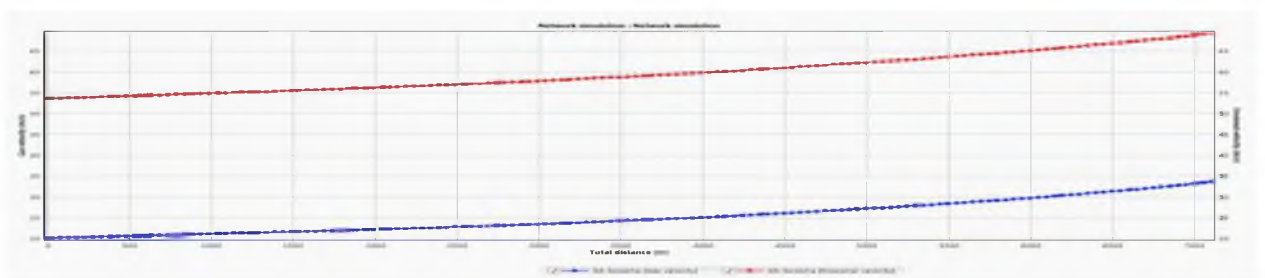


б) 2025 критична швидкість винесення забруднень – 14,7 м/с

Рисунок 3.12 – Розподіл швидкостей на ділянці кран № 6 – Опішнянська УКПГ



а) 2021 - критична швидкість винесення забруднень – 19,8 м/с



б) 2025 – критична швидкість винесення забруднень – 20,1 м/с

Рисунок 3.13 – Розподіл швидкостей на ділянці Опішнянська УКПГ – Солохівська ДКС

Таблиця 3.1 - Розподіл робочого тиску по виходу з УКПГ системи міжпромислових газопроводів при покращенні гідравлічного стану

№ п. п.	Контрольна точка системи МПГ	2021 р. 426x7 100%	2025 р. 426x7 100%
		Вихідний тиск, МПа	Вихідний тиск, МПа
1	2	3	4
1	Кран №6	0,953	0,77
3	Вихід з Котелевської УПГ	1,01	0,811
4	Вихід з Опішнянської УКПГ	0,734	0,569
5	Вхід в Солохівську ДКС	0,450	0,3
6	Березівська УКПГ (вихід свердловин високого тиску)	0,991	0,814



## Закінчення таблиці 3.1

1	2	3	4
9	Вихід низьконапірних свердловин Опішнянського ГКР на Солохівську ДКС по DN300	0,642	0,448
10	Вихід високонапірних свердловин Опішнянського ГКР на Солохівську ДКС по DN500	0,734	0,569
11	Кран №5 в районі Березівської УКПГ	0,991	0,814
12	Вихід з Сх. Березівської УППГ	1,013	0,863

Розподіл тиску і швидкостей в трубопроводі 426x7 довжиною 12,522 км між Сх. Березівською УППГ та Березівською УКПГ представлено на рисунках 3.14 і 3.15 відповідно для 2021 та 2025 рр.

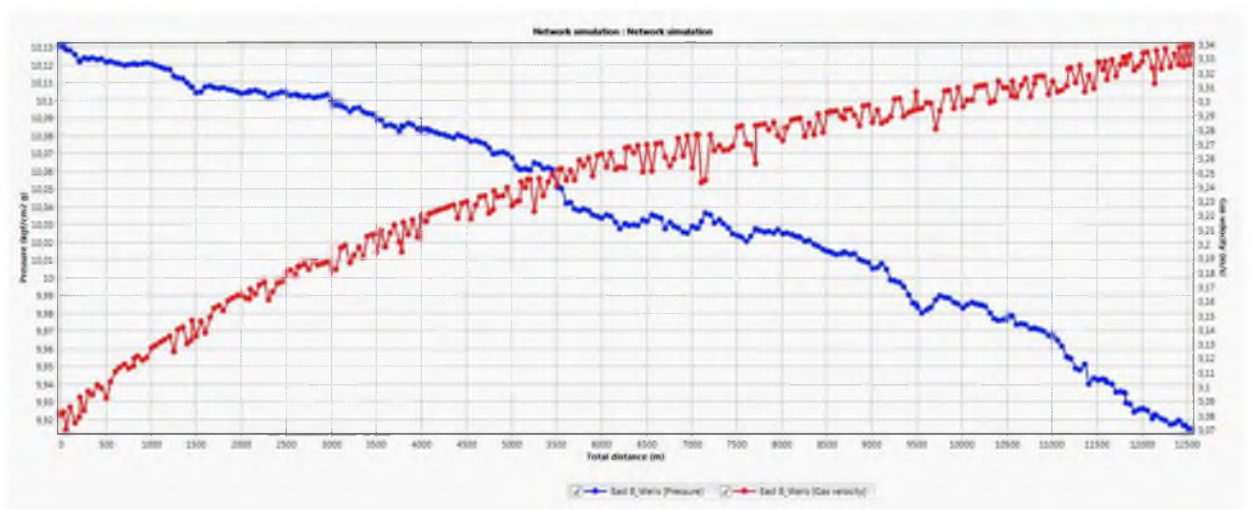


Рисунок 3.14 – Розподіл тиску і швидкостей по довжині трубопроводу в 2021 році

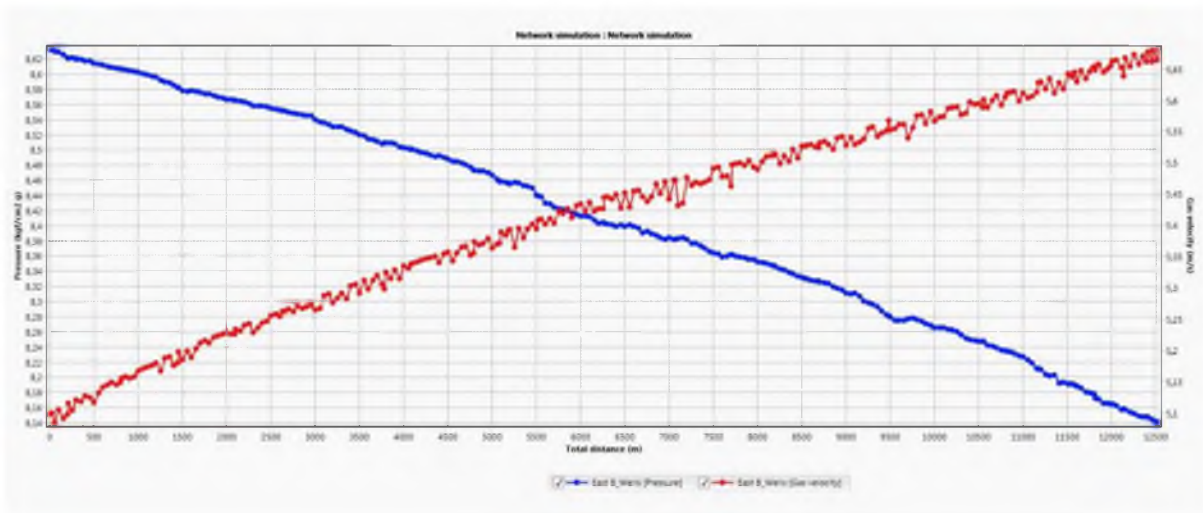


Рисунок 3.15 – Розподіл тиску і швидкостей по довжині трубопроводу в 2025 році

Мінімальні робочі тиски на гирлі свердловин обмежуються пропускною здатністю газозбірної системи (шлейфів свердловин) та системи міжпромислового транспортування газу (газопроводи), а також перепадом тиску, необхідним для попередньої або комплексної підготовки газу на УКПГ [27, 78].

Втрати тиску в газозбірній та газотранспортній системах розраховано відповідно до методики, представленої в ВСН 51-3-85 [13] для рівнинних газопроводів, що транспортують газ в багатофазовому стані.

### 3.5 Підвищення ефективності газопроводів за рахунок винесення рідкої фази потоком газу

Оцінити рух рідинних пробок в умовах зменшення робочого тиску в системі міжпромислових газопроводів або зміни інших умов експлуатації (зокрема зростання завантаження газотранспортної системи в умовах збільшення обсягу видобутку з свердловин) можливо за рахунок застосування двох чи більше симуляцій. Розрахунок проведено для системи міжпромислових

газопроводів Березівка – Котельва – Опішня в умовах зниження робочого тиску з 2,4 МПа до 1,2 МПа.

Оцінку обсягів забруднень в порожнині газопроводів при робочому тиску 2,4 МПа представлено в стовпчику Total HoldUp Liquid (Total HOL) на рисунку 3.16.

В розрахунку враховано, що при зменшенні робочого тиску і сталому завантаженні, лінійні швидкості газу суттєво зростуть, що призведе до перерозподілу мас рідини. З метою їх візуалізації розглянемо першу ділянку перед входом в Солохівську ДКС, а саме Опішня – Солоха, на якій накопичено 19,76 м<sup>3</sup> рідини.

Оцінку обсягів забруднень в порожнині газопроводів при робочому тиску 1,2 МПа представлено в стовпчику Total HoldUp Liquid (Total HOL) на рисунку 3.16.

Як видно з рисунку 3.16, обсяг накопичених забруднень в ділянці зменшиться до 5,08 м<sup>3</sup> або орієнтовний обсяг пробки, що рухатиметься, становитиме близько 15 м<sup>3</sup> [58, 78].

Час, необхідний для цієї пробки, щоб бути переміщеною потоком газу з пониженого місця трубопроводу до входу в сепараційне обладнання, представлений в таблиці 3.2. Для його оцінки використано наступні розрахункові дані:

– максимальна швидкість, яка досягається в газопроводі при зниженні робочого тиску до 1,2 МПа – 28 м/с;

– максимальна швидкість, яка досягається в газопроводі при роботі за тиску 2,4 МПа – 4 м/с;

– середня швидкість, яка досягається в газопроводі при зниженні робочого тиску до 1,2 МПа – 16 м/с.

Таблиця 3.2 - Час, необхідний для переміщення рідинної пробки

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

Як видно з таблиці 3.2, очікуваний час надходження рідини розпочнеться через 4 хв після зниження робочого тиску і закінчиться через 30 хв, протягом якого в сепараторах буде вловлено 15 м<sup>3</sup> рідини.

RESULTS

Current selection: Current study

Date/Time	Study	Task name	Task type	Start node	Status	Description
6/11/2018 9:11 AM	Base case	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:35 AM	Case_1	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:34 AM	Case2_12atm	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:33 AM	Case3_55atm	Network simulation	Network simulation		Completed	

Node/Branch results | Profile results | Output summary | Output details

Display mode:  Node  Branch

Select columns...

Name	EVR max.	System inlet P	System outl...	System outl...	Tot. HL	Gas rate at i...	Gas rate at...	EV max.	ROS rate...	Corr. rate m...	Tot. Elev. DP	Tot. Frict. DP	SS num.	Mean slug v...	Mean slug l...	Mean slug f...	LLV max.
	fract.	kgf/cm <sup>2</sup> a	kgf/cm <sup>2</sup> a	degC	m3	mmsm <sup>3</sup> /d	mmsm <sup>3</sup> /d	m/s	mm/a	mm/a	bar	bar		m3	m		m/s
1 B_High-Avg_P_Wells	0.03800308	28.06773	28.04116	14.41794	18.70196	0.5119322	0.5119635	25.38633			-0.03579912	0.06186011	306.9439	0	0		
2 B_Low_P_Wells	0.01930241	7.612198	7.533391	20.12488	2.602733	0.03944224	0.03344249	52.12622			0.04173258	0.03554889	477.5641	0	0		
3 GS-Solokha	0.1542839	27.36861	26.19356	18.24949	19.75674	1.973054	1.973061	26.4112			0.4874438	0.6647417	414.2967	0	0		2.098182
4 K-Field	0.07535809	28.41667	28.04116	16.06068	30.94614	0.9963152	0.9964123	25.03423	1.282343		0.1247936	0.2434304	242.0064	0	0		
5 kp.No.6_O-USP_2	0.1156073	28.04116	27.39443	17.55827	25.51699	1.508378	1.508419	25.58372			0.1103832	0.5237784	276.4785	0	0		
6 O_Low_Pr_Wells	0.05914814	8.141019	7.53339	20.08812	5.12162	0.1446981	0.1447227	51.68438		0.07437312	0.03083517	0.5649738	305.2531	0	0		
7 O_high-Avg_P_Wells	0.0351485	27.36643	27.36874	22.31191	0.1446825	0.4646191	0.464619	26.57072			-0.002609535	0.0003474848	43959.96	0	0		
8 USP_K-Field		7.533391	7.533391	20.10195	0	0.178164	0.178164				0	0					

Рисунок 3.16 - Оцінка орієнтовного обсягу забруднень в порожнині системи газопроводів при тиску 2,4 МПа

The screenshot shows the 'RESULTS' window in OLGA. The top table lists simulation runs:

Date/Time	Study	Task name	Task type	Start node	Status	Description
4/17/2018 9:36 AM	Base_case	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:35 AM	Case_1	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:34 AM	Case2_12mm	Network simulation	Network simulation		Completed	
4/18/2018 10:33 AM	Case3_55atm	Network simulation	Network simulation		Completed	

The bottom table shows 'Node/Branch results' with columns for various parameters:

Name	ST Gas at o...	ST GOR at o...	ST WCur at...	EVR max	System inlet P	System outl...	System outl...	Tot. HL	Gas rate at i...	Gas rate at i...	EV max	EROS rate...	Corr. rate m...	Tot. Elev. DP	Tot. Frict. DP	SS num.	Mean Sli...
1	0.6165449	407301.1	0	0.0444596	29.64352	29.59615	13.9173	19.13271	0.6174504	0.6174852	24.62917			-0.0381709	0.08462803	300.9977	
2	0.05942547	362499.5	0	0.03434314	7.683144	7.533754	19.95042	2.395947	0.0595213	0.05952174	52.10838			0.03721246	0.1092805	476.9292	
3	6.876526	258251	0	0.7477885	28.47791	13.43214	11.97946	0.083506	6.887446	6.887775	37.47056			0.1626056	14.55036	421.7954	
4	1.674168	253279.5	0	0.1183152	30.26293	29.56679	14.09588	30.38403	1.616537	1.61669	24.22391		0.9019677	0.1171114	0.5654861	233.7934	
5	2.23071	281990.3	0	0.1676172	29.64555	28.36207	15.76648	25.36391	2.234174	2.234236	24.98539			0.104024	1.154442	264.4182	
6	0.2423632	371667.2	0	0.09920547	9.172949	7.533391	19.99775	5.095665	0.2422771	0.2427734	51.67607		3.749465	0.03277601	1.574739	304.6824	
7	4.645814	248272.9	0	0.3453281	28.40331	28.36915	22.3236	0.1059447	4.653129	4.653129	26.06624			-0.00255326	0.03602663	43665.29	
8	0.3817884	1909514	80.67699		7.533391	7.533391	19.99585	0	0.3022929	0.3022929				0	0		

Рисунок 3.17 - Оцінка орієнтовного обсягу забруднень в порожнині системи газопроводів при тиску 1,2 МПа

Наступним етапом було виконано динамічне моделювання процесу розвантаження рідини із використанням запатентованого очисного пристрою [48]. Процес розвантаження рідини очисним пристроєм виконано для аналогічних умов попереднього моделювання. Нижче в таблиці 3.3 представлено послідовність подій в часі від моменту підвищення протитиску в газозбірній системі до її глушіння через надвисокий робочий тиск і відновлення роботи при застосування очисного пристрою.

Сценарій реалізовано в OLGA<sup>®</sup> «Schlumberger» через дві основні причини:

- цей тип технологічних змін в роботі газозбірної системи є тимчасовим явищем, що в основному залежить від часу стабілізації;
- OLGA<sup>®</sup> «Schlumberger» може симулювати встановлення очисного пристрою різної конструкції у внутрішню порожнину НКТ, який буде виштовхувати рідину під дією визначеного перепаду тиску.

Таблиця 3.3 -Динамічний сценарій поведінки свердловини

Початок, год	Кінець, год	Подія
0	60	Стабільна робота свердловини
61	240	Задавлювання свердловини внаслідок підвищення протитиску в газозбірній системі
240	300	Відновлення продуктивності свердловини після встановлення очисного пристрою і пуску її в роботу

В цьому розрахунку зроблено припущення, що масовий потік видобутої продукції є постійним. Зміну дебіту газу протягом періоду, зазначеного в сценарії, представлено на рисунку 3.18, зміну обсягу рідини на вибої свердловини – на рисунку 3.19, зміну робочого тиску до моменту його відновлення і стабільної роботи свердловини – на рисунку 3.20.

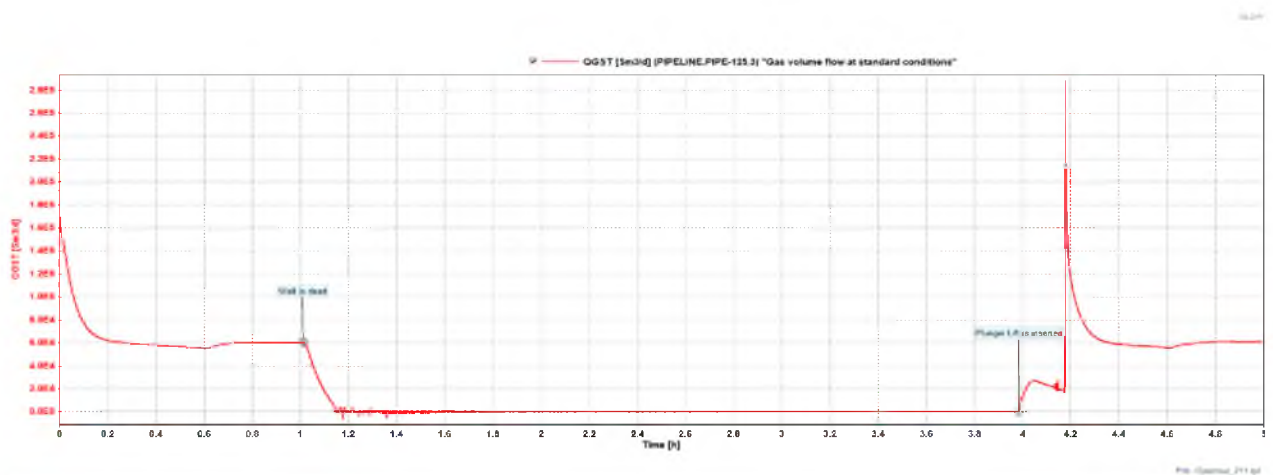


Рисунок 3.18 – Скрін екрану «Зміна дебіту свердловини на гирлі свердловини в часі»

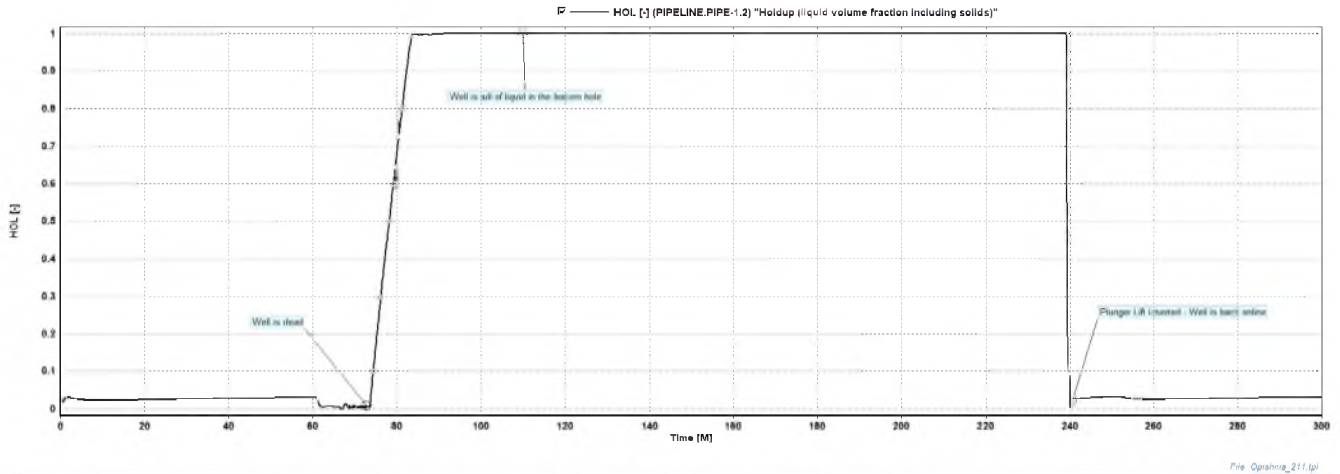


Рисунок 3.19 - Скрін екрану «Зміна обсягу рідини на вибої свердловини в часі»

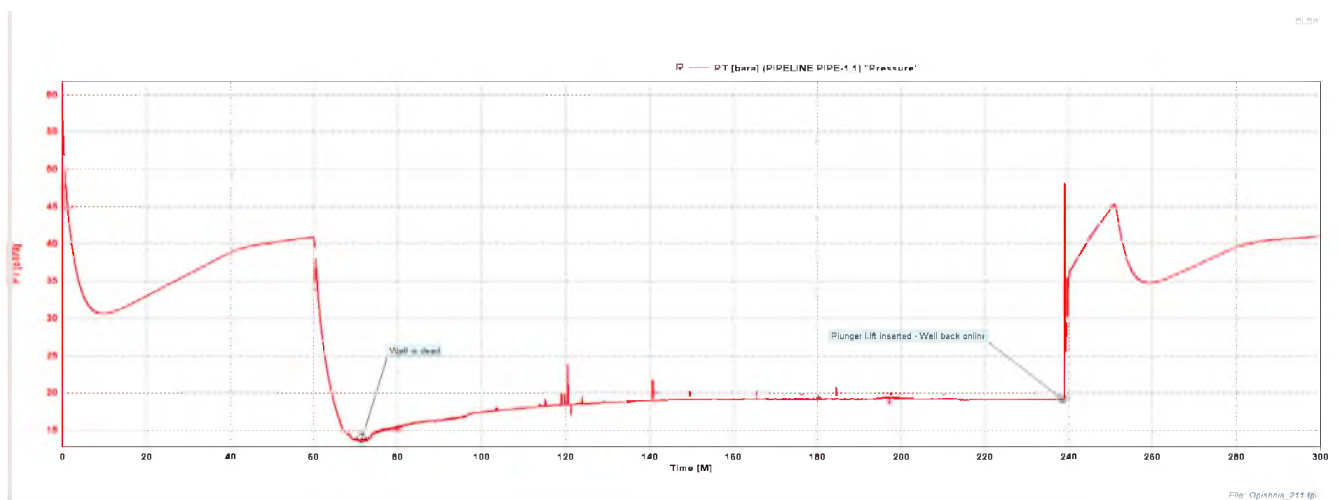


Рисунок 3.20 - Скрін екрану «Зміна тиску на гирлі свердловини в часі»

Аналіз результатів розрахунків вказує на ефективність використання очисних пристроїв з ефектом механічного руйнування твердих відкладень в між промислових газопроводах при наявності соляних пробок і пластової води в їх порожнині [27, 78].

### Висновки до розділу 3

1. Удосконалено конструктивні елементи для підвищення гідравлічної ефективності елементів системи збору газу і міжпромислових трубопроводів, проведено їх стендові випробування.

2. Створено математичну модель процесу витиснення рідкої фази з насосно-компресорних труб свердловин, реалізація якої дозволила побудувати закон руху очисного пристрою в свердловині.

3. З метою недопущення/попередження природного падіння видобутку природного газу із виснажених родовищ, а також забезпечення належної якості розроблено комплекс заходів, що, передбачає періодичну очистку трубопроводів системи збору газу і насосно-компресорних труб свердловин, а також додаткового вилучення СПБТ та конденсату. Запропоновані заходи дозволять не тільки попередити природне падіння видобутку, а й за рахунок пониження гирлових тисків та встановлення нульової ступені компримування на централізованому газозбірному пункті забезпечити додатковий видобуток.



## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ФОРМУВАННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ ГАЗОПОТОКІВ СИСТЕМИ ЗБОРУ ТА МІЖПРОМИСЛОВОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩ

Враховуючи актуальність питання забезпечення енергонезалежності України, останнім часом гостро постало питання розроблення заходів по оптимізації системи збору та транспортування газу «виснажених» родовищ.

З метою недопущення/попередження природного падіння видобутку вуглеводнів, а також оптимізації системи збору, підготовки та транспортування вуглеводнів, в рамках виконання даної роботи було запропоновано впровадження комплексу заходів по реконструкції системи збору та транспортування газу. Дані заходи включали в себе розвантаження ГС Солоха перенаправленням потоку газу Тимофіївської групи родовищ до газопроводу Глинськ-ШДК, що в результаті дозволить понизити робочі тиски на вході проектної ДКС Солоха з 2,4 МПа до 1,2 МПа, направлення газу із Кисівського ГКР, Краснокуцького ГКР, Степового ГКР та східного склепіння Березівського НГКР із організацією централізованого газозбірною пункту на базі ГС Солоха, що дозволить привести фізико-хімічні показники якості газу у відповідність до вимог Кодексу ГТС [36].

Відповідно для ефективного транспортування видобутого продукту з пласта на установку комплексної підготовки продукції та для оцінки відгуку системи на впровадження даних заходів на першому етапі було запропоновано змоделювати поведінку даної системи на впровадження комплексу заходів в програмному симуляторі PipeSim® «Schlumberger».

#### 4.1 Принципи розвантаження системи збору та транспортування газу

Першою умовою для виконання оптимізації системи збору та транспортування газу Котелевської, Опішнянської, Березівської та Степової групи родовищ було запропоновано здійснити розворот потоку газу з Тимофіївської групи родовищ до газопроводу Глинськ-Розбишівський ГП-1,2 через проектний газопровід. Будівництво газопроводу (Ду 400 мм, Ру 5,5 МПа) від Валюхівської УКПГ до газопроводів Глинсько-Розбишівського ГП-1,2 дозволить транспортувати газ загальною кількістю до 3,5 млн. м<sup>3</sup>/добу з «північної» групи родовищ (Тимофіївського, Куличихинського, Зах. Новотроїцького, Валюхівського родовищ), який пройшов підготовку газу на ГС Тимофіївка, на вхід Лубенської КС філії УМГ «Київтрансгаз». Це дозволить розвантажити по газу Солохівську ДКС (ГПУ «Полтавагазвидобування») та Диканську КС (Диканське ЛВУМГ).

Подача газу з «північної» групи родовищ ГПУ «Полтавагазвидобування» до газопроводу ГП-1 дозволить направити газ разом з газом Яблунівської групи родовищ (Яблунівське, Скоробагатьківське, Комишнянське) на додаткову підготовку на Яблунівський ВПГ (УПГГК), під час якої з газу додатково будуть отримані СПБТ та конденсат. Після підготовки на Яблунівському ВПГ газ газопроводом ГП-2 буде направлятися на вхід Лубенської КС (Лубенське ЛВУМГ).

Ефективність вилучення СПБТ з природного газу на Яблунівському ВПГ вища, ніж на ГС Тимофіївка. Мінімально дозволена температура для обладнання ГС Тимофіївка становить мінус 30 °С, а фактично охолодження на установці низькотемпературної абсорбції на А-1 ГС Тимофіївка не перевищує мінус 28 °С. В той же час, на Яблунівському ВПГ (УПГГК) сепарація після турбодетандера відбувається при температурах від мінус 65 °С до мінус 75 °С, що приводить до більшого вилучення СПБТ. До того ж,

краща транспортна інфраструктура на ВПГ дозволяє проводити відвантаження у з/д цистерни та транспортувати СПБТ та конденсату залізницею. На відміну від ВПГ, на ГС Тимофіївка відвантаження СПБТ та конденсату можливе лише в автотранспорт або в конденсатопровід. Транспортування рідких вуглеводнів конденсатопровідною системою від ГС Тимофіївка до ТЦСК (УПГГК) призводить до втрат на проміжних об'єктах підготовки.

Будівництво даного газопроводу дозволить:

- понизити робочі тиски на вході проектної ДКС Солоха з 2,4 МПа до 1,2 МПа, що забезпечити роботу системи збору та транспортування газу на оптимальних режимах;

- збалансувати роботу системи Солохівська ДКС та ГС Солоха («сухий» газ після ГС Тимофіївка по суті є баластом на установці НТА ГС Солоха). Перенаправлення газу «північного» напрямку з ГС Солоха на Яблунівський ВПГ (УПГГК) дозволить звільнити місце для більш «жирного» газу;

- збільшити вилучення рідких вуглеводнів з газу «північної» групи родовищ (на Яблунівському ВПГ);

- розвантажити по газу Диканську КС (УМГ «Київтансгаз»);

- забезпечити якість газу з Тимофіївського, Куличихинського, Новотроїцького, Зах. Новотроїцького, Валюхівського родовищ у відповідності до вимог Кодексу газотранспортної системи.

Очікуваний додатковий видобуток становить 5 т/добу конденсату та 15 т/добу пропан-бутану.

Перепланування потоку газу з низьконапірних свердловин східного склепіння Березівського ГКР, Степового ГКР, Кисівського ГКР та Краснокутського ГКР в напрямку Березівської УКПГ запропоновано провести за варіантом, яким замість компримування низьконапірного газу на ДКС на базі Степової УКПГ, буде проводиться його подача в систему міжпромислових газопроводів Березівка – Опішня – Солоха на вхід

проектного цеху Солохівської ДКС із зниженням робочих тисків в системі. Варіантом передбачено будівництво нового газопроводу між Східно-Березівською УППГ та Березівською УКПГ.

Оцінку технологічної можливості реалізації варіанту проведено в декілька етапів:

- оцінка поточного гідравлічного стану системи міжпромислових газопроводів з метою визначення поточного розподілу тисків, температур і завантажень, а також коефіцієнтів гідравлічного опору і обсягів накопиченої рідини;

- моделювання розподілу тисків і температур в контрольних точках системи за умови збереження поточного гідравлічного стану системи міжпромислових колекторів та спорудження нового газопроводу Східно-Березівська УППГ - Березівська УКПГ при його максимальному завантаженні;

- моделювання швидкісного режиму роботи системи міжпромислових колекторів та спорудження нового газопроводу Східно-Березівська УППГ - Березівська УКПГ при його максимальному завантаженні із оцінкою умов самоочищування труб при збільшенні швидкостей газу;

- моделювання розподілу тисків і температур в контрольних точках системи за умови покращення гідравлічного стану системи при високих завантаженнях і низьких тисках в міжпромислових колекторах та спорудження нового газопроводу Східно-Березівська УППГ - Березівська УКПГ при його максимальному завантаженні;

- визначення мінімально допустимих тисків на гирлі свердловин східного склепіння Березівського ГКР, Степового ГКР, Кисівського ГКР та Краснокутського ГКР.

Розрахунки виконано дотримуючись рекомендацій і вимог в [13, 38, 42, 43, 55]. Поточний стан системи міжпромислових газопроводів оцінено за даними вимірювань станом на лютий поточного року, розрахунки проведено відповідно до вимог [54].

Розрахунки симуляції поведінки газозбірної та газотранспортної систем виконано в програмному комплексі PipeSim® «Schlumberger», використовуючи моделі руху двофазового потоку із незначним вмістом рідини, зваженої в газовому потоці, Begg&Brill, і ін [43].

Схему розміщення системи міжпромислових газопроводів із зазначенням проектного трубопроводу-підключення представлено на рис. 4.1.

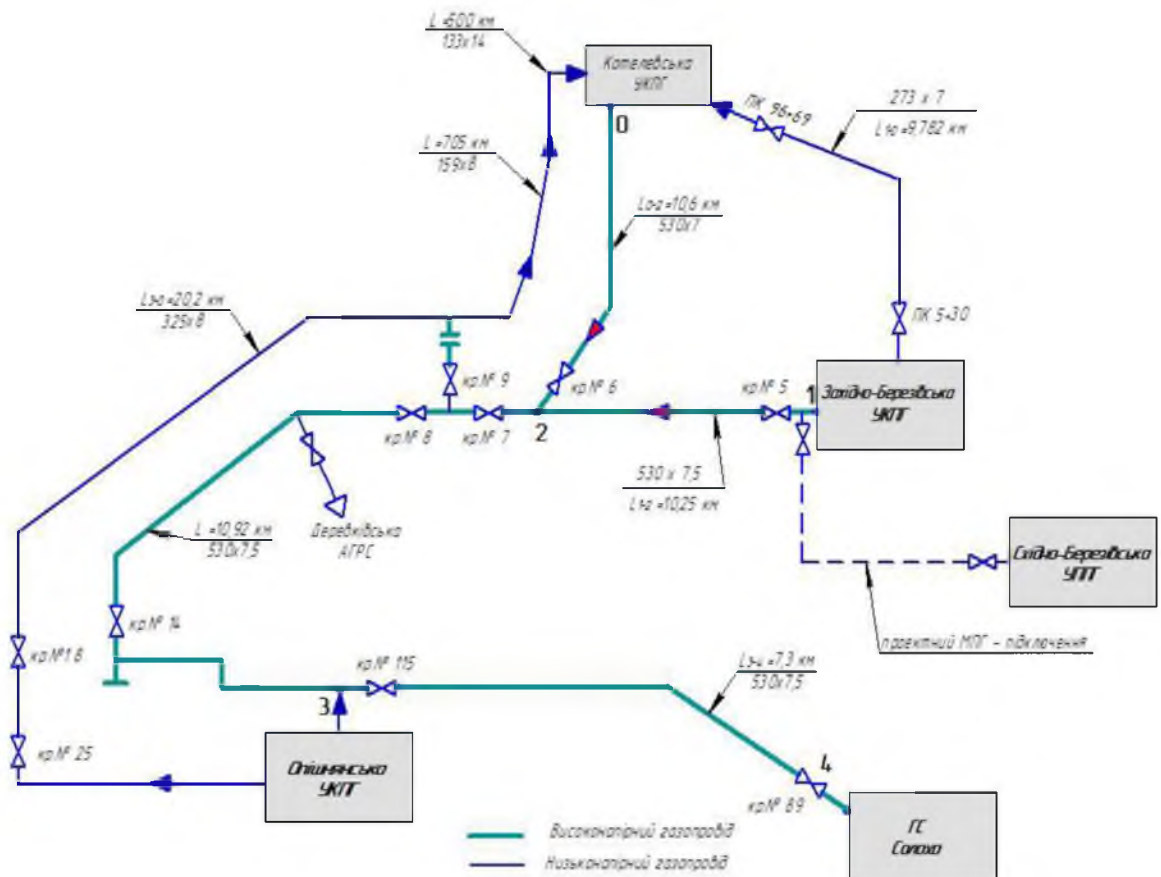


Рис. 4.1 Схема розміщення системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха

За своєю суттю, ця система є системою міжпромислових газопроводів, для збору газу з УКПГ та подачу його на комплексну підготовку на ГС Солоха. Фактично система складається з:

– низьконапірних газопроводів для подачі газу з свердловин низького тиску без компримування газу Опішнянської УКПГ та Березівської УКПГ (робочий тиск в межах 1,2 МПа) на Котелевську УСП;

– високонапірних газопроводів для подачі газу з свердловин високого тиску Березівського, Котелевського та Опішнянського ГКР та скомпримованого газу на ДКС Опішнянської УКПГ і Котелевської УСП на ГС Солоха.

#### **4.2 Моделювання поведінки діючих газозбірних систем**

На сьогоднішній день не приділено належної уваги питанню взаємовпливу елементів складної геолого-технологічної системи «пласт – свердловина – шлейф – УКПГ – ДКС – міжпромисловий газопровід – ГС». Наслідком цього є нераціональне проведення реконструкції промислових систем в умовах активного обводнення свердловин на завершальній стадії експлуатації. В більшості випадків облаштування ряду покладів із значними запасами не передбачає оснащення свердловин засобами контрольнo-вимірювальних приладів та автоматизації, що значно ускладнює контроль і управління процесом видобування вуглеводнів [9, 43, 52].

В таких умовах необхідною є розробка комплексу моделей і алгоритмів оптимізації управління елементами газовидобувної системи «пласт – свердловина – шлейф – УКПГ – ДКС – міжпромисловий газопровід – ГС» на родовищах із значними запасами вуглеводнів з урахуванням умов завершальної стадії розробки.

При виконанні роботи автором використано методи системного аналізу, теорія гідродинаміки газорідних сумішей в трубопроводах, методи математичного моделювання, теорія розробки газових покладів, методи оптимізації і їх програмна реалізація, статистична обробка даних експлуатації газопромислових об'єктів [57].

Об'єктом досліджень є три окремі газозбірні системи Опішнянського нафто-газо-конденсатного родовища (НГКР), Західного склепіння Березівського газоконденсатного родовища (ГКР) та Котелевського ГКР, а також система міжпромислових газопроводів подачі газу до кінцевого пункту збору на ГС Солоха (ДКС Солоха) АТ «Укргазвидобування».

В якості математичної моделі геолого-технологічної моделі «пласт – свердловина – шлейф – УКПГ – ДКС – міжпромисловий газопровід – ГС» Опішнянського, Західного склепіння Березівського та Котелевського родовищ використовувалися системи рівнянь, рішення яких реалізовано в програмному забезпеченні PipeSim® «Schlumberger» [43, 58, 78]. Свердловина моделюється від пласта. В якості рівняння притоку використовується модель притоку флюїду до забою «Форхгеймера», детальний опис якої приведено в 2 розділі. В якості вихідних даних вводяться пластові тиски та температури і залежність динамічного забійного тиску від витрати газу по результатах останнього на момент розрахунку газодинамічного дослідження свердловин.

Робота свердловин моделюється на відрізку від середини інтервалу перфорації і до гирлового штуцера. Вводиться глибина стовбура, діаметр експлуатаційної колони і насосно-компресорних труб (НКТ), шорсткість, товщина стінки, коефіцієнт теплопередачі (при необхідності розраховується), температура середовища навколо стовбуру.

Газозбірний шлейф представляється наближено горизонтальним трубопроводом. Вводиться внутрішній діаметр труби, шорсткість, товщина стінки трубопроводу, коефіцієнт теплопередачі (при необхідності розраховується), температура середовища в якому прокладено трубопровід, профіль газопроводу.

Робота УКПГ моделюється в спрощеному вигляді – відділяється крапельна рідина.

Система міжпромислових газопроводів представлена мережею трубопроводів від трьох УКПГ до ГС.

Оскільки кількість газу, що поступає від свердловин (валовий видобуток) відрізняється від кількості газу, що подається до міжпромислового газопроводу (товарний видобуток) тому необхідно моделювати втрати тиску та об'єму газу на власні потреби промислів. В моделі дані втрати моделюються за допомогою модуля «множник» – на основі накопиченої багатолітньої статистики перед міжпромисловим газопроводом штучно відділяється частина газу.

Таким чином, модель газовидобувної системи даних родовищ об'єднує всі елементи геолого-технологічного ланцюга від пласта до ГС.

Компонентний склад газу задається у відповідності з результатами хроматографічного аналізу в опції «PVT файл», він незмінний по всій площі родовища. Тут також задається вологовміст газу в залежності від термобаричних умов в районі свердловини.

В якості рівняння стану використовується залежність Пенга-Робінсона [27, 52].

Після побудови моделі необхідна її адаптація до фактичних даних. Під цим розуміється підбір рівнянь, що є в програмному забезпеченні PipeSim® «Schlumberger», які дозволяють з найменшою погрішністю розрахувати втрати тиску в стовбурі свердловини, гирловому штуцері і газозбірній мережі.

Враховуючи те, що свердловини не обладнані засобами контрольно-вимірювальних приладів та автоматизації адаптація моделі надзвичайно складна. Прямий замір витрати газу здійснюється тільки при проведенні газодинамічних досліджень свердловини і адресному замірі робочого дебіту, тому ці дані і лежать в основі методики адаптації моделі [52].

В роботах [9] проведено аналіз методик розрахунку градієнта тиску при русі газорідинних сумішей і зроблено висновок про складність вибору універсального рівняння для всього різноманіття граничних умов в свердловинах. Продукція свердловин обраних родовищ є газорідинною



сумішшю із змінним об'ємним вмістом води по довжині НКТ внаслідок її конденсації.

Для підбору рівняння вводяться дебіт газу, який вимірюється діафрагмовим вимірювачем критичної течії, і забійний тиск, заміряні глибинним манометром або розраховане через затрубний тиск по барометричній формулі для нерухомого стовпа газу в затрубному просторі [9].

При ускладненому геолого-технічному стані свердловин (приплив підшовної води до забою, наявність піщано-глинистої пробки на забої, прихват НКТ і т.д.) проводиться адресний підбір коефіцієнта тертя (friction factor) для коригування моделі і обліку додаткових гідравлічних опорів.

В програмному забезпеченні PipeSim<sup>®</sup> «Schlumberger» закладені 3 рівняння для докритичної течії газу (для всіх свердловин родовища витримується умова докритичної течії газу в штуцері). Збір фактичної інформації для підбору рівняння для докритичної течії газу виконується за наступним алгоритмом:

- 1) замір тисків до і після штуцера при роботі в газозбірну мережу;
- 2) переключення свердловини в атмосферу через діафрагмовий вимірювач критичної течії;
- 3) регулювання параметрів роботи свердловини кутовим штуцером до установки на гирлі свердловини тиску рівного гирловому при її роботі в газозбірну мережу (замір робочого дебіту свердловини).

Таким чином, отримана інформація для адаптації моделі. Далі в модель вводяться тиск до і після штуцера, його діаметр (до регулювання) і розраховується дебіт газу. Еквівалентний діаметр штуцера визначається по мітках на голці штуцера. У разі, коли в якості штуцера використовується шайба – приймається її фактичний діаметр. Зазначена інформація надається департаментом видобутку. Шляхом порівняння розрахункової і фактичної величин робиться висновок про коректність розрахунку.

В симуляторі реалізована робота трьох окремих газозбірних систем Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР, а також робота системи міжпромислових газопроводів подачі газу до кінцевого пункту збору на ГС Солоха (ДКС Солоха). Створена газозбірна мережа має прив'язку до місцевості сервісу GIS Map за реальними даними, які відображають дійсне розташування об'єктів. Адаптація робочих моделей проводилась на підставі аналізу роботи промислових об'єктів та устаткування за даними параметрів, вказаних в технологічному режимі та звітному рапорті експлуатації родовищ. Архітектуру побудови моделей представлено на рисунку 4.2. [27, 78].

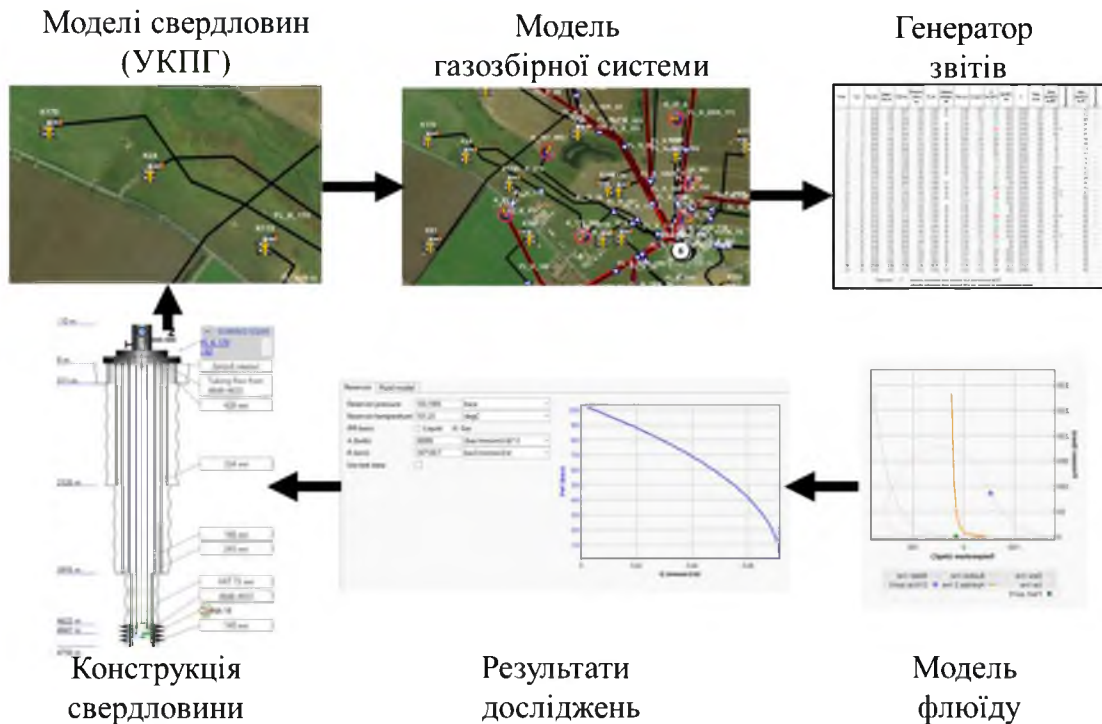


Рисунок 4.2 - Процес побудови моделей

Компонентний склад та фізико-хімічні властивості видобувних газів по свердловинах розглянутої групи родовищ визначалися на основі обробки результатів газоконденсатних досліджень, проведених співробітниками УкрНДІгазу в період з 2008 по 2018 роки. Для свердловин, на яких

газоконденсатні дослідження не проводились, склад компонентної суміші був прийнятий за аналогією. Аналогія проводилась з урахуванням розкриття свердловинами однакових продуктивних горизонтів з близькими існуючими термобаричними умовами залягання.

Компонентний склад товарного газу визначався за результатами фізико-хімічних показників якості природного газу, отриманих в фізико-хімічній лабораторії №3 ЦХАЛ ГПУ «Полтавагазвидобування».

В лабораторних умовах компонентний склад видобувних газів був визначений до пентанів+вищі, а товарних газів – до гексанів+вищі.

З метою створення більш точної PVT-моделі для розрахунку системи пласт → свердловина → шлейф → УКПГ → міжпромисловий газопровід, авторами даного проекту, на основі широко відомих діючих інструкцій та методичних керівництв [28, 30, 31, 39] були проведені «розбивки» видобувних газів до гептанів+вищі, а товарних – до н-деканів+вищі.

Отриманий компонентний склад газів по свердловинах Опішнянського НГКР, Березівського ГКР (Західне склепіння), Котелевського ГКР, а також товарного газу на виході з установок підготовки, ліг в основу подальших розрахунків композиційних PVT-моделей.

Моделі властивостей флюїдів свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР і флюїдів системи міжпромислового транспортування від об'єктів УКПГ Опішня, УКПГ Березівка, УСП Котельва до ГС Солоха, ДКС Солоха були створенні та адаптовані в програмному модулі Fluid manager Compositional на основі компонентного складу та фізико-хімічних властивостей газу, а також з урахуванням величин газоводяного фактору представлених в рапорті добової звітності видобутку вуглеводнів.

В результаті розрахунків отримано криві фазової рівноваги, що знаходяться в робочих моделях PipeSim® «Schlumberger». Отримані моделі на прикладі свердловин №1 Опішнянського НГКР, №122 Західного склепіння

Березівського ГКР, №89 Котельвського ГКР представлені на рисунках 4.3 – 4.5 відповідно.

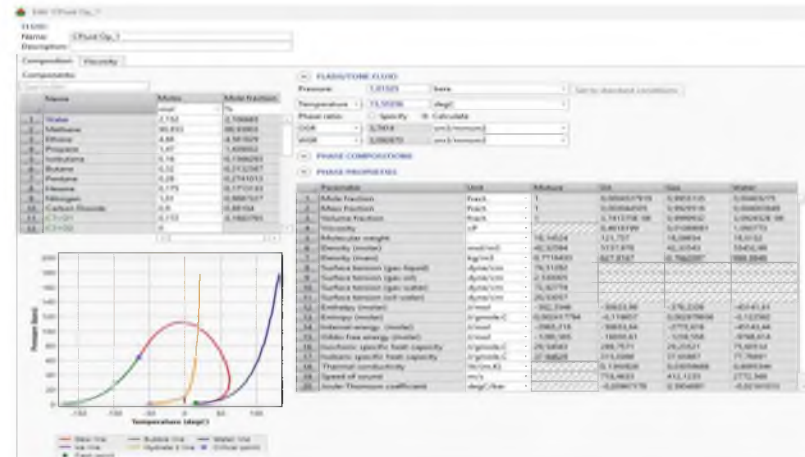


Рисунок 4.3 - Модель свердловини №1 Опішнянського НГКР

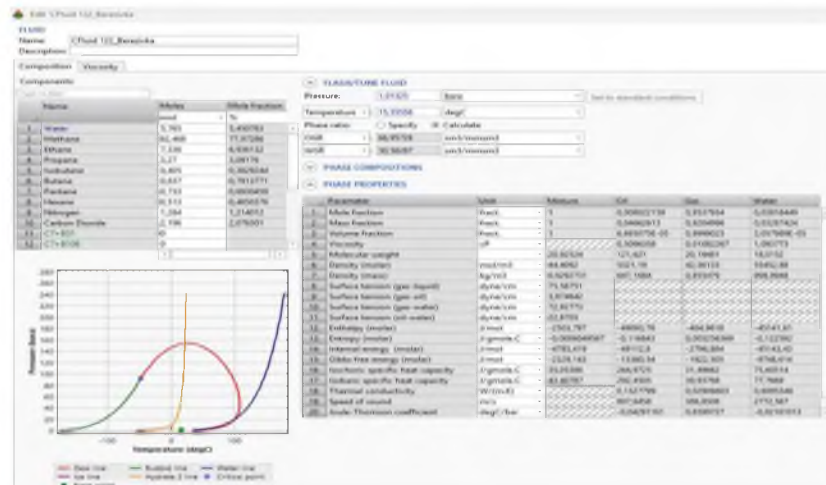


Рисунок 4.4 - Модель свердловини №122 Західного склепіння Березівського ГКР

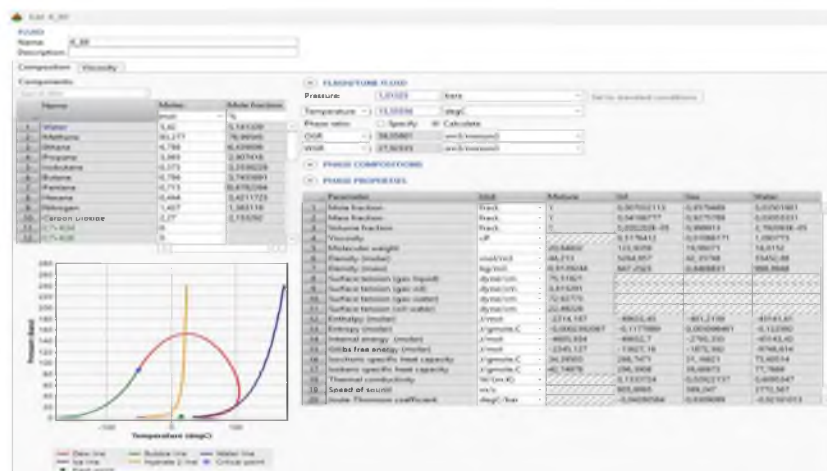


Рисунок 4.5 - Модель свердловини №89 Котельвського ГКР

В послідуючому було створено моделі конструкцій свердловин. Завдяки інтерактивному графічному інтерфейсу симулятор багатофазного потоку PipeSim<sup>®</sup> «Schlumberger» дозволяє швидко і ефективно створювати моделі свердловин, що допомагає максимізувати видобуток і визначати потенціал пласта. Програма моделює багатофазний потік від пласта до гирла свердловини, беручи до уваги системи механізованої видобутку: ШГН, ЕВН, ЕГН і газліфт. Моделювання режимів роботи свердловини в симуляторі дозволяє:

- виявити фактори, що обмежують потенціал свердловини;
- оптимізувати видобуток вуглеводнів свердловин за допомогою визначення заходів щодо збільшення дебітів.

Для створення моделей свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР в програмному забезпеченні PipeSim<sup>®</sup> «Schlumberger» були використані дані зі справ свердловин, а саме:

- конструкція свердловини;
- інклінометрія свердловини;
- внутрішньосвердловинне обладнання.

Дані щодо робочих технологічних параметрів свердловин отримані з технологічного режиму та рапорту добової звітності видобутку вуглеводнів за лютий місяць 2018 р. (див. таблицю Б.1, додаток Б), коефіцієнти фільтраційного опору продуктивних горизонтів – з останніх досліджень на продуктивність

Моделі свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР побудовані за допомогою вбудованого редактора Well Editor. Для побудови конструкції свердловин були використані дані зі справ свердловин, а також моделі флюїду, створені в програмному забезпеченні PipeSim<sup>®</sup> «Schlumberger» на попередньому етапі. У зв'язку з наявністю тільки застарілих даних по продуктивності свердловин, коефіцієнти фільтраційного опору А продуктивних горизонтів були

перераховані та адаптовані під робочі параметри технологічного режиму та рапорту добової звітності видобутку вуглеводнів за лютий місяць 2018 р. (див. таблицю Б.1, додаток Б) [27].

Отримані адаптовані моделі свердловин дозволяють вести діагностику ускладнень, що обмежують видобувний потенціал свердловин, і оптимізувати режим експлуатації видобувного фонду за допомогою впровадження заходів по збільшенню видобутку:

- зміна діаметру НКТ та глибини спуску;
- закачування ПАР;
- впровадження механізованого видобутку (ШГН, ЕВН, газліфт).

Динамічні діаграми схеми свердловин, які являють конфігурацію на поточний момент на прикладі свердловин №1 Опішнянського НГКР, №122 Західного склепіння Березівського ГКР, №89 Котелевського ГКР представлені на рисунках 4.6, 4.7, 4.8 відповідно, де зелені лінії показують лінії потоку флюїду в свердловині. Як показано на діаграмі, в поточному стані флюїд доставляється на поверхню по трубному простору НКТ. Графіки функції притоку на прикладі вищезгаданих свердловин представлено на рисунках 4.9, 4.10, 4.11.

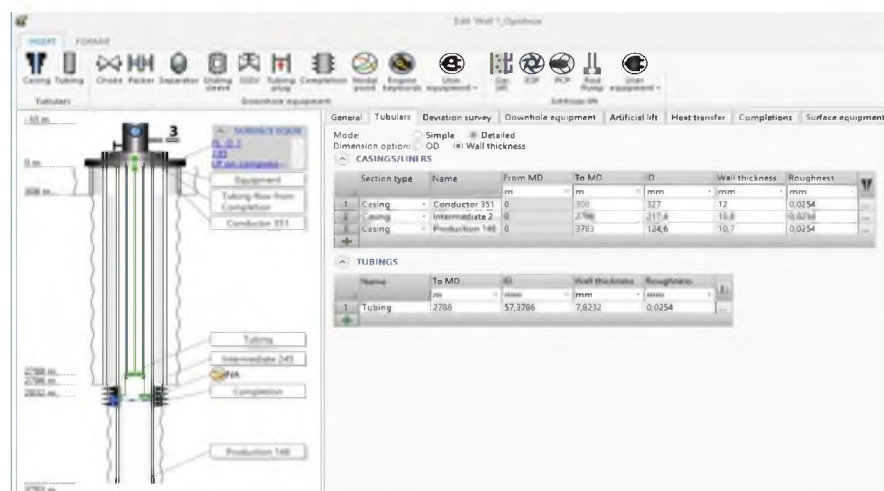


Рисунок 4.6 - Динамічна схема свердловини №1 Опішнянського НГКР





Рисунок 4.7 - Динамічна схема свердловини №122 Березівського ГКР



Рисунок 4.8 - Динамічна схема свердловини №89 Котелевського ГКР

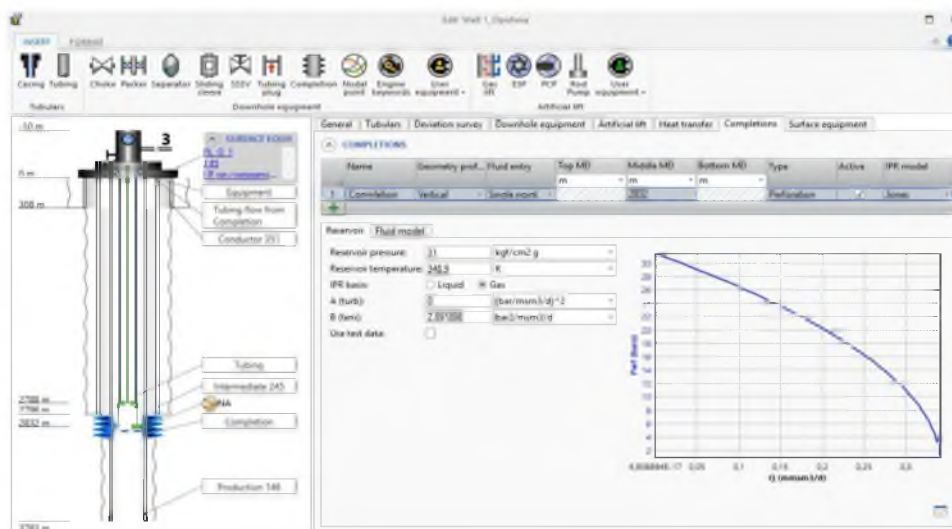


Рисунок 4.9 - Графік функції притоку свердловини №1 Опішнянського НГКР

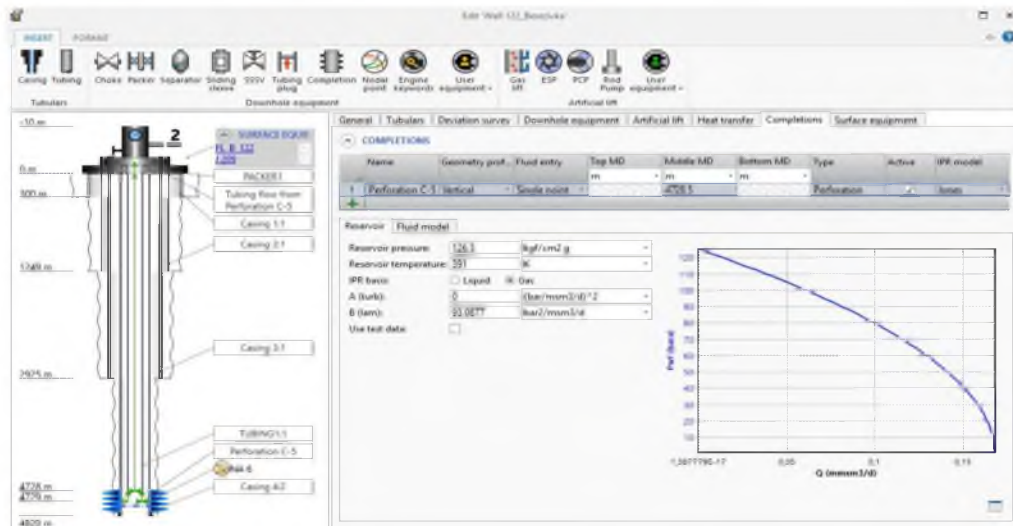


Рисунок 4.10 - Графік функції притоку свердловини №122 Західного склепіння Березівського ГКР

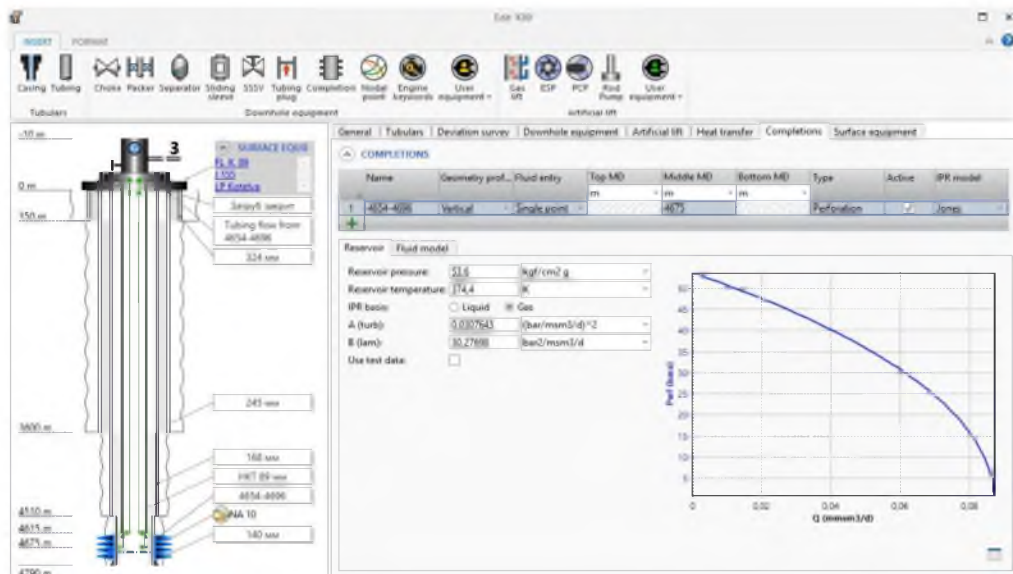


Рисунок 4.11 - Графік функції притоку свердловини №89 Котелевського НГКР

Наступним етапом було побудовано моделі газозбірної системи, процес створення яких приведено нижче. Газозбірна система визначається конфігурацією і розмірами родовища, сіткою розміщення і дебітом окремих свердловин, кількістю і характеристикою продуктивних горизонтів, технологічною схемою промислової підготовки газу до транспорту, вимог, що пред'являються до надійності подачі газу з промислу. На даному етапі



роботи була змодельована мережа збору у вигляді закінчених систем, беручи до уваги взаємодію різних компонентів, таких як свердловини та шлейфи залучені в загальні системи збору. Гирловий тиск на свердловинах і пропускна здатність газозбірної мережі знаходяться під впливом протитиску, доданому до системи видобутку. Моделювання систем збору дозволяє визначити ефекти від зміни кількості свердловин, збільшення компресії, закільцювання трубопровідних ліній, зміни тиску на вході до технологічної лінії з підготовки газу тощо.

В даному модулі розглядається побудова і розрахунок системи збору, для оцінки продуктивності повноцінної видобувної системи.

Координати розміщення свердловин, а також траси прокладання шлейфів від свердловин до об'єктів підготовки газу по родовищах були вилучені з геоінформаційної системи, шляхом конвертації \*.kml – файлу в формат \*.shp та завантаженням його до PipeSim® «Schlumberger». Технічна характеристика шлейфів прийнята за документацією з перевірки технічного стану та паспортизації.

Моделі представляють собою три окремі газозбірні системи Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР, в яких мережа поєднує видобувні газові свердловини в замкнуту систему збору та доставляє об'єднаний потік до кінцевої точки збору. В мережу було додано створені раніше моделі свердловин з композиційним флюїдом та використані з'єднання (газопроводи-шлейфа), що дозволило створити газозбірну мережу з прив'язкою до місцевості сервісу GIS Map за реальними даними, які відображають дійсне розташування об'єктів (див. рисунок 4.12-4.14).

Створені моделі газопроводів-шлейфів адаптовані під поточний стан, що характеризується даними технологічного режиму та рапорту добової звітності видобутку вуглеводнів (див таблицю Б.1, додаток Б).

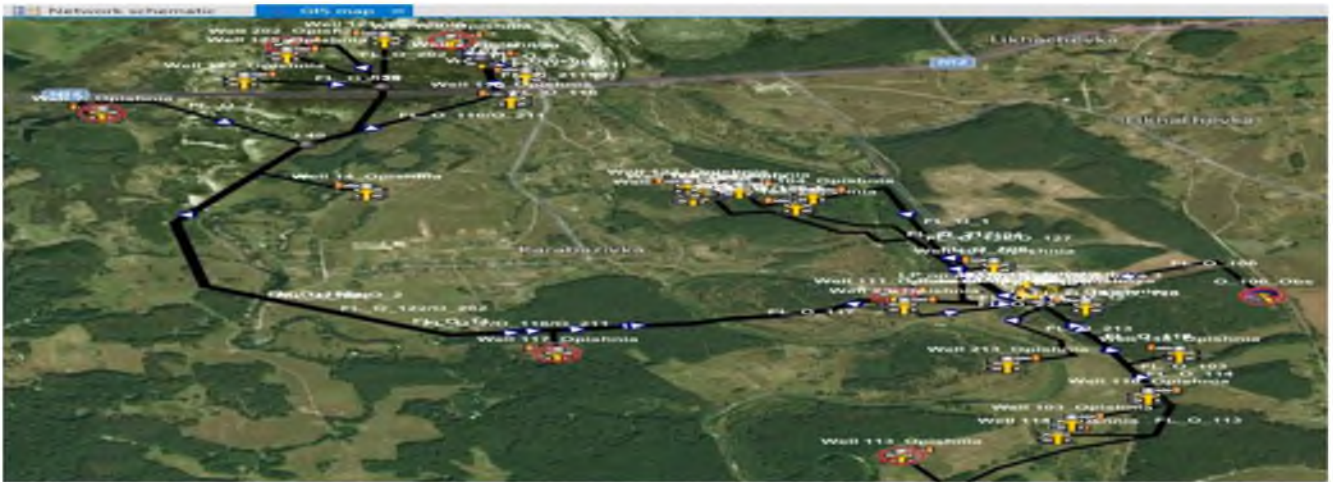


Рисунок 4.12 - Газозбірна система Опішнянського НГКР



Рисунок 4.13 - Газозбірна система Березівського ГКР



Рисунок 4.14 - Газозбірна система Котелевського ГКР



Рисунок 4.15 - Геометричний профіль траси прокладання шлейфу свердловин №1 Опішнянського НГКР

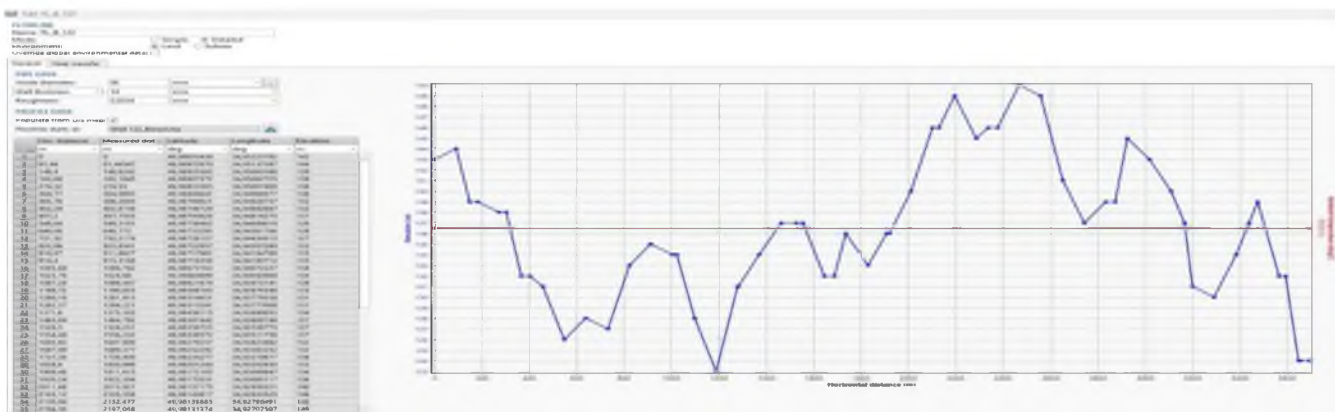


Рисунок 4.16 - Геометричний профіль траси прокладання шлейфу свердловин №122 Західного склепіння Березівського ГКР

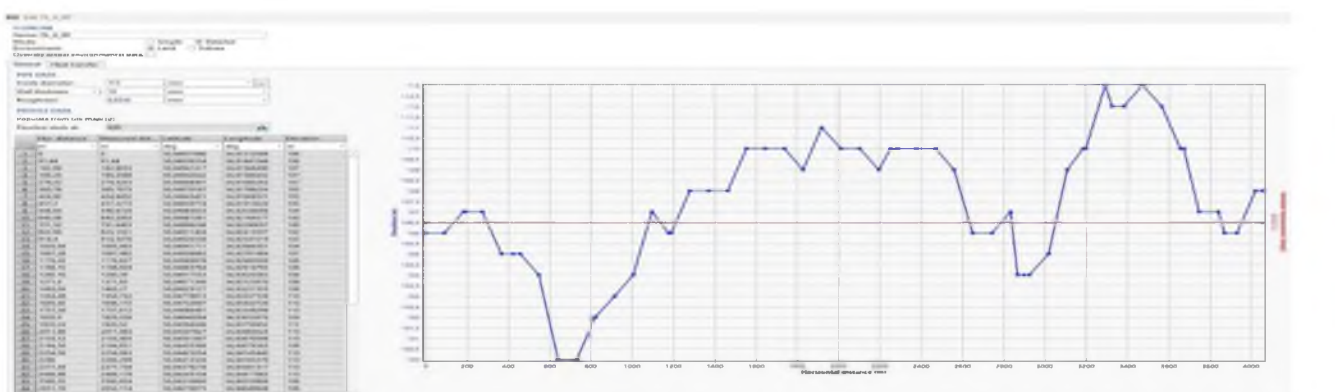


Рисунок 4.17 - Геометричний профіль траси прокладання шлейфу свердловин №89 Котелевського ГКР

На основі розроблених моделей газозбірної системи родовищ в програмному модулі Network simulation прораховані робочі параметри системи «пласт-вибій-гирло» з урахуванням протитиску на вході УКПГ. Отримані результати порівняно з даними технологічного режиму та рапорту добової звітності видобутку вуглеводнів до таблиці В.1 (додаток В).

Після створення моделей газозбірної системи було проведено зв'язку даних моделей по УКПГ (за технічною характеристикою та режимами роботи газопроводів). За своєю суттю, ця система є системою міжпромислових газопроводів, для збору газу з УКПГ та подачі його на комплексну підготовку на ГС Солоха [27, 78]. Фактично система складається з:

– низьконапірних газопроводів для подачі газу зі свердловин низького тиску без компримування газу Опішнянської УКПГ та Березівської УКПГ (робочий тиск в межах 1,2 МПа) на Котелевську УСП;

– високонапірних газопроводів для подачі газу зі свердловин високого тиску Березівського, Котелевського та Опішнянського ГКР та скомпримованого газу на ДКС Опішнянської УКПГ і Котелевської УСП на ГС Солоха.

Технологічні параметри роботи та технічна характеристика системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, представлено в розділі 2. Створена модель системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ та ГС Солоха, ДКС Солоха адаптована під фактичний стан, що характеризуються даними представленими на рисунку 4.18 з прив'язкою до місцевості.



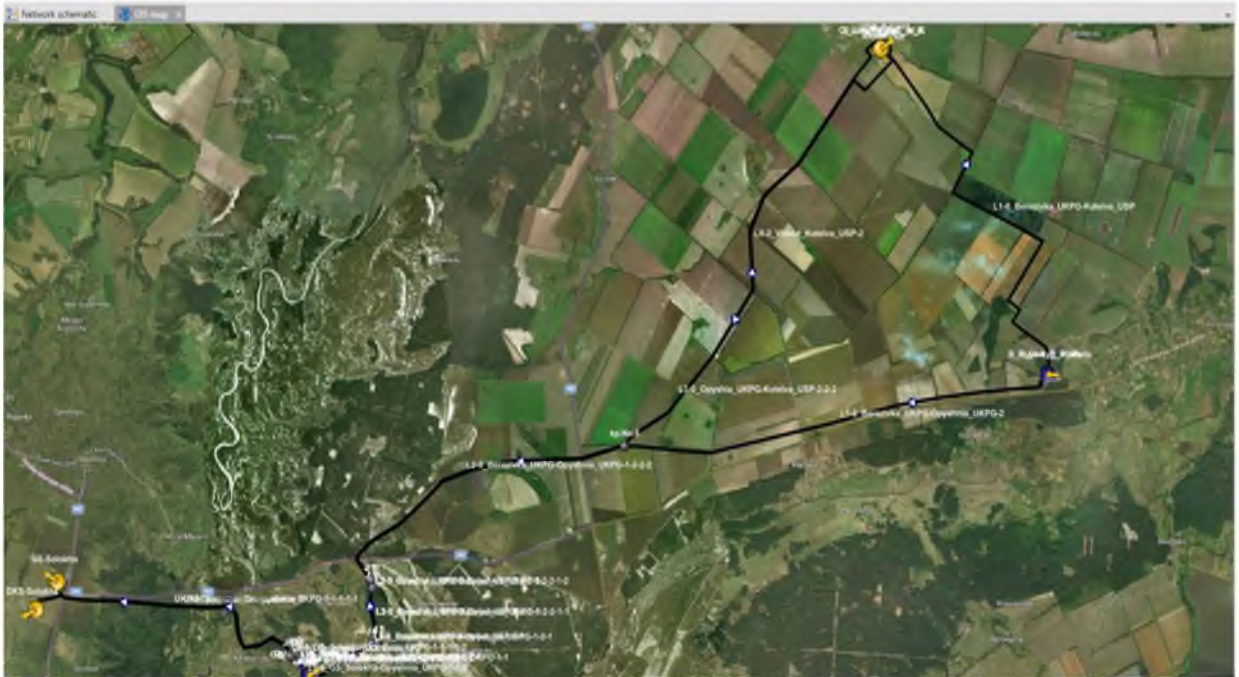


Рисунок 4.18 - Системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ та ГС Солоха, ДКС Солоха з прив'язкою до місцевості

#### **4.3 Аналіз поведінки моделей в різних технологічних режимах та моделювання запропонованих способів оптимізації їх роботи**

Провівши аналіз в програмних модулях Nodal analysis та P/T profile для кожної свердловини Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР отримані наступні результати:

- графіки притоку-відтоку флюїду у вузловій точці на вибої свердловин;
- продуктивність свердловин;
- стан режимів потоків флюїдів в свердловинах;
- стан швидкісних режимів роботи свердловин;
- обсяги накопичення рідини на вибої свердловин.

Результати по завантаженню свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР рідиною представлені в Додатку Б, відповідно.

Аналізуючи отримані результати по завантаженню рідиною свердловин вищеприведених родовищ чітко відмічається, що 75 % свердловин Опішнянського НГКР працюють із швидкостями газу недостатніми для виносу рідини в інтервалі від продуктивного горизонту до башмака НКТ та 35 % - в інтервалі НКТ, 71 % свердловин Західного склепіння Березівського ГКР працюють із швидкостями газу недостатніми для виносу рідини в інтервалі від продуктивного горизонту до башмака НКТ, тоді як, в інтервалі НКТ всі свердловини працюють із швидкостями газу достатніми для виносу рідини, 60 % свердловин Котелевського ГКР працюють із швидкостями газу недостатніми для виносу рідини в інтервалі від продуктивного горизонту до башмака НКТ, 50 % в інтервалі НКТ та 28 % свердловин працюють в стані однофазного потоку в інтервалі від продуктивного горизонту до башмака НКТ [27].

Графік притоку-відтоку флюїду у вузловій точці на вибої свердловин № 1 Опішнянського НГКР з урахуванням її безпечної області режимів роботи для фактичної конструкції свердловини представлено в роботі [27].

Аналізуючи графіки притоку-відтоку флюїду спостерігається, що вузлова точка притоку-відтоку більшості свердловин розглянутої групи родовищ випадає за межі безпечної області режимів роботи, що в першу чергу визвано недостатньою швидкістю потоку газу в свердловинах. Необхідні дебіти свердловин, що забезпечать достатню швидкість висхідного потоку для повного виносу рідини, представлено в Додатку Б.

Оптимізація системи передбачає виконання вузлового аналізу в точках системи з метою отримання інформації про поведінку системи в наступних випадках:

– оптимізація роботи системи збору і міжпромислового транспортування газу зі зниженням протитиску на ГС Солоха (ДКС Солоха)

(фактично зниження робочого тиску в системі) і відгук роботи свердловин на пониження робочого тиску;

– оптимізація роботи системи збору і міжпромислового транспортування газу зі зменшенням гідравлічного опору (відведення рідини, попередження гідратоутворення) та зниженням протитиску на ГС Солоха (ДКС Солоха) і відгук роботи свердловин на пониження робочого тиску;

Для оптимізації роботи системи збору і міжпромислового транспортування газу шляхом зниження протитиску на ГС Солоха (ДКС Солоха) розглянуті наступні сценарії:

а) I сценарій (вхідний тиск на ДКС Солоха = 1,2 МПа, вхідний тиск на ДКС родовищ = 0,5 МПа):

- низьконапірний газ Західного склепіння Березівського ГКР подається на ДКС Котелевської УСП (вхідний тиск = 0,5 МПа);

- частина низьконапірного газу Опішнянського ГКР (що йде в обхід ДКС Опішня) подається на ДКС Солоха (вхідний тиск = 0,5 МПа);

- весь газ Котелевського ГКР, середньо-високонапірний газ Західного склепіння Березівського ГКР, частина низьконапірного газу (що проходить через ДКС Опішня) і високонапірний газ Опішнянського ГКР подається через високу лінію на ГС Солоха (вхідний тиск = 1,2 МПа);

б) II сценарій (вхідний тиск на ДКС Солоха = 0,5 МПа, вхідний тиск на ДКС родовищ = 0,5 МПа):

- низьконапірний газ Західного склепіння Березівського ГКР подається на ДКС Котелевської УСП (вхідний тиск = 0,5 МПа);

- частина низьконапірного газу Опішнянського ГКР (що йде в обхід ДКС Опішня) подається на ДКС Солоха (вхідний тиск = 0,5 МПа);

- весь газ Котелевського ГКР, середньо-високонапірний газ Західного склепіння Березівського ГКР, частина низьконапірного газу (що проходить через ДКС Опішня) і високонапірний газ Опішнянського ГКР подається через високу лінію на ГС Солоха (вхідний тиск = 0,5 МПа);

в) III сценарій (вхідний тиск на ДКС Солоха = 0,2 МПа, вхідний тиск на ДКС родовищ = 0,2 МПа):

- демонтаж Котелевської і Опішнянській ДКС;
- весь низьконапірний газ Опішнянського ГКР подається на ДКС Солоха (вхідний тиск = 0,2 МПа);
- весь газ Котелевського та Західного склепіння Березівського ГКР, а також високонапірний газ Опішнянського ГКР подається через високу лінію на ГС Солоха (вхідний тиск = 0,2 МПа).

Розрахунки з оптимізації роботи системи збору і міжпромислового транспортування газу проводились для кожного сценарію з урахуванням фактичного гідравлічного стану та за умови зменшення гідравлічного опору (зменшення обсягу рідинних забруднень за рахунок збільшення завантаження та зменшення робочих тисків). Відгук роботи свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР на пониження робочого тиску за вищевказаними сценаріями зведено до таблиць Г.1 – Г.6, Додаток Г. Обсяги видобутку газу по родовищах в цілому та їх порівняльний аналіз представлено в таблиці Д.1, Д.2 Додаток Д.

#### Висновок до розділу 4

1. Побудовано динамічні моделі кожної свердловини із зазначенням кривих конденсації важких вуглеводнів і вологи, гідратуутворення.

2. Побудовано динамічні моделі свердловини із зазначенням технічної характеристики обсадної колони, НКТ і свердловинного обладнання, інклінометрії та побудовою кривої притоку за результатами досліджень свердловин.

3. Побудовано моделі газозбірних та газотранспортних систем із прив'язкою до місцевості використанням сервісу GisMap, побудовано



профілі траси, з оцінкою стану ізоляції, теплообміну із навколишнім середовищем відповідно до фактичної глибини залягання трубопроводів.

4. Проведено взаємоув'язку моделей свердловини і газотранспортної системи в контрольних точках (зокрема УКПГ) відповідно до точки обраної точки протитиску.

5. Здійснено симуляцію оптимізації систем збору із можливістю переключення свердловин на низьконапірні лінії і оцінено їх реакції.

## ВИСНОВКИ

У результаті проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено важливе науково-практичне завдання, що полягає в дослідженні закономірностей впливу підвищення гідравлічної ефективності системи збору та міжпромислового транспортування газу та раціонального керування газопотоками, на основі яких досягається збільшення продуктивності газових родовищ на етапі їх виснаження, а саме:

1. Аналітично досліджено вплив гідравлічної ефективності елементів системи збору і міжпромислового транспортування газу на продуктивність виснаженого родовища на основі реалізації створеної математичної моделі газозбірної системи в розрізі «пласт – магістральний газопровід» дозволили встановити вплив кожного з елементів системи на дебіт свердловин, зокрема, показано, що найбільший вплив має ефективність насосно-компресорних труб. Показано, що підвищення гідравлічної ефективності з 50% до 100% дозволяє зумовити зростання дебіту свердловин в 1,46 – 2,78 рази в залежності від умов.

2. Розроблено нові конструкції очисних пристроїв для підвищення гідравлічної ефективності елементів системи збору та міжпромислового транспортування газу, проведено їх стендові випробування і апробацію та встановлено характер руху в насосно-компресорних трубах свердловини та промислових газопроводах на базі створеної математичної моделі. Запропоновано методику прогнозування параметрів режиму їх роботи для досягнення якісного очищення від рідких та твердих відкладень в трубопроводі.

3. Оцінено вплив гідравлічного стану системи збору і міжпромислового транспортування газу на основі математичного моделювання та поведінку газозбірної системи в умовах впровадження заходів підвищення її гідравлічної ефективності;

4. Розроблено заходи з раціонального планування газопотоків системи міжпромислового транспортування газу, а також зміну напрямку потоків газу на промислах з оцінкою підвищення ефективності в сучасних програмних комплексах, що використовують всесвітньовідомі математичні моделі руху газу. Аналіз апробації результатів оптимізації газозбірної системи дозволив обґрунтувати доцільність зміни напрямку транспортування газу і зниження робочих тисків, що дозволило наростити рівень видобутку природного газу на 10 %.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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. / А.Ю. Корякин, О.А. Николаев, В.Ф. Гузов и др. М.: Недра, 2013. С. 58–62.
2. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г. Трубопроводный транспорт нефти и газа. 2-е изд., перераб. и доп. / М.: Недра, 1988. 368 с.
3. 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 / В.З. Минликаев. М.: ИРЦ Газпром, 1997. С. 69–78.
4. АТ «Укргазвидобування». [Електронний ресурс] Офіційний сайт. Режим доступу: <http://ugv.com.ua/>. Назва з екрану.
5. Ахмадуллин К.Р., Гумеров А.Г., Новоселов В.Ф. Перспективы применения полимерных гелей в трубопроводном транспорте. Нефть и газ: межвузовск. сб. науч. ст. Уфа: УГНТУ, 1997. № 1. С. 159–160.
6. Бабенко А.В., Корельштейн Л.Б., Гартман Т.Н. Математическое моделирование установившегося течения двухфазных газожидкостных потоков в промышленных трубопроводах. Расчет ветвей. Химическая кибернетика, моделирование и автоматизация химических производств. Химическая технология. 2012. Том № 13, № 7. С. 429–440.
7. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. и др. Трубопроводный транспорт газа. М.: Наука. 1976. 491 с.
8. Брилл Дж., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

9. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Издательский дом «Грааль», 2002. 575 с.
10. 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.
11. Булейко В.М, Булейко В.В., Салюков В.В. Технология очистки шлейфов скважин с использованием гелевых поршней. Разработка месторождений углеводородов: сб. науч. тр. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. С. 290–297.
12. Бэггс Х. Операции при добыче газа М.: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2006. 125 с.
13. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов. Министерство газовой промышленности. Москва, 1985. 116 с.
14. Вяхирев Р.И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов, М.: Недра, 1999. 416 с.
15. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов / Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). М.: ИРЦ Газпром. 1999. С.11-23.
16. Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов, Т.А. Деева; Томск: ТПУ, 2004. 340 с.
17. Грудз В.Я. Грудз Я.В., Костів В.В., Тимків Д.Ф. Технічна діагностика трубопровідних систем. Івано-Франківськ.: Лілея-НВ. 2012. 512 с.
18. Грудз В.Я., Лінчевський М.Т., Михалків В.Б. та ін. Керування режимами газотранспортних систем. К.: Укргазпроект. 1996. 140 с.
19. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Братах М.І., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Дослідження ефективності системи збору, підготовки та

транспортування газу газовидобувного підприємства. Технологічний аудит та резерви виробництва. 2018. № 3 (41). С. 43–52.

20. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Братах М.І., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Питання експлуатації газовидобувної системи на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення». №29. Тернопіль. 2018. – С. 86-90.

21. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Дослідження процесу підвищення ефективності роботи свердловин на основі математичного моделювання. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. 2018. № 1 (44). С. 57-63.

22. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Михалків В.Б., Костів В.В. Обслуговування і ремонт газопроводів – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012. 711 с.

23. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук, А.А. Точигин, Н.И. Семенов. М.: Недра, 1978. 266 с.

24. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. К.: Львів, 1996. 620 с.

25. Дубинина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/М.М. Дубинина, Б.А.Красовицкий – Новосибирск: Наука, 1983. – 134с.

26. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа. Киев.: Наукова думка. 1973. 142 с.

27. Звіт про науково-дослідну роботу «Реалізація пілотного проекту по оптимізації роботи свердловин та системи збору, компримування та міжпромислового транспортування продукції з використанням програмного забезпечення PipeSim («Schlumberger»)/ М.І. Братах, Р.Я. Васишин, О.О. Філіпчук, О.М. Щирба, А.Я. Тимків, В.П. Голубенко, С.М. Солонцевой, І.А.

Медведєв, О.А. Бурда, Д.В. Усіченко, І.М. Рузіна, О.С. Григор'єва, І.П. Криволапчук, Я.Б. Наконечний. Харків, 2018. 176 с.

28. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов скважин. М.: Недра, 1980. 300 с.

29. Зотов Г.А., Тверковин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. М.: Недра, 1970. 192 с.

30. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. М., «Недра», 1973. 40 с.

31. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М., «Недра», 1975. 72 с.

32. Интан А. Б. Абд А., Ивар Б., Даял Г. Бьярте Х., Хьетиль Х., Ермунд В., Чжэн Г. С., Стив Н., Кнут Э.С., Рёсукэ Ё., Шаньхун С. Гидродинамическое моделирование многофазных потоков для оптимизации продуктивности месторождения. Нефтегазовое образование. Сборник IV: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», № 4, том 27. 2015. С. 36–51

33. Капцов И.И., Гончаров В.Н. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности / Газовая промышленность. №4. 1990. С. 28-30.

34. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. К. 1999. 412 с.

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

36. "Кодекс газотранспортної системи. Затверджено постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 30.09.2015 №2493. [Електронний ресурс]. URL:<http://www.nerc.gov.ua/index.php?id=18007>."

37. Ловик Х. Применение гелей для очистки трубопроводной системы. Pipeline Ind. 1985. Т. 64. № 6. С. 23–26.

38. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1977. 192 с.
39. Методическое руководство по подсчету извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, углеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа. М., ВНИИГАЗ. 1990. 50 с.
40. Минский Е.М. О притоке газа к забою несовершенной скважины при нелинейном законе сопротивления. Тр. ВНИИПИ. 1954. № 5. С. 3–16.
41. Нестеренко О.Г., Бікман Є.С., Жарков П.Є., Перспективи впровадження малогабаритних ДКС (МДКС) з метою стабілізації видобутку газу з родовищ України. Компрессорное и энергетическое машиностроение. 2015, № 1 (39). С. 2–6.
42. ОНТП 51-1-85 «Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы». М., 1986. 52 с.
43. Основы PIPESIM. Учебное руководство. Версия 2017. Schlumberger Integrated Solutions, 2017. 163 с.
44. Пальчиков В.П., Маслов В.М., Лучанский В.Е. Бесконтактный способ индикации уровня жидких отложений в газопроводных системах. Информационный сборник «Передовой производственный и научно-технический опыт, рекомендуемый для внедрения в газовой промышленности». Москва: ВНИИЭГАЗпром, 1989. № 2. С. 48–52.
45. Подземная гидравлика: учебник для вузов / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов; М.: Недра, 1986, 303 с.
46. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений / за ред. А.Г. Демидова. М.: Недра, 1971. 106 с.
47. Пристрій для очистки трубопроводів від твердих відкладень: пат. 122861 України. МПК 7 B08B 9/04, F16L 55/26. № u2017 08846; заявл. 04.09.2017; опубл. 25.01.2018, бюл. № 2. Заявник і патентовласник ПАТ «Укргазвидобування», Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В.



48. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб у свердловині: пат. 123811 Україна. МПК 7 E21В 37/02, В08В 9/02. № u2017 09179; заявл. 18.09.2017; опубл. 12.03.2018, бюл. № 5. Заявник і патентовласник ПАТ «Укргазвидобування», Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В.

49. Проблемы и перспективы добычи низконапорного газа на месторождениях Западной Сибири. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. / О.Е. Бугрий, Е.М. Нанивский, А.Н. Кульков и др. М.: Недра, 2013. С. 389–396.

50. Ремизов В.В., Маслов В.Н., Ставкин Г.П., Ермилов О.М. Продуктивность эксплуатационных скважин сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газовая промышленность. 1994. № 9. С. 23–24.

51. Роулинс Е.Л., Шелхардт М.А. Испытание газовых скважин. М.: Госптехиздат, 1947. 208 с.

52. Скоробагач М.А. Совершенствование методов управления системой добычи газа на основе рационального использования пластовой энергии: дис. к-та техн. наук: 25.00.17. М., 2012. 119 с.

53. Скоробагач М.А. Проблемы эксплуатации системы сбора газа на месторождении Медвежье. Технологии нефти и газа. 2011. № 6. С. 42–47.

54. СОУ 09.1-30019775-246:2015. «Методика визначення гідравлічного стану газопроводів системи збору і транспортування газу з родовищ ПАТ «Укргазвидобування». Київ, 2015. 42 с.

55. СОУ 60.3-30019801-055:2008 «Магістральні газопроводи. Потенційно-небезпечні ділянки після точок підключення газових промислів. Методика визначення». Київ, 2008. 195 с.

56. Технічна політика ПАТ «Укргазвидобування» у сфері поглиблення підготовки товарного газу» / розроб. В.В. Марущенко, Р.М. Мельничук, О.О. Філіпчук, Р.В. Мужів. Київ. 2018. 25 с.

57. Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Фик І.М. Стан і перспективи розробки Шебелинського газоконденсатного родовища. Нафтова і газова промисловість. 2009. № 5-6. С. 24–28

58. Філіпчук О.О. Впровадження сучасних інструментів математичного моделювання системи міжпромислового транспортування газу на основі раціонального використання пластової енергії: матеріали міжнародної науково-практичної веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2018» (17-19 вересня 2018 року). Івано-Франківськ. 2018. – С. 7-11.

59. Філіпчук О.О. Коефіцієнт гідравлічної ефективності, як діагностична ознака технічного стану системи збору газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази» ІГГ-2018, Івано-Франківськ, 2018. С. 178–183.

60. Філіпчук О.О. Моніторинг гідравлічного стану системи збору та транспортування газу газовидобувного підприємства: матеріали II міжнародної науково-технічної конференція «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE-2018», м. Івано-Франківськ, 2018. С. 99–105.

61. Філіпчук О.О. Підвищення ефективності експлуатації системи збору газу на родовищах України: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика – 2017». Івано-Франківськ. 2017. – С. 213-214.

62. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Марущенко В.В., Миндюк В.Д. Савчук М.Т. Розробка комплексу заходів з очистки промислових газопроводів на основі аналізу гідравлічної ефективності їх роботи. Енергозберігаючі технології та обладнання. Східноєвропейський журнал передових технологій. 2018. № 2/8 (92). С. 62–71.

63. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (частина I), Нафтогазова галузь України. 2018. № 3. С. 36–40.

64. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (II частина). Нафтогазова галузь України. 2018. № 4. С. 27–32.

65. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Вплив коефіцієнту гідравлічної ефективності на продуктивність системи збору та транспортування газу: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків. 2018. – С. 259.

66. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Підвищення ефективності очистки НКТ шляхом математичного моделювання руху очисного пристрою: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків, 2018 р. – С. 260.

67. Фролов Ю.А., Новоселов В.Ф. Очистка полости действующих магистральных трубопроводов: учеб. пособ. Уфим. нефт. ин-т. Уфа: УНИ, 1989. 92 с.

68. Ходанович Е.И., Нефелова Н.Ф. Об изменении эффективности газопровода / Труды ВНИИгаза.: М., 1957. Вып. 2. С.127–129.

69. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1987. 309 с.

70. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, П.: ПНИПУ, 2013. 176 с.

71. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами / Изв. вузов. Нефть и газ. 1968. № 2. С.72–76.

72. Яковлев Є.І., Казак О.С., Михалків В.Б. та ін. Режимы газотранспортных систем. Львів: Світ. 1992. 170 с.

73. Boulevard J. Multiphase Flow Production Model. Theory and User's Manual, MAURER ENGINEERING INC. Houston, Texas, 1994. 86 p.
74. Cornel D., Katz D.L. Flow of Gases through Consolidated Porous Media. *Industrial and Engineering*. 1954. № 45 (10). P. 2145–2152.
75. Dr. James P. Brill, Dr. H. Dale Beggs. Two-Phase Flow in Pipes. Six Edition, Third Printing, January, 1991, 640 p.
76. Duns H. Jr., Ros, N. C J. Vertical Flow and Liquid Mixtures in Wells, *Proc, Sixth World Pet. Cong. Tokyo, 1963*. 451 p.
77. Engelund F. On the laminar and turbulent flows of ground water through homogeneous sand. *Trans. Danish Academy Tech. Sci.* 1953. № 3. P. 3-105.
78. Filipchuk O., Marushchenko V., Bratakh M., Savchuk M., Tarwat S. Efficiency evaluation of implementation of optimization methods of operation modes of the "plast - gas pipeline" system by the methods of mathematical modeling. *Eureka: Physical Sciences and Engineering*. 2018. № 5. p. 11-26.
79. Gorin P., Tymkiv D., Romanova V., Filipchuk O. Pipeline capacity assessment of inland produced gas transmission network. *Eureka: Physical Sciences and Engineering*. 2019. № 1 (20). P.13-21.
80. Orkiszewski J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes. *JPT. Trans., AIME*. 1967. 240 p.
81. Parshall J. Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity. *Journal of Petroleum Technology*. 2012. V.64. I.(10). P. 52-58. SPE-1012-0052-JPT. <http://dx.doi.org/10.2118/1012-0052-JPT>.
82. Poettmann F. H., Carpenter P. G. The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Trough Vertical Flow Strings with Application to the Design and Gas-Lift Installations. *Drill. & Prod. Prac.*, 1952. 257 p.
83. What is a Mature field? Halliburton Solutions Blog. R. Hull. 2012. <http://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field>.

## **ДОДАТОК А**

**Вихідні дані і результати розрахунку коефіцієнта гідравлічної  
ефективності газопроводів систем збору газу**

Таблиця А.1 - Вихідні дані для розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в зимовий період експлуатації

№ діл. тр.-ду	Поч. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінц. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Поч. темп., °С	Кінц. темп., °С	Розхід газу, тис. м <sup>3</sup> /доба	Густина газу при стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup>	Темп. точки роси, °С	Технічна характеристика			Рік введення в експл.	Примітка
								Довжина, км	D, мм	Товщина стінки, мм		
1	27,94	26,47	16,37	3,3	623,33	0,783	0	10,25	530	7,5	1992	–
2	26,47	26,16	3,3	3,2	1748,0	0,783	0	10,92	530	7,5	1992	Попутний відбір газу на автоматичній газо-розподільчій станції (АГРС) Деревки
3	26,61	26,47	11,0	3,3	1124,68	0,783	0	10,6	530	7	1992	–
4	26,16	25,54	3,2	3,1	2232,24	0,783	-2,3	7,3	530	7,5	1972	–
Подача газу низьконапірних свердловин												
5	9,68	8,44	3,47	3,3	148,6	0,783	0	20,2	228 екв.		1979	–
6	9,6	8,75	-2,07	3,3	90,00	0,783	0	9,782	273	7	2012	–

Таблиця А.2 - Вихідні дані для розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в літній період експлуатації 2017 р.

№ діл. тр.-ду	Поч. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінц. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Поч. темп., °С	Кінц. темп., °С	Розхід газу, тис. м <sup>3</sup> /доба	Густина газу при стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup>	Темп. точки роси, °С	Технічна характеристика			Рік введення в експл.	Примітка
								Довжина, км	D, мм	Товщина стінки, мм		
1	31,15	31,06	19,26	13,8	726,453	0,771	13,8	10,25	530	7,5	1992	–
2	31,06	30,29	13,8	12,9	1814,973	0,771	12,9	10,92	530	7,5	1992	Попутний відбір газу на автоматичній газорозподільчій станції (АГРС) Деревки
3	31,72	31,06	33,01	13,8	1088,520	0,779	13,8	10,6	530	7	1992	–
4	30,54	29,01	12,9	12,7	2255,234	0,757	12,7	7,3	530	7,5	1972	–
Подача газу низьконапірних свердловин												
5	11,38	9,84	27,35	13,8	161,577	0,771	13,8	20,2	228 екв.		1979	–
6	На момент проведення досліджень газопровід не працював							9,782	273	7	2012	–

Таблиця А.3 - Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УКПГ, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в зимовий період експлуатації

№ діл. тр.-ду	Перевірка баричного режиму експлуатації					Швидкісний режим	Гідравлічний режим експлуатації				Умова виникнення гідратів в період проведення досліджень	Висновок щодо роботи системи
	Поч. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінц. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Перепад тиску, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Надл. перепад тиску внасл. наявності забруд., кгс/см <sup>2</sup>	Висновок	Швидкість газу, м/с	Гід. еф. газопроводу, %	Орієнт. об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	Крит. об'єм забруднень, м <sup>3</sup>	Імов. залпового викиду рідини		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	27,94	26,47	1,47	1,39	Практично всі втрати тиску викликані наявністю рідини в порожнині трубопроводу	1,14 Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу	23,5	29,9	30,3	99 % Суттєва імовірність перерозподілу мас рідини при зниженні робочого тиску	Вик.	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини, утворення гідратів при температурі нижче 7,6 °С



Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	26,47	26,16	0,31	0,0	Надлишкових втрат тиску немає	3,22	96,75	0	0	Відсутня	Вик.	Ділянка газопроводу чиста, очистки не потребує, утворення гідратів при температурі нижче 7,27 °С
						Зростання шв. газу дозволяє запобігати гравітаційному осадженню				Газопровід чистий		
3	26,61	26,47	0,14	0,02	Надлишкові втрати тиску незначні	2,04	92,25	5,26	37,07	14,2 %	Вик.	Гідравлічний стан ділянки задовільний, очистки не потребує, утворення гідратів при температурі нижче 7,35 °С
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				Низька імовірність залпового викиду рідини		
4	26,16	25,54	0,62	0,01	Надлишкові втрати тиску незначні	4,20	99,33	0	12,85	Відсутня	Вик.	Ділянка газопроводу чиста, утворення гідратів при температурі нижче 7,09 °С
						Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Залпових викидів рідини не прогнозується		

Закінчення таблиці А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	9,68	8,44	1,24	0,22	Надлишкові втрати тиску незначні	3,97	90,84	1,84	8,34	22 %	Відсутня	Гідравлічний стан ділянки задовільний, потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкості газу достатньо для перенесення рідини в крапельному стані				Низька ймовірність залпового викиду рідини		
6	9,6	8,75	0,85	0,78	Практично всі втрати тиску викликані наявністю рідини в порожнині трубопроводу	1,82	30,47	5,21	7,11	73 %	Вик.	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				Висока ймовірність залпового викиду рідини		

Таблиця А.4 - Результати розрахунку гідравлічної ефективності системи міжпромислових газопроводів, що з'єднують Березівську УКПГ, Котелевську УСП, Опішнянську УКПГ ГПУ «Полтавагазвидобування» та транспортують газ на комплексну підготовку на ГС Солоха, в літній період експлуатації 2017 р.

№ діл. тр. - ду	Перевірка баричного режиму експлуатації					Швидкісний режим	Гідравлічний режим експлуатації				Умова виникнення гідратів в період проведення досліджень	Висновок щодо роботи системи
	Поч. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Кінц. тиск, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Перепад тиску, кгс/см <sup>2</sup> (ат)	Надл. перепад тиску внасл. наявності забруд., кгс/см <sup>2</sup>	Висновок	Швидкість газу, м/с	Гід. еф. газопроводу, %	Орієнт. об'єм забруд.- день, м <sup>3</sup>	Крит. об'єм забруд.- день, м <sup>3</sup>	Імов. залпового викиду рідини		
						Висновок				Висновок		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	31,15	31,06	0,09	0,02	Втрати тиску на режим роботи УКПГ впливу не чинять	1,19	95	-	-	-	Відсутня	Суттєвого впливу втрати тиску на режим роботи газопроводу не чинять. Газопровід чистий
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				-		

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	31,06	30,29	0,77	0,24	Незначні втрати тиску викликані наявністю рідини	3,23	82,58	8,54	19,67	43 %	Відсутня	Ділянка газопроводу помірно забруднена потребує постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Низька імовірність залпового викиду рідини		
3	31,72	31,06	0,66	0,49	Втрати тиску викликані наявністю рідини	1,81	51,27	22,33	35,86	62 %	Відсутня	Ділянка забруднена, потребує очистки, постійного моніторингу за накопиченням рідини
						Швидкість газу сприяє осадженню рідини з потоку газу				Помірно незначна імовірність залпового викиду рідини		
4	30,54	29,01	1,53	0,99	Втрати тиску викликані наявністю рідин	4,17	64,33	11,14	13,45	83 %	Відсутня	Діл. забруд., потребує очистки, пост. моніторингу за накоп. рідини
						Шв. газу достатньо для перерозподілу мас рідини				Висока імовірність залпового викиду рідини		

Закінчення таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	11,38	9,84	1,54	0	Надлишкових втрат тиску немає	3,96 Швидкості газу достатньо для перерозподілу мас рідини	100	0	0	– Газопровід чистий	Відсутня	Ділянка газопроводу чиста, очистки не потребує
6	На момент проведення досліджень газопровід не працював											

**ДОДАТОК Б**

**Робочі параметри свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння  
Березівського ГКР та Котелевського ГКР за лютий 2018 р.**

Таблиця Б.1 - Робочі параметри свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР за лютий 2018 р.

№ св-ни	Видобуток, тис.м <sup>3</sup> /добу	Вхідний тиск на УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Тиск на гирлі свердловини, кгс/см <sup>2</sup>	Вибійний тиск, кгс/см <sup>2</sup>	Пластовий тиск, кгс/см <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6
<b>Опішнянське НГКР</b>					
1	57	9	11	19	23
2	17	29	30	89,4	99,67
7	Немає притоку ВВ				
12	44	9	11	24,4	42
14	23	9	11	21,1	59
23	7,6	9	9	13,5	16
101	2	9	10	60,6-34,3	59,3
103	2	9	9	102,4-51,2	115,2
104	44	10	11	25,3	36
108	15	29	30	46,6	90,7
110	Немає притоку ВВ				
111	КРС				
113	КРС				
114	6	9	10	51,4-19,8	52,7
116	34	9	10	24,5	46
117	Очікує КРС				
118	31	9	10	36,2	59,92
121	1,3	9	10	45,9-18,4	51,8
122	22	9	11	35,7	79,8
125	55	9	13	32,3	74
126	55	10	36	58,3	73,2
127	52	10	13	31,1	39,6
129	Очікує продовження КРС				
202	Очікує завершення КРС				

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
211	22,9	9	10	39,5	61,1
212	60	29	33	65	73,2
213	71,5	29	30	62,2	83,2
<b>Західне склепіння Березівського ГКР</b>					
31	Немає притоку ВВ				
108	96,20	40,00	48,00	94,50	131,60
119	Очікує КРС				
122	81,70	40,00	45,00	83,80	126,50
130	Немає притоку ВВ				
131	КРС				
134	Очікує КРС				
136	83,90	52,00	56,00	147,30	150,90
139	Консервація				
150	92,00	29,00	33,00	49,30	234,90
200	90,00	52,00	52,00	125,40	289,40
201	50,00	52,00	52,00	201,40	227,30
202	53,30	45,00	52,00	109,00	120,00
<b>Котелевське ГКР</b>					
15	Очікує КРС				
19	КРС				
20	Очікує ліквідації				
23	Очікує КРС				
24	5,94	8	30	143,4-53,1	149,6
25	Немає притоку ВВ				
26	1	8	12	101,1-84,3	111,3
44	50	26	27	50,3	96,8



Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
75	7,97	38	40	130,7-101,2	137,8
76	Очікує КРС				
78	КРС				
79	Немає притоку ВВ				
80	Немає притоку ВВ				
81	Нагнітальна				
82	Не завершена капремонт (складні ловильні роботи)				
83	97,97	26	33	85,73	138
85	Немає притоку ВВ				
87	Очікує продовження КРС				
89	57,74	8	9	48	53,6
91	1	26	29	281-79,2	253,3
92	Спостережна				
94	Нагнітальна				
96	Очікує КРС				
97	Очікує КРС				
98	25	8	8	28,2	45,6
100	0,1	8	11	120,4	419,6
102	Нагнітальна				
103	14,73	38	40	82,6	107,3
104	98	26	32	48,4	163,3
105	1	40	40	177,2-65,3	173,2
106	9,94	8	12	26,8	69,8
107	1,3	8	14	50,2-22,6	56,8
110	6,39	38	38	278,6-115,5	587,656

Закінчення таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6
111	Немає притоку ВВ				
112	0,19	8	10	93,2	78,8
114	86	26	27	72,4	175,2
115	86	26	27	59,8	151,2
116	67,52	26	27	129,7	150
117	Очікує завершення КРС				
118	3	38	95	231,1-134,2	320,3
121	7,05	26	26,5	48,4	490,9
150	Свердловина обводнена				
157	1	8	13	200,5-28,6	236
163	Свердловина в Б/Ф				
164	31,03	8	10	23,4	92,18235
166	0,48	8	20	-	90
167	Очікує КРС				
168	115,75	50 (38)	52	93,3	119,2
170	50,81	26	27	55,2	104,2
172	Очікує КРС				
174	70	38	38	72,6	105
200	11,29	8	8	25,8	128,8
201	27	8	9	53,3	220,4

## **ДОДАТОК В**

**Параметри роботи свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння  
Березівського ГКР та Котелевського ГКР за результатами розрахунку та  
даними технологічного режиму експлуатації родовищ**

Таблиця В.1 - Параметри роботи свердловин Опішнянського НГКР, Західного склепіння Березівського ГКР та Котелевського ГКР за результатами розрахунку та даними технологічного режиму експлуатації родовищ

№ св.	Видобуток, тис.м <sup>3</sup> /добу		Вхідний тиск на УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>		Тиск на гирлі свердловини, кгс/см <sup>2</sup>		Вибійний тиск, кгс/см <sup>2</sup>		Пластовий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	
	Тех. режим	Розрах.	Тех. режим	Розрах.	Тех. режим	Розрах.	Тех. режим	Розрах.	Тех. режим	Розрах.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Опішнянське НГКР</b>										
1	57	56,9	9	9	11	11,02	19	28,2	23	31
2	17	17,2	29	29	30	30,03	89,4	51,7	99,67	99,67
7	Немає притоку ВВ									
12	44	43,8	9	9	11	10,99	24,4	32,936	42	42
14	23	23,1	9	9	11	11,01	21,1	28,133	59	59
23	7,6	7,1	9	9	9	9,02	13,5	24,219	16	25
101	2	2,1	9	9	10	9,05	60,6-34,3	28,714	59,3	59,3
103	2	2,0	9	9	9	9,05	102,4-51,2	25,577	115,2	115,2
104	44	43,9	10	10	11	11,00	25,3	25,875	36	36
108	15	15,2	29	29	30	29,81	46,6	50,437	90,7	90,7
110	Немає притоку ВВ									
111	КРС									
113	КРС									
114	6	6,2	9	9	10	9,92	51,4-19,8	29,403	52,7	52,7
116	34	34,7	9	9	10	9,94	24,5	28,75	46	46
117	Очікує КРС									
118	31	31,6	9	9	10	10,00	36,2	30,05	59,92	59,92
121	1,3	1,3	9	9	10	9,72	45,9-18,4	33,19	51,8	51,8
122	22	22,4	9	9	11	10,95	35,7	25,33	79,8	79,8
125	55	55,7	9	9	13	13,03	32,3	39,57	74	74
126	55	55,6	10	10	36	35,89	58,3	68,30	73,2	73,2
127	52	50,3	10	10	13	13,21	31,1	37,29	39,6	39,6
129	Очікує продовження КРС									

## Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
202	Очікує завершення КРС									
211	22,9	23,3	9	9	10	10,05	39,5	32,54	61,1	61,1
212	60	60,8	29	29	33	32,87	65	65,25	73,2	73,2
213	71,5	72,2	29	29	30	30,00	62,2	61,79	83,2	83,2
<b>Західне склепіння Березівського ГКР</b>										
31	Немає притоку ВВ									
108	96,20	96,45	40,00	40	48,00	47,92	94,50	95,84	131,60	131,60
119	Очікує КРС									
122	81,70	81,4	40,00	40	45,00	44,86	83,80	90,53	126,50	126,50
130	Немає притоку ВВ									
131	КРС									
134	Очікує КРС									
136	83,90	86,94	52,00	52	56,00	54,56	147,30	107,89	150,90	150,90
139	Консервація									
150	92,00	92,01	29,00	29,00	33,00	33,44	49,30	83,73	234,90	234,90
200	90,00	89,93	52,00	52,00	52,00	54,14	125,40	111,39	289,40	289,40
201	50,00	50,01	52,00	52,00	52,00	52,50	201,40	105,80	227,30	227,30
202	53,30	54,48	45,00	45,00	52,00	51,81	109,00	96,44	120,00	120,00
<b>Котелевське ГКР</b>										
15	Очікує КРС									
19	КРС									
20	Очікує ліквідації									
23	Очікує КРС									
24	5,94	6,59	8	8	30	12,65	143,4-53,1	33,02	149,6	149,6
25	Немає притоку ВВ									
26	1	1,07	8	8	12	8,18	101,1-84,3	25,02	111,3	111,3
44	50	50,76	26	26	27	26,99	50,3	60,89	96,8	96,8
75	7,97	8,26	38	38	40	38,87	130,7-101,2	71,6	137,8	137,8
76	Очікує КРС									
78	КРС									

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
79	Немає притоку ВВ									
80	Немає притоку ВВ									
81	Нагнітальна									
82	Не завершена капремонт (складні ловильні роботи)									
83	97,97	97,84	26	26	33	33,07	85,73	121,73	138	138
85	Немає притоку ВВ									
87	Очікує продовження КРС									
89	57,74	57,97	8	8	9	9	48	31,41	53,6	53,6
91	1	2,55	26	26	29	26,41	281-79,2	54,54	253,3	253,3
92	Спостережна									
94	Нагнітальна									
96	Очікує КРС									
97	Очікує КРС									
98	25	24,87	8	8	8	8,16	28,2	26,4	45,6	45,6
100	0,1	0,097	8	8	11	8	120,4	141,78	419,6	419,6
102	Нагнітальна									
103	14,73	14,69	38	38	40	40,6	82,6	73,07	107,3	107,3
104	98	96,48	26	26	32	32,33	48,4	48,4	163,3	163,3
105	1	-	38	38	40	Немає притоку	177,2-65,3	-	173,2	173,2
106	9,94	10,08	8	8	12	12,21	26,8	35,51	69,8	69,8
107	1,3	1,57	8	8	14	8,14	50,2-22,6	25,13	56,8	56,8
110	6,39	6,54	38	38	38	38,01	278,6-115,5	66,68	587,656	587,656
111	Немає притоку ВВ									
112	0,19	0,98	8	8	10	8,22	93,2	19,21	78,8	78,8
114	86	86,8	26	26	27	26,76	72,4	69	175,2	175,2
115	86	86,69	26	26	27	26,88	59,8	68,83	151,2	151,2
116	67,52	67,51	26	26	27	26,89	129,7	67,49	150	150
117	Очікує завершення КРС									
118	3	3,72	38	38	95	38,08	231,1-134,2	61,53	320,3	320,3

## Закінчення таблиці В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
121	7,05	7,11	26	26	26,5	26,57	48,4	56,1	490,9	490,9
150	Свердловина обводнена									
157	1	1,04	8	8	13	8,09	200,5-28,6	27,57	236	236
163	Свердловина в Б/Ф									
164	31,03	31,76	8	8	10	9	23,4	30,09	92,18235	92,18235
166	0,48	1,84	8	8	20	8,09	-	24,86	90	90
167	Очікує КРС									
168	115,75	117,33	50 (38)	50 (38)	52	51,69	93,3	105,51	119,2	119,2
170	50,81	50,24	26	26	27	26,97	55,2	56,49	104,2	104,2
172	Очікує КРС									
174	70	70,18	38	38	38	38,15	72,6	88,38	105	105
200	11,29	11,5	8	8	8	8,07	25,8	24,36	128,8	128,8
201	27	27,4	8	8	9	9,02	53,3	27,92	220,4	220,4

## ДОДАТОК Г

Відгук роботи свердловин на впровадження заходів по оптимізації роботи системи збору і міжпромислового транспортування

Таблиця Г.1 - Відгук роботи свердловин Опішнянського НГКР на пониження робочого тиску (фактичний стан системи міжпромислових газопроводів)

№ св.	Фактичний стан системи міжпромислових газопроводів																				Допустима депресія	Депресія по тех. режиму
	База					ГС Солоха Рвх = 12 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 5 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 2 кгс/см <sup>2</sup>						
	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія		
м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	0,213	0,176	56,860	11,022	2,790	0,250	0,207	66,784	9,316	3,305	0,250	0,207	66,784	9,316	3,305	0,233	0,193	62,253	10,130	3,069	7,75	4
101	0,018	0,074	2,078	9,045	30,586	0,020	0,081	2,269	5,583	35,216	0,020	0,081	2,269	5,583	35,216	0,019	0,078	2,173	7,389	32,797	14,825	25
103	0,000	0,362	2,026	9,052	89,623	0,000	0,368	2,060	5,552	94,057	0,000	0,368	2,060	5,552	94,057	0,000	0,365	2,043	7,380	91,737	28,8	12,8-64
104	0,852	0,035	43,946	11,007	10,125	0,962	0,040	49,619	8,670	12,074	0,962	0,040	49,619	8,670	12,074	0,938	0,039	48,376	9,213	11,628	9	10,7
108	0,095	0,399	15,242	29,813	40,263	0,111	0,468	17,869	19,686	52,707	0,116	0,487	18,593	16,153	57,010	0,118	0,498	19,006	13,905	59,740	22,675	44,1
114	0,073	0,081	6,240	9,922	23,297	0,083	0,091	7,074	7,074	28,612	0,083	0,091	7,074	7,074	28,612	0,078	0,085	6,617	8,517	25,555	13,175	1,3-32,9
116	0,332	0,219	34,718	9,938	17,250	0,372	0,245	38,872	7,038	21,090	0,372	0,245	38,872	7,038	21,090	0,357	0,235	37,295	8,525	19,544	11,5	21,5
118	0,369	0,219	31,639	9,997	33,954	0,400	0,238	34,335	7,264	39,140	0,400	0,238	34,335	7,264	39,140	0,388	0,231	33,309	8,652	37,045	16	27,8
12	0,305	0,606	43,811	10,989	9,063	0,345	0,685	49,578	8,973	10,627	0,345	0,685	49,578	8,973	10,627	0,326	0,648	46,878	9,952	9,881	10,5	17,6
121	0,012	0,037	1,338	9,723	18,612	0,014	0,043	1,559	6,699	22,771	0,014	0,043	1,559	6,699	22,771	0,013	0,040	1,450	8,236	20,652	12,95	5,9-33,4
122	0,933	0,146	22,438	10,947	54,466	0,950	0,149	22,860	8,642	57,329	0,950	0,149	22,860	8,642	57,329	0,943	0,148	22,678	9,669	56,053	19,95	44,1
125	0,575	0,508	55,696	13,025	34,429	0,593	0,525	57,498	10,929	36,703	0,593	0,525	57,498	10,929	36,703	0,584	0,517	56,627	11,964	35,582	18,5	41,7
126	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	18,3	14,9
127	0,445	1,552	50,268	13,209	2,310	0,508	1,771	57,381	11,870	2,737	0,508	1,771	57,381	11,870	2,737	0,494	1,722	55,797	12,186	2,640	9,9	8,5
14	0,205	0,072	23,106	11,012	30,867	0,215	0,076	24,308	9,254	33,909	0,215	0,076	24,308	9,254	33,909	0,211	0,074	23,807	10,069	32,596	14,75	37,9



## Закінчення таблиці Г.1

2	0,306	0,684	17,156	30,027	116,936	0,319	0,715	17,929	19,561	130,100	0,323	0,724	18,149	15,837	134,748	0,326	0,729	18,277	13,421	137,755	42,15	79,2
211	0,265	3,411	23,266	10,047	28,556	0,284	3,647	24,878	7,208	32,103	0,284	3,647	24,878	7,208	32,103	0,275	3,531	24,082	8,659	30,292	15,275	21,6
212	0,662	1,631	60,827	32,871	7,945	0,863	2,125	79,244	27,856	11,022	0,909	2,239	83,507	26,503	11,789	0,933	2,298	85,706	25,775	12,192	18,3	8,2
213	0,766	1,623	72,192	30,004	21,415	0,928	1,966	87,447	20,814	30,583	0,971	2,058	91,533	17,754	33,552	0,995	2,108	93,798	15,909	35,320	20,8	21
23	0,000	0,033	7,091	9,018	0,781	0,000	0,123	26,180	5,890	3,934	0,000	0,123	26,180	5,890	3,934	0,000	0,084	17,760	7,443	2,333	6,25	2,5
Всього	7,007	12,590	625,526			7,800	14,285	723,333			7,898	14,519	732,627			7,813	14,344	713,520				

Таблиця Г.2 - Відгук роботи свердловин Опішнянського НГКР на пониження робочого тиску (стан системи міжпромислових газопроводів з урахуванням зменшення гідравлічного опору, тобто коефіцієнт гідравлічної ефективності рівний 100 %)

№ св.	Стан системи міжпромислових газопроводів з урахуванням зменшення гідравлічного опору															Допустима депресія	Депресія по тех. режиму
	ГС Солоха Рвх = 12 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 5 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 2 кгс/см <sup>2</sup>						
	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія		
	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	0,250	0,207	66,784	9,316	3,305	0,250	0,207	66,784	9,316	3,305	0,233	0,193	62,253	10,130	3,069	7,75	4
101	0,020	0,081	2,269	5,583	35,216	0,020	0,081	2,269	5,583	35,216	0,019	0,078	2,173	7,389	32,797	14,825	25
103	0,000	0,368	2,060	5,552	94,057	0,000	0,368	2,060	5,552	94,057	0,000	0,365	2,043	7,380	91,737	28,8	12,8-64
104	0,963	0,040	49,633	8,664	12,080	0,962	0,040	49,619	8,670	12,074	0,938	0,039	48,376	9,213	11,628	9	10,7
108	0,115	0,487	18,565	16,303	56,828	0,120	0,508	19,379	11,683	62,437	0,122	0,515	19,635	10,016	64,456	22,675	44,1
114	0,083	0,091	7,074	7,074	28,612	0,083	0,091	7,074	7,074	28,612	0,078	0,085	6,617	8,517	25,555	13,175	1,3-32,9
116	0,372	0,245	38,872	7,038	21,090	0,372	0,245	38,872	7,038	21,090	0,357	0,235	37,295	8,525	19,544	11,5	21,5
118	0,400	0,238	34,335	7,264	39,140	0,400	0,238	34,335	7,264	39,140	0,388	0,231	33,309	8,652	37,045	16	27,8
12	0,345	0,685	49,578	8,973	10,627	0,345	0,685	49,578	8,973	10,627	0,326	0,648	46,878	9,952	9,881	10,5	17,6
121	0,014	0,043	1,559	6,699	22,771	0,014	0,043	1,559	6,699	22,771	0,013	0,040	1,450	8,236	20,652	12,95	5,9-33,4

Закінчення таблиці Г.2

122	0,950	0,149	22,860	8,642	57,329	0,950	0,149	22,860	8,642	57,329	0,943	0,148	22,678	9,669	56,053	19,95	44,1
125	0,593	0,525	57,498	10,929	36,703	0,593	0,525	57,498	10,929	36,703	0,584	0,517	56,627	11,964	35,582	18,5	41,7
126	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	0,581	0,722	55,589	35,886	4,899	18,3	14,9
127	0,508	1,772	57,400	11,867	2,738	0,508	1,771	57,381	11,870	2,737	0,494	1,722	55,797	12,186	2,640	9,9	8,5
14	0,215	0,076	24,308	9,254	33,909	0,215	0,076	24,308	9,254	33,909	0,211	0,074	23,807	10,069	32,596	14,75	37,9
2	0,323	0,724	18,140	15,997	134,549	0,328	0,734	18,394	10,963	140,809	0,329	0,737	18,476	9,090	143,133	42,15	79,2
211	0,284	3,647	24,878	7,208	32,103	0,284	3,647	24,878	7,208	32,103	0,275	3,531	24,082	8,659	30,292	15,275	21,6
212	0,907	2,235	83,347	26,556	11,760	0,953	2,346	87,505	25,162	12,527	0,965	2,376	88,612	24,777	12,735	18,3	8,2
213	0,970	2,054	91,372	17,880	33,430	1,016	2,153	95,767	14,203	36,937	1,030	2,182	97,049	13,034	38,035	20,8	21
23	0,000	0,123	26,180	5,890	3,934	0,000	0,123	26,180	5,890	3,934	0,000	0,084	17,760	7,443	2,333	6,25	2,5
Всього	7,895	14,511	732,301			7,996	14,752	741,889			7,886	14,520	720,506				

Таблиця Г.3 - Відгук роботи свердловин Котелевського НГКР на пониження робочого тиску (фактичний стан системи міжпромислових газопроводів)

№ св.	Фактичний стан системи міжпромислових газопроводів																				Допустима депресія	Депресія по тех. режиму
	База					ГС Солоха Рвх = 12 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 5 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 2 кгс/см <sup>2</sup>						
	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія		
	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
100	0,008	0,000	0,097	7,994	277,822	0,008	0,000	0,097	5,495	280,384	0,008	0,000	0,097	5,496	280,384	0,008	0,000	0,096	15,079	271,009	104,9	301,1
103	0,922	0,419	14,689	40,065	34,231	1,263	0,574	20,131	27,266	52,469	1,297	0,589	20,665	25,730	54,608	1,343	0,610	21,399	23,498	57,699	26,825	25,5
104	2,305	1,207	96,483	32,335	81,022	2,371	1,242	99,261	29,055	84,582	2,401	1,258	100,503	27,517	86,225	2,438	1,277	102,056	25,524	88,331	40,825	113,8
105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,3	30,8-142,7
106	0,328	0,393	10,079	12,209	34,294	0,339	0,407	10,417	10,929	36,024	0,339	0,407	10,417	10,929	36,024	0,277	0,333	8,523	17,065	27,200	17,45	35,2

## Закінчення таблиці Г.3

107	0,155	0,068	1,570	8,143	31,668	0,164	0,072	1,663	5,766	34,887	0,164	0,072	1,663	5,766	34,887	-	-	-	-	-	14,2	1,3
110	0,159	0,000	6,541	38,008	520,972	0,161	0,000	6,592	21,313	544,912	0,161	0,000	6,598	18,927	548,302	0,161	0,000	6,606	15,125	553,682	146,914	309,9
112	0,009	0,000	0,981	8,218	59,587	0,009	0,000	1,003	5,795	63,100	0,009	0,000	1,003	5,794	63,100	-	-	-	-	-	19,7	3,9
114	1,332	1,139	86,798	26,760	106,196	1,368	1,170	89,190	22,120	111,679	1,383	1,182	90,116	19,963	113,934	1,406	1,202	91,637	16,396	117,828	43,8	99,5
115	1,064	1,135	86,692	26,885	82,370	1,102	1,175	89,779	22,444	87,430	1,118	1,192	91,053	20,238	89,640	1,140	1,215	92,838	17,177	92,883	37,8	91,3
116	0,762	0,709	67,514	26,890	82,510	0,786	0,732	69,685	22,866	86,911	0,800	0,745	70,913	20,447	89,541	0,816	0,760	72,333	17,090	92,731	37,5	19,9
118	0,016	0,000	3,721	38,084	258,765	0,016	0,000	3,811	21,537	282,449	0,016	0,000	3,820	19,188	285,808	0,017	0,000	3,833	15,465	291,144	80,075	89,4- 186,3
121	0,170	0,033	7,107	26,571	434,797	0,170	0,033	7,133	22,012	442,935	0,171	0,033	7,143	19,722	446,477	0,171	0,033	7,157	16,126	451,997	122,725	421,2
157	0,102	0,030	1,038	8,087	208,434	0,103	0,030	1,042	5,605	211,958	0,103	0,030	1,042	5,605	211,958	0,081	0,024	0,825	13,969	126,752	59	35,8- 207,7
164	3,135	1,024	31,761	9,000	62,092	3,183	1,039	32,248	7,308	64,269	3,183	1,039	32,248	7,308	64,269	2,912	0,951	29,501	15,571	53,577	23,0455	70,6
166	0,118	0,000	1,845	8,092	65,139	0,121	0,000	1,886	5,622	68,677	0,121	0,000	1,886	5,622	68,677	0,109	0,000	1,699	15,152	55,354	22,5	-
168	7,364	1,280	117,33	51,668	13,687	8,445	1,468	134,554	47,004	15,848	8,445	1,468	134,554	47,004	15,848	8,445	1,468	134,553	47,004	15,848	29,8	25,9
170	4,959	1,279	50,244	26,971	47,712	5,323	1,372	53,930	22,602	52,957	5,484	1,414	55,562	20,441	55,459	5,715	1,473	57,900	17,094	59,281	26,05	49,3
174	3,654	4,850	70,185	38,147	16,619	5,961	7,914	114,508	22,137	29,971	6,216	8,251	119,391	19,912	31,639	6,577	8,731	126,329	16,437	34,093	26,25	32,4
200	0,041	0,066	11,504	8,074	104,445	0,042	0,066	11,639	5,499	108,538	0,042	0,066	11,639	5,499	108,538	0,040	0,063	10,984	15,069	92,706	32,2	97,7
201	0,541	0,131	27,399	9,016	192,480	0,543	0,132	27,495	6,816	195,541	0,543	0,132	27,495	6,816	195,541	0,533	0,129	26,984	15,695	181,819	55,1	169,1
24	0,650	0,287	6,589	12,654	116,580	0,654	0,288	6,628	11,224	118,539	0,654	0,288	6,628	11,224	118,539	0,634	0,279	6,422	17,919	109,342	37,4	6,2- 96,7
26	0,057	0,000	1,073	8,177	86,280	0,058	0,000	1,091	5,776	90,363	0,058	0,000	1,091	5,776	90,363	-	-	-	-	-	27,825	10,2-27
44	0,290	0,656	50,755	26,986	35,905	0,321	0,726	56,203	22,769	41,515	0,334	0,756	58,463	20,695	44,039	0,353	0,799	61,792	17,863	48,018	24,2	39,9
75	0,699	0,344	8,256	38,873	66,198	0,837	0,411	9,882	23,533	88,651	0,852	0,418	10,054	21,484	91,642	0,872	0,428	10,295	18,368	96,179	34,45	6,5-36
83	6,141	20,08	97,842	33,069	16,272	6,664	21,79	106,182	30,809	17,959	6,889	22,53	109,768	29,823	18,701	7,186	23,50	114,500	28,505	19,697	34,5	42,86
89	3,424	1,619	57,969	9,000	22,194	3,655	1,728	61,887	7,088	24,402	3,655	1,728	61,887	7,088	24,402	2,483	1,174	42,042	15,394	14,575	13,4	6,3
91	0,160	0,082	2,549	26,412	198,759	0,162	0,083	2,578	21,724	205,407	0,163	0,084	2,591	19,353	208,749	0,164	0,084	2,610	15,591	214,032	63,325	174,3
98	2,455	0,161	24,872	8,160	19,196	2,710	0,178	27,459	5,793	22,053	2,710	0,178	27,459	5,793	22,053	1,509	0,099	15,293	15,102	10,553	11,4	16,9
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,65	54,3
79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,6	29,9- 104,5
<b>Всього</b>	<b>41,02</b>	<b>36,99</b>	<b>943,48</b>			<b>46,542</b>	<b>42,64</b>	<b>1047,97</b>			<b>47,318</b>	<b>43,86</b>	<b>1065,74</b>			<b>45,389</b>	<b>44,63</b>	<b>1048,20</b>				

Таблиця Г.4 - Відгук роботи свердловин Котелевського НГКР на пониження робочого тиску (стан системи міжпромислових газопроводів з урахуванням зменшення гідравлічного опору, тобто коефіцієнт гідравлічної ефективності рівний 100 %)

№ св.	Стан системи міжпромислових газопроводів з урахуванням зменшення гідравлічного опору															Допустима депресія	Депресія по тех. режиму
	ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 12 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 5 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 2 кгс/см <sup>2</sup>						
	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гірлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гірлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гірлі свердловини	Депресія		
	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
100	0,008	0,000	0,097	5,493	280,386	0,008	0,000	0,097	5,499	280,380	0,008	0,000	0,097	8,124	277,693	104,9	301,1
103	1,340	0,608	21,353	23,644	57,497	1,388	0,630	22,120	21,146	60,934	1,402	0,637	22,341	20,386	61,975	26,825	25,5
104	2,436	1,276	101,971	25,635	88,216	2,467	1,292	103,259	23,923	90,005	2,476	1,297	103,629	23,420	90,527	40,825	113,8
105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,123	0,363	1,249	7,451	129,875	43,3	30,8-142,7
106	0,339	0,407	10,417	10,929	36,024	0,339	0,407	10,417	10,929	36,024	0,327	0,393	10,058	12,283	34,191	17,45	35,2
107	0,164	0,072	1,663	5,766	34,887	0,164	0,072	1,663	5,766	34,887	0,154	0,067	1,565	8,268	31,498	14,2	1,3-28,9
110	0,161	0,000	6,605	15,394	553,303	0,161	0,000	6,614	10,192	560,618	0,161	0,000	6,617	8,195	563,426	146,914	309,9-473
112	0,009	0,000	1,003	5,794	63,100	0,009	0,000	1,003	5,794	63,100	0,009	0,000	0,980	8,345	59,405	19,7	3,9
114	1,405	1,201	91,546	16,646	117,588	1,429	1,222	93,148	11,928	121,974	1,437	1,229	93,681	10,216	123,516	43,8	99,5
115	1,138	1,213	92,694	17,406	92,615	1,162	1,239	94,681	13,215	96,435	1,170	1,247	95,277	11,809	97,636	37,8	91,3
116	0,815	0,759	72,238	17,322	92,511	0,834	0,776	73,935	13,084	96,550	0,839	0,781	74,405	11,646	97,723	37,5	19,9
118	0,017	0,000	3,832	15,728	290,767	0,017	0,000	3,848	10,707	298,513	0,017	0,000	3,852	8,826	301,280	80,075	89,4-186,3
121	0,171	0,033	7,156	16,378	451,617	0,171	0,033	7,171	11,635	458,784	0,171	0,033	7,176	9,923	461,366	122,725	421,2
157	0,103	0,030	1,042	5,605	211,958	0,103	0,030	1,042	5,605	211,958	0,102	0,030	1,038	8,216	208,252	59	35,8-207,7
164	3,183	1,039	32,248	7,308	64,269	3,183	1,039	32,248	7,308	64,269	3,131	1,023	31,727	9,114	61,945	23,04558	70,6
166	0,121	0,000	1,886	5,622	68,677	0,121	0,000	1,886	5,622	68,677	0,118	0,000	1,843	8,221	64,960	22,5	-
168	8,445	1,468	134,554	47,004	15,848	8,445	1,468	134,554	47,004	15,848	8,477	1,474	135,065	46,855	15,912	29,8	25,9
170	5,700	1,470	57,752	17,315	59,030	5,963	1,537	60,414	13,069	63,788	6,036	1,556	61,159	11,771	65,221	26,05	49,3
174	6,554	8,700	125,885	16,673	33,932	6,963	9,243	133,751	12,104	36,838	7,094	9,417	136,261	10,463	37,797	26,25	32,4

Закінчення таблиці Г.4

200	0,042	0,066	11,639	5,499	108,538	0,042	0,066	11,639	5,499	108,538	0,041	0,066	11,500	8,122	104,334	32,2	97,7
201	0,543	0,132	27,495	6,816	195,541	0,543	0,132	27,495	6,816	195,541	0,541	0,131	27,393	9,134	192,308	55,1	169,1
24	0,654	0,288	6,628	11,224	118,539	0,654	0,288	6,628	11,224	118,539	0,650	0,286	6,586	12,736	116,467	37,4	6,2-96,7
26	0,058	0,000	1,091	5,776	90,363	0,058	0,000	1,091	5,776	90,363	0,057	0,000	1,072	8,303	86,103	27,825	10,2-27
44	0,353	0,797	61,648	18,021	47,839	0,370	0,836	64,670	14,512	51,765	0,375	0,848	65,621	13,339	53,078	24,2	39,9
75	0,871	0,428	10,279	18,582	95,869	0,893	0,439	10,541	14,742	101,394	0,899	0,442	10,618	13,476	103,177	34,45	6,5-36
83	7,169	23,450	114,230	28,581	19,639	7,441	24,339	118,559	27,358	20,566	7,514	24,577	119,721	27,026	20,817	34,5	42,866667
89	3,655	1,728	61,887	7,088	24,402	3,655	1,728	61,887	7,088	24,402	3,413	1,614	57,786	9,085	22,095	13,4	6,3
91	0,164	0,084	2,609	15,857	213,660	0,165	0,085	2,630	10,772	220,774	0,166	0,085	2,638	8,859	223,448	63,325	174,3
98	2,710	0,178	27,459	5,793	22,053	2,710	0,178	27,459	5,793	22,053	2,440	0,161	24,726	8,285	19,045	11,4	16,9
80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,65	54,3
79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,129	0,204	1,308	8,108	154,506	46,6	29,9-104,5
Всього	48,326	45,428	1088,906			49,459	47,082	1114,448			49,351	47,757	1115,681				

Таблиця Г.5 - Відгук роботи свердловин Березівського НГКР на пониження робочого тиску (фактичний стан системи міжпромислових газопроводів)

№ св.	Фактичний стан системи міжпромислових газопроводів																				Допустима депресія	Депресія по тех. Режиму
	База					ГС Солоха Рвх = 12 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 5 кгс/см <sup>2</sup>					ГС Солоха Рвх = 2 кгс/см <sup>2</sup>						
	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія	Видобуток конденсату	Видобуток води	Видобуток газу	Тиск на гирлі свердловини	Депресія		
м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /добу	м <sup>3</sup> /добу	тис. м <sup>3</sup> /добу	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	кгс/см <sup>2</sup>	
108	7,248	1,939	96,453	47,919	35,759	7,754	2,074	103,188	44,910	38,764	7,754	2,074	103,18	44,910	38,764	7,754	2,074	103,188	44,910	38,764	32,9	37,5 (37,1)
122	5,450	2,490	81,402	44,859	35,966	6,872	3,139	102,639	33,656	47,979	6,991	3,193	104,41	32,578	49,066	7,011	3,202	104,703	32,400	49,245	31,625	42,7
136	1,059	2,365	86,936	54,559	43,010	1,425	3,183	117,012	31,817	66,781	1,445	3,227	118,62	30,246	68,313	1,448	3,235	118,894	29,984	68,568	37,725	12,4 (3,6)
150	0,000	1,483	92,014	33,443	151,16	0,000	1,568	97,255	20,462	169,42	0,000	1,568	97,260	20,442	169,44	0,000	1,545	95,868	24,524	164,13	58,725	185,6



## ДОДАТОК Д

## Обсяги видобутку газу за сценаріями та їх порівняльний аналіз

Таблиця Д.1 - Порівняння обсягів видобутку газу за трьома запропонованими сценаріями (фактичний гідравлічний стан системи)

Фактичний стан системи міжпромислових газопроводів								
ГС Солоха $P_{вх} = 12 \text{ кгс/см}^2$								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 12 $\text{кгс/см}^2$		$\Delta Q$ , млн $\text{м}^3/\text{добу}$	$\Delta Q$ , %	$\Sigma \Delta Q$ , млн $\text{м}^3/\text{добу}$
		$P_{вх}$ УКПГ, $\text{кгс/см}^2$	Видобуток, млн $\text{м}^3/\text{добу}$	$P_{вх}$ УКПГ, $\text{кгс/см}^2$	Видобуток, млн $\text{м}^3/\text{добу}$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	5,5	0,184555	0,007778	4,40	0,104490
	Середньонапірні	26	0,545984	21,29	0,573941	0,027956	5,12	
	Високонапірні	38	0,080447	21,29	0,124911	0,044464	55,27	
	Карпатигаз	38	0,140276	21,29	0,164567	0,024291	17,32	

Продовження таблиці Д.1

Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	6,8	0,266897	0,023948	9,86	0,092178
	Середньонапірні	40	0,081402	19,76	0,102639	0,021237	26,09	
	Високонапірні	52	0,226876	19,76	0,273869	0,046993	20,71	
Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	5,5	0,358255	0,047950	15,45	0,097808
	Низконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	6,51	0,162589	0,012786	8,53	
	Високонапірні	29	0,165417	18,01	0,202489	0,037072	22,41	
ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 5 кгс/см <sup>2</sup>								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 5 кгс/см <sup>2</sup>		ΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу	ΔQ, %	ΣΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу
		Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу	Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу			
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	5,5	0,184555	0,007778	4,40	0,122263
	Середньонапірні	26	0,545984	18,19	0,586111	0,040126	7,35	
	Високонапірні	38	0,080447	18,19	0,129809	0,049362	61,36	
	Карпатигаз	38	0,140276	18,19	0,165273	0,024997	17,82	



## Продовження додатку Д

Продовження таблиці Д.1

Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	6,8	0,267052	0,024102	9,92	0,096783
	Середньонапірні	40	0,081402	16,34	0,104413	0,023011	28,27	
	Високонапірні	52	0,226876	16,34	0,276546	0,049670	21,89	
Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	5,5	0,358255	0,047950	15,45	0,107101
	Низконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	6,51	0,162589	0,012786	8,53	
	Високонапірні	29	0,165417	13,91	0,211783	0,046366	28,03	
ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 2 кгс/см <sup>2</sup>								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 2 кгс/см <sup>2</sup>		ΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу	ΔQ, %	ΣΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу
		Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу	Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу			
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	15,09	0,142366	-0,034411	-19,47	0,104718
	Середньонапірні	26	0,545984	15,09	0,602822	0,056838	10,41	
	Високонапірні	38	0,080447	15,09	0,136767	0,056321	70,01	
	Карпатигаз	38	0,140276	15,09	0,166247	0,025971	18,51	

Закінчення таблиці Д.1

Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	15,71	0,265659	0,022710	9,35	0,096110
	Середньонапірні	40	0,081402	15,71	0,104703	0,023301	28,62	
	Високонапірні	52	0,226876	15,71	0,276975	0,050099	22,08	
Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	7,33	0,336971	0,026665	8,59	0,087994
	Низконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	7,33	0,159762	0,009959	6,65	
	Високонапірні	29	0,165417	11,12	0,216787	0,051369	31,05	

Таблиця Д.2 - Порівняння обсягів видобутку газу за трьома запропонованими сценаріями (з урахуванням зменшення гідравлічного опору, тобто коефіцієнт гідравлічної ефективності рівний 100 %)

Стан системи міжпромислових газопроводів з урахуванням зменшення гідравлічного опору								
ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 12 кгс/см <sup>2</sup>								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 12 кгс/см <sup>2</sup>		ΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу	ΔQ, %	ΣΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу
		Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу	Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу			
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	5,5	0,184555	0,007778	4,40	0,145422
	Середньонапірні	26	0,545984	15,36	0,601843	0,055859	10,23	
	Високонапірні	38	0,080447	15,36	0,136322	0,055875	69,46	
	Карпатигаз	38	0,140276	15,36	0,166186	0,025910	18,47	
Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	6,8	0,267052	0,024103	9,92	0,098358
	Середньонапірні	40	0,081402	14,95	0,105050	0,023648	29,05	
	Високонапірні	52	0,226876	14,95	0,277484	0,050608	22,31	

Продовження таблиці Д.2

Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	5,5	0,358255	0,047950	15,45	0,106775
	Низьконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	6,51	0,162622	0,012818	8,56	
	Високонапірні	29	0,165417	14,09	0,211424	0,046007	27,81	
ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 5 кгс/см <sup>2</sup>								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 5 кгс/см <sup>2</sup>		ΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу	ΔQ, %	ΣΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу
		Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу	Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу			
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	5,5	0,184555	0,007778	4,40	0,170964
	Середньонапірні	26	0,545984	10,14	0,618466	0,072482	13,28	
	Високонапірні	38	0,080447	10,14	0,144212	0,063766	79,26	
	Карпатигаз	38	0,140276	10,14	0,167215	0,026939	19,20	
Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	6,8	0,267052	0,024103	9,92	0,103286
	Середньонапірні	40	0,081402	9,51	0,106935	0,025533	31,37	
	Високонапірні	52	0,226876	9,51	0,280526	0,053650	23,65	

Продовження таблиці Д.2

Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	5,5	0,358255	0,047950	15,45	0,116363
	Низьконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	6,51	0,162589	0,012786	8,53	
	Високонапірні	29	0,165417	8,08	0,221045	0,055628	33,63	
ГС Солоха Р <sub>вх</sub> = 2 кгс/см <sup>2</sup>								
Назва родовища	Технологічні лінії	База		ГС Солоха = 2 кгс/см <sup>2</sup>		ΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу	ΔQ, %	ΣΔQ, млн м <sup>3</sup> /добу
		Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу	Р <sub>вх</sub> УКПГ, кгс/см <sup>2</sup>	Видобуток, млн м <sup>3</sup> /добу			
Котелевське ГКР	Низьконапірні	8	0,176777	8,13	0,176372	-0,000405	-0,23	0,172256
	Середньонапірні	26	0,545984	8,13	0,623306	0,077321	14,16	
	Високонапірні	38	0,080447	8,13	0,148038	0,067592	84,02	
	Карпатигаз	38	0,140276	8,13	0,168024	0,027748	19,78	
Березівське ГКР	Низьконапірні	29	0,242949	7,64	0,266976	0,024027	9,89	0,104384
	Середньонапірні	40	0,081402	7,64	0,107355	0,025953	31,88	
	Високонапірні	52	0,226876	7,64	0,281280	0,054404	23,98	

Закінчення таблиці Д.2

Опішнянське ГКР	Низьконапірні на Опіш. ДКС	9	0,310305	7,33	0,336971	0,026665	8,59	0,09498
	Низконапірні на Сол. ДКС	10	0,149803	7,33	0,159762	0,009959	6,65	
	Високонапірні	29	0,165417	5,38	0,223773	0,058355	35,28	

## ДОДАТОК Е

## Акт практичного застосування результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер

ГПУ «Полтавагазвидобування»

АТ «Укргазвидобування»



О.М. Золотоус

2018 р.

практичного застосування результатів дисертаційної роботи  
**Філіпчука Олександра Олександровича**  
 на тему «Розроблення методів підвищення ефективності та керування  
 газопотоками систем збору газу виснажених родовищ» у виробничий процес

Робоча група у складі:

Голови:

Косяков Костянтин Олександрович – начальник технічного відділу  
 ГПУ «Полтавагазвидобування»;

та членів робочої групи:

Матюшін Сергій Олександрович – головний фахівець технічного відділу  
 ГПУ «Полтавагазвидобування»;

Філіпчук Олександр Олександрович – менеджер проектів відділу збору,  
 підготовки та транспортування вуглеводнів, Департаменту наземної  
 інфраструктури, АТ «Укргазвидобування».

Дисертаційна робота аспіранта Філіпчука О.О., виконана у Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу під керівництвом д. т. н., проф. Грудза В.Я., присвячена розробленню методів підвищення ефективності та керування газопотоками систем збору газу виснажених родовищ. В роботі запропоновано впровадження комплексу заходів для забезпечення оптимальних режимів роботи системи збору та транспортування газу із врахування режимів роботи свердловин в безпечній зоні.

В процесі реалізації дисертації обґрунтовано можливість оптимізації робочого тиску в системі збору і міжпромислового транспортування газу після введення нового міжпромислового газопроводу підключення Валюхівської УКПГ до МГ Глинськ – ШДК. В результаті виконання роботи змодельовано та обрано свердловини, на яких доцільно зниження робочого тиску із забезпеченням роботи свердловин в оптимальній зоні, що відповідає умовам винесенню рідини з вибою свердловин і обмеженням по допустимим депресіям, а також підібрано оптимальні

режими роботи газотранспортної системи. Загальне зростання видобутку оцінене в результаті виконання роботи, становило 10 % від даних станом на лютий 2018 року. Фактична максимальна величина зростання видобутку становила 185 тис. м<sup>3</sup>/добу і відрізнялась на 3,2 % від прогнозних даних. Дані розрахунку базуються на порівнянні даних диспетчерських служб і розрахункових даних, отриманих під час моделювання режимів роботи свердловин, системи збору та міжпромислового транспортування газу в програмному забезпеченні, і представлено в додатку №1 до цього акту.

В процесі реалізації роботи обґрунтовано стабільну зону роботи свердловин в умовах різних величин протитиску в газозбірній системі родовищ та системи міжпромислового транспортування газу. Стабільна зона роботи свердловин обмежувалась швидкісним режимом роботи, достатнім для винесення рідини з вибою свердловини, але таким, що не перевищує швидкість ерозійного зношення внутрішньої поверхні труб, а також баричним режимом роботи в умовах допустимої депресії на пласт.

Також, в ході виконання роботи реалізовано наступне:

- створено динамічні моделі (флюїдів, свердловин, газозбірної та газотранспортної системи із прив'язкою до місцевості та побудовою профілів траси);

- проведено взаємоув'язку створених моделей свердловин і газотранспортної системи в контрольних точках (зокрема УКПГ) відповідно до обраної точки протитиску;

- проведено калібрування моделей відповідно до даних промислових досліджень і поточних режимів роботи свердловин і газозбірних систем;

- побудовано графіки зміни тиску і температури по довжині шлейфу та трубопроводу;

- визначено структури руху багатофазних потоків, визначено об'єм рідини в стовбурі свердловини та в понижених місцях шлейфів і газопроводів;

- визначено швидкісний режим експлуатації системи з перевіркою швидкості ерозійного та корозійного зношення трубопроводу;

- проведено оцінку реакції свердловин (продуктивність по газу, конденсату і воді) на пониження робочого тиску в газотранспортній системі (зміна протитиску в системі);

- здійснено підбір технічних характеристик проектного газопроводу із визначенням допустимих параметрів по перепаду тиску і ерозійного зношення;

- здійснено симуляцію оптимізації системи збору із можливістю переключення свердловин на низьконапірні лінії і оцінено їх реакцію.

На запропоновані автором заходи розроблено ТЕО, яке підтвердило позитивний ефект в разі впровадження даних заходів на виробничих об'єктах



ГПУ «Полтавагазвидобування» (оптимізація системи збору та міжпромислового транспортування газу Котелевського, Опішнянського та Березівського родовищ).

**Члени робочої групи**

	К.О. Косяков
	С.О. Матюшін
	О.О. Філіпчук

## Додаток № 1 – Порівняння розрахункових та фактичних даних

Таблиця 1 - Розрахункові дані на лютий 2018 року

№ свердловин	Фактичний стан системи міжпромислових газопроводів						Приріст дебіту, тис. м <sup>3</sup> /добу
	База			ДКС Солоха Рвх = 12 кгс/см <sup>2</sup>			
	Дебіт газу, тис. м <sup>3</sup> /добу	Тиск на гирлі свердловини, ат	Депресія, ат	Дебіт газу, тис. м <sup>3</sup> /добу у	Тиск на гирлі свердловини, ат	Депресія, ат	
Опішнянське НГКР							
108	15,2	29,8	40,3	17,9	19,7	52,7	2,6
2	17,2	30,0	116,9	17,9	19,6	130,1	0,8
212	60,8	32,9	7,9	79,2	27,9	11,0	18,4
213	72,2	30,0	21,4	87,4	20,8	30,6	15,3
126/127	105,9	35,9/ 13,2	4,9/2,3	113,0	34,5/ 11,9	5,2/2,7	7,1
<b>Всього по родовищу:</b>	<b>271,3</b>			<b>315,4</b>			<b>44,2</b>
Зах. скл. Березівського ГКР							
136	86,9	54,6	43,0	117,0	31,8	66,8	30,1
200	89,9	54,1	178,0	98,1	27,3	212,1	8,1
201	50,0	52,5	121,5	58,8	22,3	163,0	8,8
202	54,5	51,8	23,6	66,5	46,7	29,5	12,0
<b>Всього по родовищу:</b>	<b>281,3</b>			<b>340,4</b>			<b>59,0</b>
Котелевське ГКР							
174	70,2	38,2	16,6	114,5	22,1	30,0	44,3
168	117,3	51,7	13,7	134,6	47,0	15,9	17,3
75	8,3	38,9	66,2	9,9	23,5	88,7	1,6
103	14,7	40,1	34,2	20,1	27,3	52,5	5,4
114	86,8	26,8	106,2	89,2	22,1	111,7	2,4
115	86,7	26,9	82,4	89,8	22,4	87,4	3,1
116	67,5	26,9	82,5	69,7	22,9	86,9	2,2
104	96,5	32,3	81,0	99,3	29,1	84,6	2,8
170	50,2	27,0	47,7	53,9	22,6	53,0	3,7
44	50,8	27,0	35,9	56,2	22,8	41,5	5,4
<b>Всього по родовищу:</b>	<b>649,0</b>			<b>737,2</b>			<b>88,2</b>
<b>Всього:</b>							<b>191,4</b>

Таблиця 2 - Фактичні дані на липень 2018 року

Назва родовища	Середньодобовий дебіт газу зважений за місяць, тис. м <sup>3</sup> /добу			Середньодобовий дебіт газу станом на 19 липня (опитувач), тис. м <sup>3</sup> /добу	Приріст середньодобового дебіту газу, тис. м <sup>3</sup> /добу	Приріст середньодобового дебіту газу станом на 19 липня, тис. м <sup>3</sup> /добу
	На момент проведення розрахунків, лютий (опитувач)	До переключення, з 1 по 26 червня (опитувач)	Після переключення, з 28 червня по 19 липня (опитувач)			
Опішнянське НГКР	612,1	628,5	683,1	699,5	<b>54,6</b>	<b>71,0</b>
Зах. скл. Березівського ГКР	532,4	536,8	575,4	590,0	<b>38,6</b>	<b>53,2</b>
Котелівське ГКР	892,9	826,0	857,5	886,9	<b>31,5</b>	<b>60,9</b>
<b>Всього:</b>					<b>124,7</b>	<b>185,1</b>

Тенденція нарощування додаткового видобутку газу, тис. м<sup>3</sup>/добу

## ДОДАТОК Ж

## Список публікацій здобувача

1. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Марущенко В.В., Миндюк В.Д., Савчук М.Т. Розробка комплексу заходів з очистки промислових газопроводів на основі аналізу гідравлічної ефективності їх роботи. *Східноєвропейський журнал передових технологій. Енергозберігаючі технології та обладнання*. 2018. №2/8 (92). С. 62-71.

**(індексується в Scopus)**

2. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (І частина). *Нафтогазова галузь України*. 2018. №3. С.36-40. **(наукове фахове видання України)**.

2.1. Філіпчук О.О., Марущенко В.В., Грудз В.Я. Дослідження гідравлічної ефективності промислових газопроводів (ІІ частина). *Нафтогазова галузь України*. 2018. №4. С.27-32. **(наукове фахове видання України)**.

3. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Дослідження процесу підвищення ефективності роботи свердловин на основі математичного моделювання. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2018. №1 (44). С.57-63. **(наукове фахове видання України)**.

4. Grudz V., Marushchenko V., Bratakh M, Savchuk M., Filipchuk O. Effectiveness study on the system for gas gathering, treatment and transportations from gas production company. *Technology and system of power supply*. 2018. № 3/1 (41). С.43-52. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах)**.

5. Filipchuk O., Marushchenko V., Bratakh M, Savchuk M., Tarwat S. Efficiency evaluation of implementation of optimization methods of operation modes of the "plast - gas pipeline" system by the methods of mathematical modeling. *Eureka: Physical Sciences and Engineering*. 2018. № 5. P.11-26. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах)**.

6. Gorin P., Tymkiv D., Romanova V., Filipchuk O. Pipeline capacity assessment of inland produced gas transmission network. *Eureka: Physical Sciences and Engineering*. 2019. № 1 (20). P.13-21. **(індексується в світових наукометричних базах даних і системах).**

7. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В. Пристрій для очистки трубопроводів від твердих відкладень: пат. 122861 України: МПК 7 B08B 9/04, F16L 55/26; заявник і патентовласник ПАТ «Укргазвидобування». - № u2017 08846; заявл. 04.09.2017; опубл. 25.01.2018, бюл. № 2. **(патент на корисну модель).**

8. Філіпчук О.О., Грудз В.Я., Братах М.І., Марущенко В.В. Пристрій для очищення внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб у свердловині: пат. 123811 Україна. МПК 7 E21B 37/02, B08B 9/02; заявник і патентовласник ПАТ «Укргазвидобування». - № u2017 09179; заявл. 18.09.2017; опубл. 12.03.2018, бюл. № 5. **(патент на корисну модель).**

### Апробація результатів дисертації

Основні положення роботи викладено та обговорено на науково-практичних конференціях різного рівня:

1. Філіпчук О.О. Підвищення ефективності експлуатації системи збору газу на родовищах України: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика – 2017». Івано-Франківськ. 2017. – С. 213-214.

2. Філіпчук О.О. Моніторинг гідравлічного стану системи збору та транспортування газу газовидобувного підприємства: матеріали II Міжнародної науково-технічної конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE-2018». Івано-Франківськ. 2018. – С. 99-105.

3. Філіпчук О.О. Коефіцієнт гідравлічної ефективності, як діагностична ознака технічного стану системи збору газу: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази» ІГГ-2018. Івано-Франківськ. 2018. – С. 178-183.

4. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Вплив коефіцієнту гідравлічної ефективності на продуктивність системи збору та транспортування газу: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків. 2018. – С. 259.

5. Філіпчук О.О., Савчук М.Т. Підвищення ефективності очистки НКТ шляхом математичного моделювання руху очисного пристрою: матеріали XXVI Міжнародної науково-практичної конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD-2018)». Харків, 2018 р. – С. 260.

6. Грудз В.Я., Марущенко В.В., Братах М.І., Савчук М.Т., Філіпчук О.О. Питання експлуатації газовидобувної системи на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення». №29. Тернопіль. 2018. – С. 86-90.

7. Філіпчук О.О. Впровадження сучасних інструментів математичного моделювання системи міжпромислового транспортування газу на основі раціонального використання пластової енергії: матеріали міжнародної науково-практичної веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2018» (17-19 вересня 2018 року). Івано-Франківськ. 2018. – С. 7-11.