

ЦЕНТР МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ
ІНСТИТУТУ ПРИКЛАДНИХ ПРОБЛЕМ МЕХАНІКИ І МАТЕМАТИКИ
ім. Я. С. ПІДСТРИГАЧА
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ПРИКЛАДНИХ ПРОБЛЕМ МЕХАНІКИ І МАТЕМАТИКИ
ім. Я. С. ПІДСТРИГАЧА
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ПРИТУЛА НАЗАР МИРОСЛАВОВИЧ

УДК 621.532.3.004.17:681.142:622.691.24:536.12

ДИСЕРТАЦІЯ

**МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНОГО
МАСОПЕРЕНОСЕННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖАХ
ТА ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩАХ ГАЗУ**

01.05.02 – математичне моделювання та обчислювальні методи

Подається на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

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

Науковий консультант

П'янило Ярослав Данилович
доктор технічних наук, старший науковий співробітник

Ідентичність усіх примірників дисертації

ЗАСВІДЧУЮ:

*Вчений секретар спеціалізованої
вченої ради*

/Ясінський А. В./

Львів – 2021

АНОТАЦІЯ

Притула Н. М. Математичне моделювання нестационарного масоперенесення в газотранспортних мережах та підземних сховищах газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 01.05.02 – математичне моделювання та обчислювальні методи. – Інститут прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України, Львів, 2021.

У першому розділі проведено аналіз проблем, які виникають у процесі експлуатації газотранспортної системи (ГТС) і дали змогу поставити вичерпний набір диспетчерських задач із моделювання, ідентифікації параметрів моделей, планування режимів та керування перехідними процесами масоперенесення в складних системах транспортування та зберігання газу.

Сформульовані системні вимоги щодо розроблення математичного та програмного забезпечення, які забезпечують розроблення систем диспетчерського керування процесами масоперенесення за заданими критеріями якості. Обґрунтовано розроблення вітчизняного математичного та програмного забезпечення, яке враховує особливості функціонування та експлуатації об'єктів ГТС України.

Проведено аналіз методичного, метрологічного, програмного забезпечення та наявної системи прийняття рішень (стратегічного та оперативного планування). Значну частину виявлених проблем можна розв'язати математичними методами, що вимагає розроблення системних моделей, швидкозбіжних методів і алгоритмів мінімальної складності та їхньої ефективної програмної реалізації тощо.

Другий розділ присвячений моделюванню нестационарних неізотермічних режимів руху газу на магістральних газопроводах з активними об'єктами. Запропоновано математичну модель масоперенесення в магістральних газопроводах з активними об'єктами. Для формування параметрів активних

об'єктів у магістральних газопроводах поставлені й розв'язані математичні задачі з крайовими умовами, залежними від параметрів потоку газу. Це пов'язано як із різнотипністю моделей газових потоків у трубопроводах та компресорних станціях, так і з існуванням систем автоматичного регулювання параметрів газових потоків, які компримуються компресорними станціями.

Запропоновано швидкі алгоритми розрахунку режимних параметрів роботи компресорних станцій для різних варіантів керування процесами масоперенесення в магістральних газопроводах. Проведені числові експерименти підтвердили адекватність математичної моделі нестационарного руху газу на ділянках газопроводу й можливість її використання для вирішення режимних диспетчерських задач. Проведено аналіз температурного режиму транспортування газу магістральними газопроводами та досліджено фактори впливу на його величину.

Запропоновано математичну модель масоперенесення в магістральних газопроводах з активними об'єктами. Досліджено вплив характеру крайових умов, параметрів ділянок газопроводу та параметрів методу на точність обчислення параметрів газового потоку, що забезпечило суттєве зменшення часу моделювання, не погіршуючи точність результатів. Забезпечено узгодження параметрів стаціонарних і нестационарних моделей масоперенесення, що дало змогу суттєво зменшити перехідний час стабілізації розрахунку параметрів газодинамічного процесу. Апробована алгоритмічна методика для аналізу та оцінки факторів впливу на величину розбалансу в системі. Проведені числові експерименти підтвердили адекватність математичної моделі нестационарного руху газу на ділянці газопроводу з усередненим коефіцієнтом гідравлічного опору й можливість її використання для вирішення режимних диспетчерських задач.

У третьому розділі розглянуто газотранспортну систему зі складною технологічною схемою, яка включає об'єкти із моделями, які мають різнотипне математичне представлення. Розроблено та реалізовано метод аналізу таких систем. Результати проведених досліджень свідчать, що

запропонований метод забезпечує стійкий розрахунок параметрів газових потоків для мереж зі складною технологічною структурою, а також із ділянками, які значно різняться за довжиною, діаметром та витратою газу.

У розділі запропоновано: модель структури ГТС у термінах теорії графів, яка включає всі технологічні об'єкти, що беруть участь у транспортуванні, розподіленні та зберіганні газу; алгоритмічне та програмне забезпечення, яке максимально адаптоване для роботи зі схемами газотранспортних систем і забезпечує створення, виділення підсистем за заданими ознаками, синтезу та редагування технологічних схем певних системних об'єктів та схеми ГТС загалом; алгоритмічне забезпечення аналізу схем, інтерпретації результатів моделювання та автоматизації побудови математичної моделі за умови постійної зміни крайових умов та топології структури ГТС; мережний варіант математичної моделі газотранспортної системи та чисельний варіант її реалізації; адаптивний метод реалізації математичної моделі для забезпечення його стійкості та швидкості отримання результату.

Четвертий розділ присвячений побудові системи формування параметрів керування перехідними режимами роботи основних магістральних газопроводів.

Газотранспортній системі як об'єкту керування властиво: постійна зміна структури системи, яка призводить до зміни моделі системи; зміна параметрів керування часто супроводжується зміною моделі системи; значна частина крайових умов формується в процесі реалізації керування, тобто вони залежать як від стану системи, так і прийнятого керування системою; на керування впливає як регламент роботи системи, який встановлений заздалегідь, так і регламент роботи об'єктів, що формується в процесі функціонування системи; на параметри поточного розподілу впливають: самоорганізуючі газодинамічні процеси, процеси дискретної дії (зміна топології системи, включення / виключення компресорних станцій і певних газоперекачувальних агрегатів), а також зовнішні фактори (зміна температури повітря, ґрунту, параметрів газу на зовнішніх входах та виходах системи);

ресурс керування постійно змінюється й часто його недостатньо для переведу системи в глобальний оптимальний режим, для реалізації повного потенціалу оптимізації; постійна зміна зовнішніх впливів вимагає постійного формування оптимальних режимів і не завжди траєкторія руху системи, яка сформована на основі оптимального планування режимів є оптимальною траєкторією функціонування системи; розмірність системи породжена великою кількістю технологічних об'єктів, їхньою різнотипністю моделей та значним часовим інтервалом моделювання; взаємодія швидких та повільних процесів різної фізичної природи.

У розділі наведено: постановку задачі керування перехідними режимами; критерії якості керування; структуру інформаційного забезпечення; розроблений адаптивний щодо зміни вхідних та крайових умов алгоритм формування параметрів керування потоками газу.

Запропонований алгоритм керування перехідними режимами забезпечує високий рівень автоматизації процесу розрахунку параметрів керування на прогностному часовому інтервалі зміни вхідних даних за заданими критеріями.

Розроблене алгоритмічне та на його основі і програмне забезпечення пройшло апробацію на реальних прикладах. Вони підтвердили правильність вибраного підходу щодо формування параметрів керування перехідними режимами роботи ГТС.

У н'ятому розділі проведено системний аналіз проблем, які виникають у процесі експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ), що і спонукали до пошуку шляхів їхнього вирішення. Основна проблема – відсутність високоефективних програмних інструментів для аналізу діючих режимів та формування, з високим рівнем автоматизації, процесу розв'язування великого набору взаємопов'язаних як інформаційно, так і технологічно, прогностичних оптимальних режимів, які б задовольняли всім основним обмеженням на параметри газових потоків у технологічних об'єктах ПСГ.

Для рішення наявних проблем побудовано інтегровану модель технологічного ланцюжка системи – пласт ПСГ – газопровід – відвід;

поставлено задачі моделювання, оптимізації, ідентифікації й обробки даних вимірів; розроблено методи й алгоритми розв'язування поставлених задач математичної фізики зі ступенем вірогідності й точності, які необхідні для оптимального керування роботою ПСГ. Крім цього, досліджено вплив: розподілених параметрів моделей (зокрема проникності) на розв'язки поставлених задач; динаміки режимів відбирання / нагнітання на економічні параметри експлуатації газосховищ; параметрів вибійних зон і пласту на основні динамічні експлуатаційні характеристики газосховищ.

Розроблені нестационарні моделі й методи аналізу технологічних об'єктів ПСГ дали можливість провести газогідродинамічні дослідження пластів і свердловин ПСГ. На основі цих результатів досліджено нелінійно розподілені характеристики пластів, вибійних областей свердловин, а також встановлено геометричні, колекторські, фільтраційні властивості пористих середовищ колекторів газу.

У шостому розділі запропоновано алгоритм заміщення частини буферного газу азотом у неоднорідних із геологічними розломами пластах Дашавського ПСГ. Заміщення буферного газу азотом відбувається в процесі фільтрації, яка супроводжується незначним змішуванням газів. Під час математичного моделювання процесу фільтрації вважали, що газодинамічні характеристики азоту та природного газу відрізняються незначно. Основна мета розв'язування задачі фільтрації азоту – знайти двовимірний нестационарний розподіл градієнта швидкостей поширення контура фільтрації азоту та об'єми витісненого азотом природного газу в робочу область свердловин ПСГ зі слабопроникних областей пласта–колектора.

Суттєвий вплив на зміну координат контура поширення азоту має процес відбирання / нагнітання природного газу наявними робочими свердловинами. Це забезпечує зменшення процесу змішування газів, нарощення відбирання природного газу та зменшення інтенсивності руху азоту в напрямку робочої зони. На контур поширення азоту можна, у певних межах, впливати: розподілом витрати азоту між наявними свердловинами та

темпом його нагнітання, темпом та розподілом між вибраними свердловинами відбирання природного газу. Деякий вплив має й синхронізація процесу нагнітання азоту з періодами відбирання / нагнітання газу в робочу зону пласта ПСГ.

У процесі розрахунку координат контура поширення азоту проводиться уточнення моделі фільтрації, що полягає в постійному уточненні газодинамічних та фільтраційних параметрів пластів– колекторів, та впливу наявної анізотропії пористого пласту.

Апробація розробленого математичного та програмного забезпечення проведена на реальних експлуатаційних даних ПСГ. Це підтвердило стійку роботу розробленого алгоритмічного забезпечення протягом багатьох сезонів нагнітання та відбирання природного газу з одночасним нагнітанням азоту.

Проведений аналіз результатів чисельних експериментів дав змогу оцінити запропоновані технологічні рішення процесу заміщення частини буферного газу азотом та уточнити алгоритм для роботи в умовах неповної визначеності параметрів об'єкта дослідження.

У цьому розділі наведено опис структури та функціонала програмних комплексів для моделювання масоперенесення в газотранспортних мережах та системах підземного зберігання газу.

Розроблена системна модель і на її основі розроблене математичне та програмне забезпечення, дали змогу поставити й ефективно розв'язати набір режимних задач, які виникають у процесі експлуатації ГТС та ПСГ. У процесі розроблення програмного комплексу враховано термогідравлічний зв'язок між усіма технологічними об'єктами, які беруть участь у транспортуванні, відбиранні та нагнітанні газу. Крім цього: забезпечено автоматизацію процесу адаптації моделей об'єктів системи до фактичного стану; враховано нормативні вимоги щодо роботи газосховищ; передбачено можливість порівняльного аналізу ефективності використання різного технологічного обладнання в процесі модернізації та реконструкції об'єктів ГТС та ПСГ.

Основний розрахунковий програмний комплекс GTS Calculation реалізований у середовищі розроблення програмного забезпечення Delphi. Також розроблено веб-застосунок GIMS, клієнтська частина реалізована у фреймворках Ionic, Angular на мові TypeScript, серверна частина – у фреймворку Phalcon на мові PHP. Для роботи з базами даних використано СКБД MySQL та Oracle.

Розроблене програмне забезпечення пройшло апробацію в процесі багаторічної експлуатації в диспетчерських, геологічних та інших службах АТ “Укртрансгаз”, ТОВ “Оператор газотранспортної системи України” та використовується для розрахунку режимів роботи підземних сховищ і газотранспортної систем для забезпечення добового балансування газу в ГТС України. Також розроблено багатофункціональне програмне забезпечення, яке дало змогу ефективно реалізувати багатомасштабні проекти в газовій галузі, зокрема, забезпечило оцінювання та обґрунтування багатьох передпроектних рішень, обсягів втрат газу унаслідок непрогнозованих нештатних ситуацій, які відбулися на об’єктах газової галузі України тощо. Крім цього, розроблені програмні інструменти використовувалися під час дослідження енергетичної ефективності експлуатації Дашавського ПСГ, потенціалу оптимізації ГТС України разом із фахівцями Rurgas Німеччина та фахівцями газогонів Нідерландів, економічної доцільності використання систем автоматичного керування компресорним обладнанням на магістральних газопроводах України разом зі спеціалістами фірми ССС США тощо.

Наведені результати обчислювальних експериментів на реальних режимних даних вимірювань підтвердили задовільну точність запропонованих системних моделей, достатню швидку збіжність реалізованих методів та задовільну складність розроблених алгоритмів.

Ключові слова: математичне моделювання, оптимізація, ідентифікація, оптимальне керування, фільтрація, газодинамічні процеси, чисельні методи, математичне та програмне забезпечення.

ABSTRACT

Prytula N. M. Mathematical modelling unsteady mass transfer in gas transmission networks and underground gas storage facilities. – Qualification scientific work as a manuscript.

The thesis for the degree of Doctor of Technical Sciences in speciality 01.05.02 – mathematical modelling and numerical methods. – Pidstryhach Institute for Applied Problems of Mechanics and Mathematics, National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, 2021.

The first section analyzes the problems that arise during the operation of the gas transmission system (GTS) and allowed to set a comprehensive set of control tasks for modeling, model parameter identification, mode planning and control of transients in complex gas transportation and storage systems.

The system requirements for the development of mathematical and software, which provide the development of control systems for mass transfer processes according to the specified quality criteria, are formulated. The development of domestic mathematical and software, which takes into account the peculiarities of the functioning and operation of the GTS of Ukraine, is substantiated.

The analysis of methodical, metrological, software and the existing decision-making system (strategic and operational planning) is carried out. A significant part of the identified problems can be solved by mathematical methods, which requires the development of system models, fast-converging methods and algorithms of minimal complexity and their effective software implementation, and so on.

The second section is devoted to the modeling of non-stationary non-isothermal modes of gas flow on main gas pipelines with active objects. A mathematical model of mass transfer in main gas pipelines with active objects is proposed. To form the parameters of active objects in the main gas pipelines, mathematical problems with boundary conditions depending on the gas flow parameters are set and solved. This is due to the variety of gas flow models in

pipelines and compressor stations, as well as the existence of systems for automatic control of gas flow parameters, which are compressed by compressor stations.

Fast algorithms for calculating the operating parameters of compressor stations for different control options for mass transfer processes in main gas pipelines are proposed. The performed numerical experiments confirmed the adequacy of the mathematical model of non-stationary gas movement in the sections of the gas pipeline and the possibility of its use for solving regime dispatching problems. The analysis of the temperature regime of gas transportation by main gas pipelines is carried out and the factors of influence on its value are investigated.

A mathematical model of mass transfer in main gas pipelines with active objects is proposed. The influence of the nature of boundary conditions, parameters of gas pipeline sections and parameters of the method on the accuracy of calculation of gas flow parameters was investigated, which provided a significant reduction in modeling time without compromising the accuracy of the results. The parameters of stationary and non-stationary models of mass transfer were coordinated, which made it possible to significantly reduce the transition time of stabilization of the calculation of the parameters of the gas-dynamic process. Proven algorithmic technique for analysis and evaluation of factors influencing the amount of imbalance in the system. The performed numerical experiments confirmed the adequacy of the mathematical model of non-stationary gas motion on the section of the gas pipeline with the average coefficient of hydraulic resistance and the possibility of its use for solving the control dispatch problems.

The third section discusses the gas transmission system with a complex technological scheme, which includes objects with models that have different types of mathematical representation. A method of analysis of such systems has been developed and implemented. The results of the research show that the proposed method provides a stable calculation of the parameters of gas flows for networks with a complex technological structure, as well as with areas that differ significantly in length, diameter and gas flow.

The section proposes: a model of the structure of the GTS in terms of graph theory, which includes all technological objects involved in the transportation, distribution and storage of gas; algorithmic and software that is maximally adapted to work with schemes of gas transmission systems and provides creation, selection of subsystems according to the set features, synthesis and editing of technological schemes of certain system objects and schemes of GTS in general; algorithmic support of circuit analysis, interpretation of modeling results and automation of mathematical model construction under the condition of constant change of boundary conditions and topology of GTS structure; network version of the mathematical model of the gas transmission system and numerical version of its implementation; adaptive method of implementing a mathematical model to ensure its stability and speed of obtaining the result.

The fourth section is devoted to the construction of a system for forming the control parameters of the transient modes of operation of the main main gas pipelines.

The gas transmission system as an object of control is characterized by: constant change in the structure of the system, which leads to a change in the system model; change of control parameters is often accompanied by change of system model; a significant part of the boundary conditions is formed in the process of implementation of control, ie they depend on both the state of the system and the accepted control of the system; management is influenced by both the rules of operation of the system, which is set in advance, and the rules of operation of objects, which is formed in the process of system operation; flow distribution parameters are influenced by: self-organizing gas-dynamic processes, discrete action processes (change of system topology, inclusion / exclusion of compressor stations and certain gas pumping units), as well as external factors (change of air, soil temperature, gas parameters at external inlets and outlets); management resource is constantly changing and often it is not enough to translate the system into a global optimal mode, to realize the full potential of optimization; constant change of external influences requires constant formation of optimal modes and not always the

trajectory of the system, which is formed on the basis of optimal planning of modes is the optimal trajectory of the system; the dimension of the system is generated by a large number of technological objects, their variety of models and a significant time interval of modeling; interaction of fast and slow processes of different physical nature.

The section provides: statement of the problem of control of transient modes; management quality criteria; structure of information support; an adaptive algorithm for forming gas flow control parameters has been developed that is adaptive to changes in input and boundary conditions.

The proposed control algorithm for transient modes provides a high level of automation of the process of calculating control parameters on the predicted time interval of change of input data according to the specified criteria.

Developed algorithmic and software based on it has been tested on real examples. They confirmed the correctness of the chosen approach to the formation of control parameters for transient modes of operation of the GTS.

The fifth section provides a systematic analysis of the problems that arise during the operation of underground gas storage facilities (UGS), which prompted the search for solutions. The main problem is the lack of highly effective software tools for analysis of existing modes and formation, with a high level of automation of the process of solving a large set of interconnected both informationally and technologically, predictive optimal modes that would satisfy all major constraints on gas flow parameters. UGS facilities.

To solve the existing problems, an integrated model of the technological chain of the system was built - UGS layer - gas pipeline - branch; tasks of modeling, optimization, identification and processing of measurement data are set; developed methods and algorithms for solving the problems of mathematical physics with the degree of probability and accuracy, which are necessary for optimal control of the UGS. In addition, the influence of: distributed parameters of the models (including permeability) on the solutions of the tasks; dynamics of modes of selection / injection on economic parameters of operation of gas storages; parameters of

downhole zones and formation on the main dynamic operational characteristics of gas storage facilities.

The developed non-stationary models and methods of analysis of underground storage facilities made it possible to conduct gas-hydrodynamic studies of underground storage layers and wells. Based on these results, the nonlinearly distributed characteristics of formations, downhole areas of wells were investigated, and the geometric, reservoir, and filtration properties of porous media of gas reservoirs were established.

In the sixth section, an algorithm for replacing part of the buffer gas with nitrogen in inhomogeneous with geological faults layers of the Dashavsky UGS is proposed. Replacement of the buffer gas with nitrogen occurs in the filtration process, which is accompanied by a slight mixing of gases. During the mathematical modeling of the filtration process, it was assumed that the gas-dynamic characteristics of nitrogen and natural gas differ slightly. The main goal of solving the nitrogen filtration problem is to find a two-dimensional nonstationary distribution of the velocity gradient of the nitrogen filtration circuit and the volumes of natural gas displaced by nitrogen into the working area of UGS wells from weakly permeable reservoir areas.

The process of extraction / injection of natural gas by existing working wells has a significant impact on the change in the coordinates of the nitrogen distribution circuit. This reduces the process of mixing gases, increasing the extraction of natural gas and reducing the intensity of nitrogen movement in the direction of the working area. The nitrogen distribution circuit can be influenced, within certain limits: by the distribution of nitrogen consumption between the available wells and the rate of its injection, the rate and distribution between the selected wells of natural gas extraction. The synchronization of the nitrogen injection process with the periods of gas extraction / injection into the working zone of the UGS formation also has some influence.

In the process of calculating the coordinates of the nitrogen distribution circuit, the filtration model is refined, which consists in constantly refining the gas-

dynamic and filtration parameters of reservoir formations and the influence of the existing anisotropy of the porous formation.

Approbation of the developed mathematical and software is carried out on real operational data of UGS. This confirmed the stable operation of the developed algorithmic software for many seasons of injection and extraction of natural gas with simultaneous nitrogen injection.

The analysis of the results of numerical experiments made it possible to evaluate the proposed technological solutions for the process of replacing part of the buffer gas with nitrogen and to refine the algorithm for operation in conditions of incomplete determination of the parameters of the object of study.

The seventh section describes the structure and functionality of software packages for modeling mass transfer in gas transmission networks and underground gas storage systems.

The developed system model and the mathematical and software developed on its basis, made it possible to set and effectively solve a set of regime problems that arise during the operation of the GTS and UGS. In the process of software development, the thermohydraulic connection between all technological objects involved in gas transportation, extraction and injection is taken into account. In addition: automation of the process of adaptation of models of system objects to the actual state is provided; regulatory requirements for the operation of gas storage facilities are taken into account; the possibility of comparative analysis of the efficiency of use of different technological equipment in the process of modernization and reconstruction of GTS and underground storage facilities is provided.

The main calculation software package GTS Calculation is implemented in the Delphi software development environment. The GIMS web application has also been developed, the client part is implemented in Ionic frameworks, Angular in TypeScript language, the server part - in Phalcon framework in PHP language. MySQL and Oracle databases are used to work with databases.

The developed software has been tested in the process of long-term operation in the control, geological and other services of JSC "Ukrtransgaz", LLC "Operator of the gas transmission system of Ukraine" and is used to calculate the modes of underground storage and gas transmission systems to ensure daily gas balancing in GTS Ukraine. Multifunctional software was also developed, which allowed to effectively implement large-scale projects in the gas industry, in particular, provided assessment and justification of many pre-design solutions, gas losses due to unforeseen abnormal situations that occurred at gas facilities in Ukraine and more. In addition, the developed software tools were used in the study of energy efficiency of Dashavsky UGS, the potential of optimization of GTS of Ukraine together with Rurgas Germany and the Netherlands, the economic feasibility of using automatic control systems for compressor equipment on main pipelines of Ukraine together with CCC.

The results of computational experiments on real regime measurement data confirmed the satisfactory accuracy of the proposed system models, sufficiently fast convergence of the implemented methods and satisfactory complexity of the developed algorithms.

Keywords: mathematical modelling, optimization, identification, optimal control, filtration, gas-dynamic processes, numerical methods, mathematical software.

Список публікацій здобувача

Наукові праці, у яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Математичне моделювання нерівноважних процесів у складних системах / Притула Н. та ін. Львів: Растр-7, 2019. 256 с.
2. Pyanylo Ya., Prytula M., Prytula N. Optimal control of Gas Flows in complicated Gas transmission Systems. *Information Technology in Selected areas of Management*. Krakow: AGN Technology of Science and Technology Press, 2018. P. 151–165.
3. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Development of software for analysis and optimization of operating modes of underground gas stores. *Technology Audit and Production Reserves*. 2018. Vol. 2, Issue 3 (40). P. 17–25. doi: <http://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.128574>.
4. Prytula N., Frolov V., Prytula M. Optimal scheduling of operating modes of the gas transmission system. *Mathematical modeling and computing*. 2017. 4 (1). P. 78–86.
5. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Mathematical modeling of operating modes of underground gas storage facilities. *Technology Audit and Production Reserves*. 2017. Vol. 4, No. 1 (36). P. 35–42. doi:10.15587/2312-8372.2017.109084.
6. Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземне зберігання газу (математичні моделі та методи). Львів: Растр-7, 2015. 266 с.
7. Трубопроводные системы энергетики: методические и прикладные проблемы математического моделирования / Притула Н. М. и др. Новосибирск: Наука, 2015. 476 с.
8. Prytula N. Mathematical modelling of dynamic processes in gas transmission. *Econtechmod. An international quarterly journal*. 2015. 4 (3). P. 57–63.
9. Prytula N. Calculation of underground gas storage operating model. *ANNALS of Faculty Engineering Hunedoara. International Journal of Engineering*. 2015. 13 (4). P. 123–126.
10. Притула Н. Математичні задачі аналізу режимів газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2015. № 826. С. 95–100.

11. Prytula N. M., Gryniv O. D., Dmytruk V. A. Simulation of nonstationary regimes of gas transmission system operation. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (2). P. 224–233.
12. Pyanylo Ya. D., Prytula M. G., Prytula N. M., Lopuh N. B. Models of mass transfer in gas transmission systems. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (1). P. 84–96.
13. Притула Н. М. Оптимізація режимів роботи газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 342–348.
14. Притула Н. Адаптивний алгоритм формування математичної моделі газотранспортної системи із змінною структурою. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 333–337.
15. Притула Н., Гринів О., Вечерік Р., Бойко Р. Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища (моделі, методи, числові експерименти). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 4. С. 32–39.
16. Притула Н. М., Притула М. Г., Шимко Р. Я., Гладун С. В. Розрахунок режимів роботи Більче-Волицько-Угерського підземного сховища газу (програмний комплекс). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 3. С. 36–41.
17. Притула Н. Математичне моделювання перехідних процесів у системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 169–172.
18. Притула Н. Задачі керування потоками в системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 375–382.
19. Притула Н. Математичні моделі заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2011. Вип. 14. С. 115–123.
20. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Про оптимальні режими роботи багатониткових магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 719. С. 256–261.

21. Притула Н., Притула М., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 694. С. 395–401.
22. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Тепловий режим транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 234–239.
23. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання нестационарних режимів газових мереж. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 128–132.
24. Боярин І., Боровий Р., Гринів О., Притула Н., Ямнич В. Оптимізація роботи багатоцехових компресорних станцій з різнотипними газоперекачуючими агрегатами. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 672. С. 326–335.
25. Притула Н., Притула М., Боровий Р., Химко О. Математична модель Більче-Волицького сховища газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 192–198.
26. Притула Н., Гринів О., Химко О. Розрахунок динаміки зміни об'єму акумульованого газу в газотранспортній системі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 60–63.
27. Притула Н., Гринів О. Моделювання компресорних станцій з прилеглими ділянками газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 213–219.
28. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математичне моделювання та оптимізація сумісної роботи газосховищ. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 243–248.
29. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математична модель сумісної роботи газосховищ. Постановка задач. *Вісник Національного університету "Львівська*

політехніка". *Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 193–197.

30. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Паливно-енергетичні затрати на транспортування. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 128–132.

31. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 216–222.

32. Притула Н., Притула М., Гринів О., Ямнич В., Химко О. Система розробки технологічних схем магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 279–285.

33. Спосіб визначення оптимальної роботи свердловин у сукупності з роботою інших свердловин і, відповідно, підземного сховища газу: пат. 39628 Україна: № u200809014; заявл. 09.07.08; опубл. 10.03.09, бюл. № 5.

34. Дацюк А., П'янило Я., Притула М., Притула Н., Землянський Б. Аналіз нестационарного процесу руху газу в трубопроводі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2009. № 638. С. 152–156.

35. Клюк Б. О., Вечерик Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземні сховища газу в системі забезпечення ефективної експлуатації газотранспортної системи: проблеми розвитку й експлуатації. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 6. С. 7–10.

36. П'янило Я. Д., Притула М. Г., Притула Н. М. Математичні моделі неусталеного руху газу в об'єктах газотранспортних систем. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2006. Вип. 4. С. 69–77.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

37. Притула Н., Притула М. Синтез оптимального керування динамічними процесами в газотранспортних системах. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання: матеріали міжнар. науково-практичної конф.* (Івано-Франківськ, 14–19 травня 2018 р.). Івано-Франківськ. 2018. С. 311–314.

38. Притула Н. М, Притула М. Г. Методи аналізу та синтезу потоків різної природи на зважених графах. *7-ма міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 10–15 вересня 2018 р.). Харків: ХНУРЕ. 2018. С. 128–131.
39. Притула Н. М., Притула М. Г., Фролов В. А. Керування активними об'єктами в складних системах транспортування та зберігання газу. *XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління "АВТОМАТИКА-2017"*: тези доп. (Київ, 13–15 вересня 2017 р.). Київ. 2017. С. 100–101.
40. Притула Н., Гринів О., Притула М. Інформаційно–аналітична система для оптимального планування режимів роботи підземних сховищ газу. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.). Івано-Франківськ. 2017. С. 410–413.
41. Притула Н., Фролов В., Притула М. Оптимальне планування режимів роботи складних газотранспортних систем. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.). Івано-Франківськ. 2017. С. 414–417.
42. Притула Н. М., Гринів О. Д., Притула М. Г. Оптимальне планування роботи підземних газосховищ України (програмний комплекс). *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 198–199.
43. Фролов В. А., Притула Н. М., Гринів О. Д. Потенціал оптимізації режимів газотранспортної системи. *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи і технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 200–201.
44. Притула Н. М, Притула М. Г. Оптимальні параметри керування потоками газу в трубопровідних системах зі складною технологічною схемою. *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 202–203.
45. Притула Н. М. Моделі та методи формування та актуалізації інформаційних ресурсів для систем диспетчерського керування потоками в газотранс-

портних системах. *5-та міжнародна науково-технічна конференція “Інформаційні системи й технології”*: тези доп. (Харків, 12–17 вересня 2016 р.). Харків: Друкарня Мадрид. 2016. С. 67–68.

46. Притула Н. Оптимізація усталених режимів транспортування газу. *Математичні проблеми механіки неоднорідних структур*: зб. наук. праць [матеріали міжнар. наукової конф. Львів, 15–19 вересня 2014 р.]. 2014. С. 387–388.

47. Вавричук П. Г., Притула Н. М. Моделювання процесу руху газоводяного контакту в процесі відбирання газу з підземних сховищ. *V Всеукраїнська наукова конференція “Нелінійні проблеми аналізу”*: тези доп. (Івано-Франківськ, 19–22 вересня 2013 р.). Івано-Франківськ: вид-во Прикарп. нац. ун-ту ім. В. Стефаника. 2013. С. 13–14.

48. Притула Н., П’янило Я., Притула М. Задачі масопереносу в газоносних пористих середовищах. 8-ма Міжнародна конференція “Пористі матеріали. Теорія й Експеримент” (INTERPOR 12): тези доп. (Львів – Брюховичі, 18–21 вересня 2012 р.). Львів. 2012. С. 96–98.

49. Притула Н. М., Притула М. Г., Ямнич В. І., Боярин І. П. Оптимізація режимів транспортування газу. *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН)*: зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]. 2012. С. В. 13–В. 14.

50. Притула Н. М., Притула М. Г., Гринів О. Д. Математичне моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів на підземних сховищах газу (програмний комплекс). *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН)*: зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]. 2012. С. В.15–В.16.

51. Притула Н., Притула М., П’янило Я. Управління транспортом газу в умовах невизначеності. *15 міжнародна конференція “Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)”*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 130–131.

52. Притула Н., Притула М., П’янило Я. Управління режимами роботи підземних газосховищ в умовах невизначеності. *15-та міжнародна конференція “Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)”*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 132–133.

ЗМІСТ

	С.
Вступ	27
Розділ 1 Системний аналіз проблеми моделювання і чисельного аналізу нестационарних режимів роботи газотранспортних систем	38
1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження.....	38
1.2. Аналіз систем моделювання нестационарних режимів роботи газотранспортних систем	42
1.2.1 Програмний комплекс SIMONE	44
1.2.2 Програмний комплекс PSI Ganesi	44
1.3 Аналіз проблем та методів розрахунку нестационарних режимів складних систем магістральних газопроводів	46
1.4 Моделювання фільтраційних процесів у пластах-колекторах.....	53
1.4.1 Аналіз зарубіжних програмних комплексів	55
1.4.2 Функціональність програмних комплексів фірми Schlumberger	57
1.4.3 Проблеми заміни частини буферного газу азотом або вуглекислим газом у підземних сховищах газу	59
1.5 Аналіз математичних проблем розроблення ефективних систем керування газодинамічними процесами в ГТС.....	61
1.6. Основні задачі розрахунку термогідрравлічних параметрів складної газотранспортної системи в умовах її нестационарної роботи.....	62
1.7 Основні задачі диспетчерського керування	65
1.8. Висновки до першого розділу	70
Розділ 2 Моделювання масоперенесення в магістральних газопроводах.....	71
2.1 Модель нестационарного неізотермічного режиму руху газу в трубопроводі із зосередженими відборами та надходженнями газу.....	72
2.2 Формулювання крайової задачі. Дослідження моделі	74
2.3 Використання математичного моделювання нестационарних процесів	79
2.3.1 Розрахунок об'єму акумульованого газу на ділянці газопроводу	79

	23
2.3.2 Розроблення алгоритмів діагностики витоків.....	84
2.3.3 Дослідження впливу точності ідентифікації параметрів моделі на параметри потоку газу	88
2.4 Моделювання компресорних станцій із прилеглими ділянками газопроводів.....	91
2.4.1 Модель компресорної станції	91
2.5. Моделювання режимів роботи за змінної потужності КС	97
2.6. Моделювання роботи багатоцехових компресорних станцій на багатониткових магістральних газопроводах	97
2.7 Тепловий режим транспортування газу.....	99
2.7.1 Розрахунок розподілу температури газу на ділянці газопроводу.....	100
2.7.2. Розрахунок розподілу температури газу в системі газопроводів	101
2.8 Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах	106
2.8.1 Моделювання роботи запірної арматури.....	109
2.9 Розрахунок режиму роботи магістрального газопроводу	116
2.10 Висновки до другого розділу	120
Розділ 3 Математичне моделювання масоперенесення в газотранспортних мережах.....	121
3.1 Модель структури газотранспортної системи	121
3.2 Параметричне представлення моделей основних технологічних об'єктів	128
3.3. Система редагування технологічних схем для формування розрахункових схем із врахуванням наявних крайових умов. Алгоритм побудови розрахункових схем.....	131
3.4. Моделювання нестационарних режимів газових мереж	137
3.5. Результати чисельних експериментів	142
3.6 Висновки до третього розділу	147
Розділ 4 Математичні проблеми керування перехідними режимами роботи газотранспортних мереж.....	149
4.1. Основні поняття та проблеми	152

	24
4.2 Інформаційне забезпечення задач керування	153
4.2.1 Структура інформаційного забезпечення.....	154
4.3 Загальна математична постановка задачі керування	161
4.3.1 Регламент зміни стану основних технологічних об'єктів	162
4.3.2 Формулювання задач	166
4.3.3 Основні модулі системи формування керування	167
4.4. Система оптимального планування	169
4.4.1 Алгоритм керування перехідним режимом роботи магістрального газопроводу.....	173
4.4.2 Керування режимами роботи основних магістральних газопроводів	178
4.5. Висновки до четвертого розділу	184
Розділ 5 Математичне моделювання масоперенесення в системах підземного зберігання газу	185
5.1 Об'єкт дослідження	186
5.2 Аналіз технологічних процесів.....	191
5.3 Математична модель фільтрації газу в пластах-колекторах та його підтоку до вибою свердловин.....	192
5.3.1 Математична модель фільтрації газу в пластах-колекторах	192
5.3.2 Модель підтоку газу до вибійної зони свердловини	194
5.4 Математична модель технологічного ланцюжка "вибійні зони свердловин –газозбірний пункт"	197
5. 5. Проблеми створення гідродинамічної моделі.....	200
5.6 Моделювання роботи підземних сховищ газу	204
5.6.1 Числова модель фільтрації газу в пластах колекторах	205
5.6.2 Розрахунок підсистеми – вибійна зона – свердловини- система збору газу – газозбірний пункт.....	206
5.6.3 Ідентифікації параметрів моделей газових потоків у технологічних об'єктах	208
5.7 Розрахунок параметрів режимів роботи підземного сховища газу	210
5.8 Числові експерименти на реальних даних	211

5.8.1 Аналіз ефективності реконструкції Більче-Волицького ДКС.....	211
5.8.2 Розрахунок пропускарної здатності технологічних об'єктів та пікових характеристик.....	214
5.8.3 Розрахунок відбирання частини буферного газу на Більче-Волицькому-Угерському ПСГ	217
5.8.4 Аналіз процесу розгерметизація системи на ПСГ	220
5.9 Основи задачі експлуатації ПСГ	221
5.10 Висновки до п'ятого розділу	225

Розділ 6. Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища.....	226
6.1 Фізичний об'єкт дослідження (пласт – колектор).....	228
6.2 Математична модель процесу фільтрація	231
6.2.1 Математична модель дифузії газу.....	232
6.3 Формулювання задач	233
6.3.1 Задача ідентифікації.....	233
6.3.2 Задача заміщення буферного газу.....	234
6.4 Алгоритм розрахунку координат контура поширення азоту	238
6.5 Чисельні експерименти	240
6.5.1 Проблеми адаптації параметрів моделей технологічних об'єктів ПСГ	242
6.6 Моделювання процесу нагнітання азоту.....	245
6.7 Розрахунок координат контура поширення азоту	247
6.8. Висновки до шостого розділу.....	251

Розділ 7. Опис структури та функціоналу програмних комплексів для моделювання масоперенесення в газотранспортних мережах та системах підземного зберігання газу	252
7.1 Математичне та програмне забезпечення	254
7.2 Аналіз математичного та програмного забезпечення	257
7.3 Інформаційні моделі. АРМ технологічних схем	260
7.4 Якісна та кількісна характеристика програмних модулів	262

7.4.1 Розрахунок нестационарних (динамічних) режимів. Характеристика програмного модуля	264
7.4.2 Система формування параметрів керування потоками газу	264
7.4.3 Математичне та програмне забезпечення підземних сховищ газу	265
7.5 Розроблення інтелектуальної автоматизованої системи диспетчерського керування Дашавським ПСГ	265
7.6 Функціональність системи диспетчерського керування Дашавським ПСГ	269
7.7. Висновки до сьомого розділу	282
Основні результати та висновки	283
Список використаних джерел	287
Додаток А Впровадження результатів досліджень	302
Додаток Б Список публікацій здобувача та відомості про апробацію	304

ВСТУП

Актуальність теми. Подальше зростання ефективності транспортування, зберігання та розподілення газу безпосередньо пов'язане з моделюванням як певних складових, так і технологічного процесу загалом. Моделювання допомагає раціонально організувати технологічні операції, знаходити оптимальні режими їхнього функціонування, здобувати нові знання про об'єкт, уникаючи можливої небезпеки від безпосереднього контакту з ним. Дослідження системи транспортування та зберігання газу передбачає встановлення умов реалізації технологічних процесів із метою забезпечення заданого рівня якості надання послуг споживачам газу за умови мінімальних витрат паливних та енергетичних ресурсів. Основними задачами, які необхідно в такому разі вирішувати, є підвищення ефективності функціонування систем, оптимізація технологічних процесів за обмежених ресурсів тощо. Складність цих задач полягає в тому, що виконання таких вимог як, наприклад, підвищення якості транспортування, зберігання, розподілення газу та зменшення на це витрат є результатом досягнення певного техніко-економічного компромісу. У сучасних умовах постійно змінних обсягів транспортування і споживання газу та інформаційних потоків, прийняття рішень відбувається за дефіциту часу. Ціна помилки оцінювання ситуації, особливо в умовах неперервності процесів транспортування та експлуатації підземних сховищ газу, стає неприйнятно великою. Для того, щоб уникнути, або значно знизити ймовірність такої помилки, диспетчерським службам потрібно приймати рішення, спираючись не тільки на знання виробничо-технологічних процесів, але й на прикладні методи в галузі математичного моделювання, дослідження операцій, системного аналізу, теорії прийняття оптимальних рішень тощо. Виробничо-технологічні процеси в газовій галузі у всій різноманітності їхніх проявів мають низку спільних характерних ознак. Найважливішими з них є такі: структурна складність та багатофакторність; ієрархічність, яка проявляється в існуванні вертикальної підпорядкованості

певних технологічних етапів та структурних підрозділів; тісний інформаційний та функціональний зв'язок між суб'єктами ієрархії; функціональна визначеність як певних технологічних операцій, так і всього виробничого процесу загалом; динамізм, проявом якого є постійні зміни в технологічному середовищі як детерміновані (визначені), так і стохастичні (випадкові); регулювання та саморегулювання, що забезпечує знаходження параметрів технологічних процесів у межах заданої визначеності.

Зв'язки між певними складовими технологічної системи описуються за допомогою переважно диференціальних рівнянь. Ці рівняння утворюють систему, яка пов'язує множину вхідних та вихідних параметрів газу із множиною факторів, внутрішніх параметрів та зовнішніх впливів. Вибір математичного апарату для опису технологічних систем залежить від складності об'єкта моделювання, точності представлення результатів, апаратних можливостей дослідника, практичної доцільності, швидкості отримання результату тощо.

Газотранспортна система (ГТС), в об'єктах якої проходять динамічні процеси, які мають різну фізичну природу, є об'єктом керування. Фізична природа газу дає змогу в широких діапазонах змінювати його параметри – тиск, температуру, об'єм тощо. У зв'язку з цим, газодинамічні процеси, які проходять в об'єктах системи, описуються складними математичними залежностями. Нелінійність газодинамічних процесів, які розвиваються на значних просторових і часових вимірах, слабка прогнозованість вхідних параметрів, суттєвий вплив зовнішніх чинників та недостатнє метрологічне забезпечення суттєво ускладнюють як постановку, так і розв'язування задач аналізу, оптимізації та синтезу параметрів керування потоками газу. Ефективність розв'язування задачі синтезу параметрів керування потоками газу пов'язана з якістю розв'язування задач оперативного диспетчерського планування режимів. Газотранспортна система України працює в умовах неповної завантаженості її потенціалу, у непроєктних режимах, як за напрямками руху газу (реверсне постачання газу), так і завантаженості основних експортних магістральних газопроводів, у неможливості повною мірою використовувати

потенціал газосховищ. Крім цього, ГТС вимагає комплексної реконструкції за умов нестабільності та слабо прогнозованих сценаріїв її завантаження в близькій та далекій перспективі. Процеси, які відбуваються в системі в згаданих умовах є недостатньо вивченими. Виник цілий клас нових задач – оптимального планування режимів роботи в непроектних режимах, мінімізації обмежених ресурсів на реконструкцію ГТС, формування оптимальних параметрів керування газодинамічними та фільтраційними процесами.

Підземні сховища газу (ПСГ) у складі газотранспортної системи України забезпечують ліквідацію сезонного дисбалансу газу в системі газопостачання України. На роботу ГТС і ПСГ суттєво впливає багато факторів. Серед основних треба виділити нерівномірність як за відбиранням, так і нагнітанням газу. Це істотно впливає на основні режимні параметри роботи як ГТС, так і газосховищ. Підземні сховища газу забезпечують не лише стійку й надійну експлуатацію газотранспортної системи, а також є важливим фактором оптимізації розподілу потоків у ГТС.

Для реалізації наявного потенціалу енергозбереження в ГТС України, який пов'язаний із розробленням і впровадженням інформаційних, модельюючих, оптимізуючих і систем прийняття рішень вимагає постановки задач, розроблення швидкозбіжних методів та мінімальної складності алгоритмів. Проблеми розрахунку нестационарних режимів транспортування та розрахунку параметрів оптимального керування потоками газу, як математичних проблем, на сьогодні вирішені в недостатній мірі, як із погляду побудови моделей, так і методів розв'язування нелінійних систем із різнотипним математичним представленням моделей газових потоків у технологічних об'єктах.

Метою дисертаційної роботи є розроблення й аналіз моделей, методів і алгоритмів розрахунку прогнозованих режимів та формування оптимальних параметрів керування фільтраційними потоками в неоднорідних пористих середовищах та потоками газу в магістральних газотранспортних системах зі складною структурою її технологічної схеми, зважаючи на реальний стан

технічного, метрологічного, інформаційного забезпечення, нестационарної роботи системи транспортування газу, неповноти інформаційного забезпечення комплексу диспетчерських задач усіх рівнів. Досягнення мети роботи передбачає:

- проведення дослідження нестационарних математичних моделей газодинамічних потоків у технологічних об'єктах та фільтраційних потоків у природних пористих середовищах для забезпечення їхньої адекватності в області зміни параметрів реальних процесів;

- розроблення нестационарної математичної моделі газотранспортної системи з активними об'єктами із дискретно-неперервною зміною їхньої потужності та складною структурою її технологічної схеми і змінними крайовими умовами;

- формулювання задачі розрахунку параметрів потоків газу в газотранспортних системах зі складною структурою технологічної схеми за умов постійної зміни крайових умов та топології її структури;

- створення адаптивних методів і алгоритмів стійкого розв'язування систем нелінійних диференціальних рівнянь із частинними похідними;

- розроблення швидких методів розв'язування фільтраційних рівнянь із зосередженими джерелами для неоднорідних пористих середовищ із геологічними розломами;

- створення стійких методів розв'язування некоректних задач математичної фізики з рухомими границями, які виникають у процесі витискування одного газу іншим у неоднорідних пористих середовищах;

- розроблення методів та алгоритмів знаходження оптимальних параметрів керування газодинамічними процесами в реальних технологічних межах зі змінною топологією технологічної схеми.

Об'єкт дослідження: газодинамічні та фільтраційні процеси в технологічних об'єктах транспортування та зберігання газу.

Предмет дослідження: нестационарні математичні моделі фільтрації та руху газу в технологічних об'єктах, у групах технологічно поєднаних

об'єктах, зі змінними крайовими умовами та змінною топологією технологічних схем, чисельні методи й алгоритми розв'язування задач математичної фізики для оптимізації, прогнозування та формування параметрів керування розподілом потоків за заданими критеріями.

Методи досліджень. Процеси руху газу в складних системах трубопровідного транспорту та його фільтрації в неоднорідних пористих середовищах описуються, здебільшого, нелінійними рівняннями та системами зі змінними моделями та крайовими умовами. Немає або вивчені недостатньо чисельні методи й алгоритми розв'язування таких систем, які б надійно і швидко працювали у всій області технологічності процесів. Тому для знаходження параметрів розподілу потоку газу запропоновано адаптивні чисельні ітераційні методи розв'язування задач математичної фізики.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами і темами. Дослідження за темою дисертації проводилися відповідно до планових науково-дослідних робіт Центру математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки й математики НАН України ім. Я. С. Підстригача, у яких автор виступав як виконавець. Матеріали дослідження використовувались під час розроблення науково-дослідних тем: "Нестационарні задачі фільтрації газу в неоднорідних пористих середовищах в газовому і водонапірному режимах із зосередженими джерелами і стоками" (№ д/р 0107U000356, 2007–2011 рр.); "Розроблення підсистеми оперативного планування динамічних режимів роботи магістральних газопроводів для автоматизованого диспетчерського керування потоками газу в газотранспортній системі України" (№ д/р 0110U004141, 2010 р.); "Розроблення та дослідження математичних моделей процесів деформування та переносу в неоднорідних середовищах з урахуванням локальної структури та зосереджених джерел і стоків" (№ д/р 0111U009748, 2012–2016 рр.); "Математичне моделювання нестационарної фільтрації газу в неоднорідних пористих середовищах з рухомими границями розділу газ – вода"

(№ д/р 0114U003285, 2014 р.); "Моделювання процесів масопереносу в складних мережевих структурах для визначення оптимальних параметрів керування динамічними режимами" (№ д/р 0115U006878, 2016–2018 рр.); "Математичне та комп'ютерне моделювання зв'язаних процесів різної фізичної природи в об'єктах складної внутрішньої структури й топології та створення програмного забезпечення" (№ д/р 0117U006866, 2018–2020 рр.).

Наукова новизна одержаних результатів полягає в такому:

- уточнено математичну модель нестационарного неізотермічного режиму транспортування газу в ГТС зі складною технологічною структурою та об'єктами із різнотипними моделями газових потоків, яка відрізняється від відомих включенням моделей усіх технологічних об'єктів без їхнього спрощення, які беруть участь у транспортуванні та зберіганні газу, що дало змогу більш адекватно описати процеси транспортування, зберігання й розподілу потоків газу та оцінити їхній вплив на режимні параметри роботи об'єктів ГТС;

- запропоновано математичні постановки задач математичного моделювання нестационарних неізотермічних режимів транспортування, зберігання та розподілення природного газу в ГТС, які відрізняються від відомих математичною моделлю, повнотою врахування технічних та технологічних обмежень на параметри газових потоків та способом формування природних крайових умов, що суттєво розширило можливості постановок конкретних задач математичного моделювання й забезпечило єдиність їхнього розв'язку;

- уперше розроблено адаптивний алгоритм, який забезпечує суттєве збільшення стійкості методу скінченних елементів та значно зменшує час знаходження розподілених параметрів потоків газу, способом часткового редагування технологічної схеми без зміни її певних топологічних властивостей і, який відрізняється від відомих методів еквівалентування (заміни складних підсистем на простіші) повною алгоритмізацією (автоматизацією) процесу редагування та формування моделі системи (системи рівнянь),

розв'язки якої за точністю є співмірними із розв'язками вихідної немодифікованої системи у разі їхнього стійкого розв'язування;

- удосконалено методи та алгоритми, які поєднують методи математичної фізики та комбінаторної оптимізації, розв'язування задач зі змінними крайовими умовами, із зосередженими та розподіленими параметрами, дискретними та неперервними впливами і, які не вимагають суттєвого спрощення технологічних схем ГТС і ПСГ;

- уперше поставлено та розв'язано вичерпний набір прямих й обернених оптимізаційних задач диспетчерського керування режимами роботи підземних сховищ газу як єдиною гідравлічною системою без спрощення її технологічної схеми;

- розроблено швидкозбіжний метод знаходження розподілених параметрів газу в процесі його фільтрації в неоднорідних пластах – колекторах із врахуванням розрідженості матриць систем рівнянь (незначну наповненість ненульовими елементами матриць систем рівнянь), що дало змогу поставити та розв'язати задачі ідентифікації параметрів моделей та оптимізації режимів нагнітання та відбирання газу на значних часових інтервалах роботи газосховищ;

- уперше запропоновано алгоритми стійкого розв'язування задач витіснення газ – газ у неоднорідних пористих середовищах, що забезпечило проведення чисельних експериментів на значних часових інтервалах для оцінювання динаміки зміни параметрів контура (межі розділення різних типів газу) поширення газу в пласті–колекторі та оцінювання обсягів витісненого газу, який проявився в робочій зоні роботи свердловин;

- уперше сформульовано задачу розрахунку оптимальних параметрів керування потоками газу для газотранспортних систем зі складною технологічною схемою, активними об'єктами і з урахуванням технічних та технологічних обмежень;

- запропоновано алгоритми та методи розрахунку параметрів керування потоками, які забезпечують формування регламенту роботи

технологічних об'єктів та мінімізують паливно-енергетичні затрати на транспортування газу;

- подальшого розвитку набули методи та алгоритми розв'язування актуальної проблеми – автоматизації наукових досліджень математико-комп'ютерних моделей функціонування складних трубопровідних систем та систем зберігання газу. Розроблено ефективні інструменти, які забезпечують: проведення обчислювальних експериментів в усій області технологічності об'єктів і за її межами; аналіз ступеню реалізації наявного потенціалу оптимізації режимів; оцінювання передпроектних рішень та доцільності реконструкції технологічних об'єктів за техніко-економічними показниками тощо.

Достовірність отриманих результатів забезпечується строгістю постановок задач, гарантованою збіжністю запропонованих методів і мінімальною складністю розроблених алгоритмів та багаторічною апробацією на реальних замірних даних у реальних діапазонах зміни режимних параметрів. Усе розроблене математичне забезпечення програмно реалізоване та інтегроване з інформаційним диспетчерським забезпеченням і апробоване в процесі проведення чисельних експериментів.

Практичне значення отриманих результатів. У роботі запропоновано нестационарну модель газотранспортної системи та систем зберігання газу, методи й алгоритми розв'язування відповідних систем нелінійних рівнянь. Це дало можливість розраховувати параметри розподілу потоків газу в реальних газотранспортних системах та параметри фільтраційних потоків у пористих середовищах на значних інтервалах часу з точністю, необхідною для прийняття обґрунтованих рішень. Результати досліджень використано в розробленнях математичного забезпечення та програмних комплексів для розв'язування практичних задач, а саме:

- розроблено математичне та програмне забезпечення розрахунку прогнозних нестационарних режимів роботи ГТС зі змінними крайовими умовами та змінною топологією технологічної схеми ГТС та з високим

ступенем автоматизації побудови моделі системи транспортування газу й розв'язуванням режимно-технологічних задач (Об'єднане диспетчерське управління АТ "Укртрансгаз", відділ оптимізації режимів транспорту газу і перспективного розвитку ГТС);

- розроблено математичне та програмне забезпечення для моделювання та оптимізації газодинамічних та фільтраційних процесів, які проходять в об'єктах ПСГ і забезпечують розв'язування повного набору режимних прямих та обернених задач на етапах нагнітання та відбирання газу;

- розроблено комплекс програм оптимального балансування газопотоків у системі магістральних газопроводів газотранспортної системи в нестационарних умовах її роботи та формування параметрів керування потоків у технологічних областях її роботи.

До дисертації додаються акти про використання результатів прикладних досліджень і експлуатації комплексів програм розрахунку та оптимізації газопотоків у газотранспортній системі України.

Результати дисертаційної роботи дали змогу успішно реалізувати низку проєктів у співпраці зі співробітниками Філії "Науково-дослідного інституту транспорту газу" АТ "Укртрансгаз", серед них:

- Розроблення програмного комплексу для проведення оперативних і прогнозних розрахунків режимів роботи Більче-Волицького ПСГ (робота № 2.2.27–11/2020 від 12.12.2019 № 2/2020);

- Розроблення програмного комплексу для аналізу, моделювання та прогнозування режимних параметрів Дашавського ПСГ, інтегрованого з наявними системами автоматики (робота № 2.2.19–12/2019–2020 від 28.12.2018 № 2/2019);

- Розроблення програмного комплексу автоматизації процесів формування ефективних рішень щодо диспетчерського керування газовими потоками для основних газопроводів ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" (робота № 1.1.4–10/2016–2017);

- Аналіз факторів впливу на точність розрахунку балансу газу в системі ГТС ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" (робота № 1.6.15–11/2015–2016);

- Розроблення моделюючого комплексу для оптимального планування режимів роботи ПСГ, груп технологічно поєднаних ПСГ та їх роботи сумісно з ГТС (робота № 1.6.14–11/2015–2016);

- Моделюючі та оптимізуючі програмні комплекси для планування і прогнозування роботи Угерського (14–15 гор.), Олишівського, Солохівського, Кегічівського, Краснопопівського та Вергунського ПСГ (№ 1112011333 від 15.12.2011 р.);

- Розроблення системи формування оптимального керування потокорозподілом у газотранспортній системі ДК "Укртрансгаз" (робота № 116–153 від 09.03.2006 р.);

- Розрахунок та математичне моделювання параметрів процесу заміщення природного газу азотом у пластах ПСГ (робота № 110ТР-274 від 22.07.2010 р.).

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідалися та обговорювалися на: Міжнародній науково-технічній конференції "Комп'ютерні технології підтримки прийняття рішень в диспетчерському керуванні газотранспортними і газовидобувними системами" (Москва, 2012); V науково-практичній конференції "Математичне та імітаційне моделювання систем" (Київ, 2010); Міжнародній конференції "Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук" (Львів, 2012); 3-ій Міжнародній науково-технічній конференції "Комп'ютерні науки та інформаційні технології" (CSIT 2008) (Львів, 2008); Науково-технічній конференції "Інформаційні системи і технології в енергетиці" (Ялта, 2011); Симпозіумі "Пористі матеріали – теорія і експеримент" (INTERPOR 12) (Львів, 2012); 15-й Міжнародній конференції "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"; V Всеукраїнській науковій конференції "Нелінійні проблеми аналізу" (Івано-Франківськ, 2013); IX Міжнародній науковій конференції "Математичні проблеми механіки неоднорідних структур" (Львів, 2014); Конференції молодих учених "Підстригачівські читання – 2014" (Львів, 2014); XXIV Міжнародній конференції з автоматичного управління "АВТОМАТИКА-2017" (Київ, 2017); Міжнародній науково-практичній конференції "Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання" (Івано-

Франківськ, 2018); VII науково-технічній конференції "Інформаційні системи і технології ICT-2018" (Харків-Коблево, 2018).

Результати дослідження, як і розроблені програмні комплекси продемонстровано та обговорено на спільних форумах ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" зі спеціалістами фірм світових лідерів у галузі розроблення моделюючих комплексів – SIMONE, GENESIS, PSI (Німеччина), CCC (США), Schlumberger, на семінарах Об'єднаного диспетчерського управління, управління експлуатації та реконструкції компресорних станцій, управління підземного зберігання газу, на спільних семінарах АТ "Укртрансгаз" із "Rurgas" (Німеччина).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалася й обговорювалася на: розширеному науковому семінарі відділу математичних проблем механіки неоднорідних тіл Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України та Центру математичного моделювання Інституту під керівництвом д. ф.-м. н., проф. В. Ф. Чекуріна та загальноінститутському науковому семінарі за напрямом "Математичне моделювання та обчислювальні методи" під керівництвом д. т. н., с. н. с. М. І. Андрійчука; науковому семінарі кафедри прикладної математики Національного університету "Львівська політехніка" МОН України під керівництвом д. ф.-м. н., проф. П. П. Костробія та семінарі кафедри механіки суцільних середовищ Київського національного університету ім. Т. Шевченка МОН України під керівництвом д. т. н., проф. О. С. Лимарченка.

Публікації. За результатами виконаних у дисертації досліджень опубліковано 48 наукових праць, серед яких 21 стаття в наукових фахових виданнях України, зокрема, 3 статті [4, 11, 12] у виданні, що реферується наукометричною базою Scopus; одна монографія [6]; 2 розділи в монографіях [2, 7], виданих за кордоном; розділ монографії [1], виданої в Україні; 16 публікацій у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій.

Структура та обсяг роботи. Дисертаційна робота складається з анотації, вступу, семи розділів, які містять 75 рисунків і 40 таблиць, висновків, а також списку літератури, що включає 160 найменувань, додатків. Обсяг основного тексту дисертації займає 273 сторінки, а повний обсяг роботи – 310 сторінок.

РОЗДІЛ 1

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ МОДЕЛЮВАННЯ І ЧИСЕЛЬНОГО АНАЛІЗУ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

1.1 Загальна характеристика об'єкта дослідження

Об'єктом дослідження є газотранспортна система України [53], яка за складністю й потужністю є другою в Європі та третьою у світі за обсягами транзиту газу та протяжністю.



Рисунок 1.1 – Основні технологічні та системні об'єкти ГТС

Складність об'єкта характеризують такі цифри [54]: у ГТС експлуатується більш ніж 20 типів газоперекачувальних агрегатів та 12 підземних газосховищ газу з активним об'ємом понад 30 млрд м³ (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Характеристика газотранспортної системи України

Параметри ГТС	Одиниця виміру	Кількість
Довжина газопроводів, усього	км	38.579
магістральних газопроводів	км	22.148
газопроводів-відгалужень	км	13.363
розподільчих газопроводів	км	3.068
Продуктивність газотранспортної системи:		
на вході	млрд м ³ /рік	287.7
на виході	млрд м ³ /рік	178.5
зокрема до країн Європи	млрд м ³ /рік	142.5
до країн СНД	млрд м ³ /рік	36.0
Кількість компресорних станцій (компресорних цехів)	шт.	72 (110)
Кількість газоперекачувальних агрегатів	шт.	702
Кількість підземних сховищ газу (ПСГ)	шт.	12
Загальна активна ємність ПСГ	млрд м ³	30.95
Кількість газорозподільних станцій	шт.	1 449

Усі об'єкти, які беруть участь у транспортуванні та зберіганні газу – технологічні об'єкти, забезпечують єдиний технологічний процес (рис. 1.1)

Рельєф траси прокладання трубопроводів є змінним, і на десятках кілометрів місцями змінюється в межах 800 і більше метрів. Робочий тиск у трубах основних магістральних газопроводів сягає 7.5 МПа. Компресорні станції (КС) складаються з одного або декількох цехів. Досить часто цехи відрізняються типом газоперекачувальних агрегатів (ГПА), як за потужністю (від 4.0 до 27.0 МВт), так і типом приводу (електропривід, газотурбінна установка) для відцентрового нагнітача. На багатьох підземних газосховищах працюють газомоторні компресори поршневого типу. Частина КС може працювати у дві та в три ступені стиску газу.

Режим роботи газотранспортних систем характеризується замірами тисків, температури, витрати газу на входах та виходах основних технологічних об'єктів і, у системі загалом, оцінюванням якості газу в контрольованих місцях, витратою паливно-енергетичних ресурсів тощо.

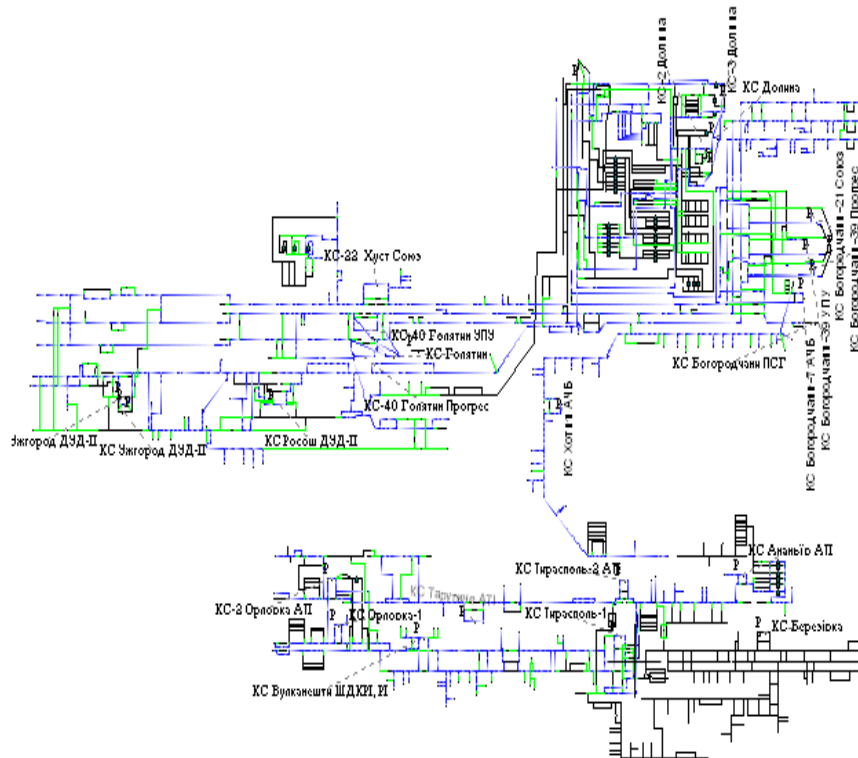


Рисунок 1.2 – Фрагмент технологічної схеми АТ "Укртрансгаз"

Для диспетчерських служб важливим є знання екстремальних оцінок акумульованого газу в системі трубопроводів. Наявність заданого об'єму акумульованого газу в системі та його розподіл у системі магістральних газопроводів є однією з необхідних умов оптимальності роботи ГТС (табл. 1.2, табл. 1.3).

Таблиця 1.2 – Оцінка об'ємів акумульованого газу в трубній частині газотранспортної системи (екстремальні оцінки)

Діаметр газопроводів (мм)	Довжина (км)	Геометричний об'єм (% в сумарному об'ємі) (тис. м ³ ,%)	Сумарний об'єм газу за макс. тиску (кгс/см ² , тис. м ³)	Об'єм газу за мін. тиску (кгс/см ² , тис. м ³)	Середній тиск у трубі (об'єм акумульованого газу в%)
1400	5 455.00	8 393 063.00 (44.75%)	73.00	45.00	59(54.6)
1200	3 874.00	4 379 169.60 (23.30%)	53.00	35.00	44(21.1)
1000	4 427.00	3 475 195.00 (18.49%)	53.00	35.00	44(16.8)
820	1 799.00	996 458.90 (5.30%)	45.00	35.00	40(4.4)
720	358.00	145 685.95 (0.78%)	43.00	15.00	29(0.5)
≤ 530 (сер.300)	19 837.00	1 401 484.05 (7.45%)	25.00	10.00	17.5(2.7)
	35 750.00	18 791.5	1 215 242.00	766 873.00	

Таблиця 1.3 – Розраховані об’єми акумульованого газу для різних режимів роботи газотранспортної системи

Умови	Об’єми газу (м ³)	Порівняння з максимальним об’ємом (%)
Мінімальний об’єм акумульованого газу (за мінімального транспортування газу та відсутності надходження газу в систему)	766 873 280.00	63.10
Максимальний об’єм акумульованого газу (за мінімального транспортування газу)	1 215 242 634.00	100.00
Мінімальний об’єм у реальних умовах	884 000 000.00	73.00
Максимальний об’єм у реальних умовах	1 050 000 000.00	86.00

Підтримка максимального об’єму акумульованого газу забезпечується підземними газосховищами [55]: у літній період – зупинкою нагнітання газу в ПСГ, а в осінньо–зимовий період – відбиранням газу із пластів–колекторів ПСГ. Однією із найважливіших характеристик ПСГ є його піковість – максимальні об’єми відбирання газу за одиницю часу. Піковість підземних газосховищ України протягом сезону відбирання газу змінюється в межах 60 – 320 млн м³ на добу за технологічними схемами, а в реальних умовах добова піковість досягала 265.9 млн м³. Максимальне коливання величини об’ємів акумульованого газу в ГТС не перевищує 20%. Завжди можна перейти на максимальний об’єм акумульованого газу в системі за 1–2.5 доби роботи газосховищ у піковому режимі. Перерозподіл об’ємів акумульованого газу в ГТС дає значну економію паливно-енергетичних ресурсів.

Газ зберігається в пластах–колекторах, які являють собою неоднорідні пористі середовища. Структура пористого середовища, об’єми зберігання газу та кількість свердловин, через які нагнітають (відбирають) газ для кожного газосховища, є різними. На сьогодні Україна експлуатує ПСГ, два з яких створені на базі водоносних структур, а решта – на базі виснажених газових родовищ. Визначальними параметрами пористих середовищ ПСГ є проникність,

потужність (товщина) і глибина залягання пласта–колектора (глибина залягання пластів–колекторів діючих ПСГ знаходиться в межах 350–2500 метрів).

Значний об'єм газу в газосховищах України становить, так званий, буферний газ. За величиною та інтенсивністю впливу на режим відбирання / нагнітання його умовно можна розділити на активну, слабоактивну й пасивну частини. Слабоактивну та пасивну частини буферного газу також можна зробити активними шляхом його витіснення в робочу область сховища іншим газом. Часто для цього використовують інертні гази.

Важливою складовою підвищення загальної ефективності функціонування (забезпечення надійності і зменшення виробничо–технологічних витрат) є забезпечення достатнього рівня диспетчерського керування потоками газу в ГТС.

З огляду на досвід впровадження та експлуатації системних програмних комплексів (Simone, Астра, PSIGanesi, OptiRamp, фірми Schlumberger тощо) закордонних газотранспортних та видобувних компаній можна зробити висновок, що використання комплексів у плануванні та оптимізації роботи газотранспортних систем дає змогу значно економити енергетичні та матеріальні ресурси [56].

1.2. Аналіз систем моделювання нестационарних режимів роботи газотранспортних систем

Робота газотранспортних систем постійно супроводжується виникненням нестационарних режимів, які породжуються факторами різної природи. Основними факторами є зміна: потужності компресорних цехів, станів запірної арматури, обсягів відбирання та надходження газу, температури зовнішнього повітря та режимів систем охолодження газу тощо.

Кожен зі згаданих факторів породжує перехідний режим, час якого може тривати декілька діб. І тому вивчення впливу різних факторів на параметри

газопотоків у системах транспортування газу, як окремо, так і в сукупності, є важливою задачею.

Сказане підкреслює актуальність дослідження перехідних режимів у ГТС. Для цього важливим є розроблення математичного, інформаційного та програмного забезпечення, яке дасть змогу досліджувати вплив наявних факторів на параметри поточкорозподілу в ГТС і формувати рекомендації диспетчерським службам із вибору оптимальних стратегій керування потоками газу з найменшим числом керівних дій та з найменшим споживанням енергоресурсів.

Вибір оптимальних стратегій керування ГТС вимагає проведення моделювання для вибору керівних дій, які б максимально задовольнили критерій якості режиму роботи системи.

Газотранспортні системи, працюючи в ринкових умовах, постійно отримують значні обсяги режимно-технологічної інформації, яку потрібно оперативно опрацьовувати та аналізувати. Постійна зміна газодинамічної ситуації в системі вимагає прийняття швидких та обґрунтованих рішень. В останні роки на режим транспортування газу суттєвий вплив мають фактори, які раніше були відсутніми – постійне коливання вартості газу, обсягів та напрямків транспортування тощо. Це впливає безпосередньо й на розробку стратегії оптимального керування та критерії якості транспортування.

Для забезпечення процесів планування та оперативного керування газопотоками, необхідні інформаційно–моделюючі програмні комплекси. Наведемо короткий аналіз функціональних можливостей найбільш використовуваних та розрекламованих програмних комплексів [57]. Треба зазначити, що у відкритих джерелах відсутні приклади моделювання складних газотранспортних систем у оптимізаційній постановці, структура яких містила б багато контурів, компресорних станцій та змінну топологію. До того ж, відсутній аналіз точності моделювання на значних часових інтервалах часу.

1.2.1 Програмний комплекс SIMONE

Програмний комплекс (ПК) SIMONE [58–59] один із найпоширеніших у країнах Європи. Спеціальний графічний редактор програмного комплексу дає змогу намалювати схему мережі, редагувати властивості елементів, оцінювати властивості і стан газу в мережі трубопроводів. Для мережі, яка досліджується, можна встановити індивідуальні сценарії моделювання або оптимізації. Реальні умови експлуатації можуть бути вказані в прийнятому сценарію, перш за все: властивості газу джерел – подача і відбори; налаштування кранів; конфігурація компресорних станцій і умови їхньої роботи; режим роботи різного типу регуляторів; розриви труб для моделювання аварійних ситуацій тощо.

SIMONE дає можливість встановити обмеження для будь-якої змінної.

SIMONE підтримує інтеграцію з будь-якою системою SCADA. Інтерфейс розроблений на основі відкритої архітектури системи для прийнятних галузевих стандартів. ПК SIMONE управляє трубопровідними мережами, які складаються з різного типу обладнання (труби, компресорні станції, редуктори тиску, клапани, станції змішування, нагрівачі / охолоджувачі, сховище газу). ПК SIMONE здатний моделювати потік для будь-якого газу та різних типів мереж (магістральні газопроводи високого тиску, розподільні мережі низького тиску, локальні мережі тощо), навіть якщо якість газу в різних джерелах різна і / або змінна.

1.2.2 Програмний комплекс PSI Ganesi

Першу версію програми PSI Ganesi [60] розроблено в Технічному Університеті міста Мюнхен під назвою GANESI (GAs NEtwork SI-mulation). Починаючи з 1979 року система моделювання GANESI використовується в промислових цілях. Після 1983 року програмний продукт GANESI розвивався різними фірмами, незалежно один від одного (фірми ESG, debis, PSI). Результати розвитку й модернізації сьогодні об'єднані в програмних продуктах компанії PSIAG. Можна назвати наступні основні етапи практичного розвитку програмних продуктів моделювання газопровідних мереж GANESI:

Реалізація функцій відстеження характеристик газу для подальшого розрахунку теплоти згорання газу (компанія Ferngas Salzgitter GmbH):

- створення системи виявлення та локалізації витоків у трубопровідної мережі для транспортування кисню для компанії Messer Griesheim та сертифікація її технічним наглядом федеральної землі Рейнланд-Вестфалія в Ессені (RWTÜV Essen) і Рейнланда (TÜV Rheinland) (1996);

- нестационарне моделювання мереж газопостачання в реальному часі для компаній RWTÜV Essen) і Рейнланда (TÜV Rheinland) (1996);

- нестационарне моделювання мереж газопостачання в реальному часі для компанії SNAM S.p.A, Італія (1985);

- реалізація функції моделювання процесів компримування газу на підставі технічних характеристик КС, з урахуванням енергетичних законів для розрахунку температури газу.

Була спроба, протягом декількох років у диспетчерській службі АТ “Укртрансгазу”, адаптувати програмні комплекси фірм SIMONE та PSI до умов роботи ГТС України. Результати апробації показали, що:

- процес адаптації вимагав для незначної частини ГТС біля трьох років роботи;

- отримані адаптивні параметри моделей руху газу в трубопроводах відрізнялися від нормативних на порядок;

- ПК SIMONE вимагало додаткових замірів та проведення додаткових досліджень, які не могло забезпечити діюче метрологічне забезпечення;

- у ПК SIMONE не було передбачено врахування висотних відміток зміни рельєфу прокладання трубопроводів.

Перші числові експерименти проведені ПК SIMONE показали неприйнятну розбіжність між заміряними та розрахованими параметрами газу в контрольованих місцях магістральних газопроводів. Сказане спонукало до розроблення вітчизняних моделюючих систем для диспетчерських систем прийняття рішень, які б враховували особливості ГТС України та їхнього інформаційного, метрологічного, технічного та технічного оснащення тощо.

1.3 Аналіз проблем та методів розрахунку нестационарних режимів складних систем магістральних газопроводів

Сьогодні частково вже розроблено теоретичні основи керування газопотоками в магістральних газопроводах на значних інтервалах часу [56]. Оперативне керування здійснюється неусталеними процесами в магістральних газопроводах, математична модель якого значно складніша за модель для стаціонарних процесів. Були спроби використати для розрахунку неусталених режимів зміну стаціонарних режимів [62, 63]. Через принципові обмеження вони не можуть бути використані для оперативного керування в широких часових діапазонах. Рух газу в магістральному газопроводі розглядався як газодинамічна система, для якої мають місце закони збереження маси, кількості руху та енергії. У виведених рівняннях часто нехтували в'язкістю, теплопровідністю та нелінійними членами рівняння руху, якщо збурення потоків газу були незначними.

Врахування в'язкості, теплопровідності та нелінійних складових рівнянь моделі руху газу суттєво ускладнює обчислення параметрів газодинамічних процесів.

У математичних моделях руху газу найчастіше розглядається одномірний ізотермічний рух газу. У загальному випадку неусталеного руху зміна густини є незначною, якщо виконуються умови – $v \leq c$ (швидкість руху газу є набагато меншою за швидкість звуку) і $T \geq \frac{L}{c}$ – характерний час і віддаль, на яких швидкість газу незначно змінюється. Для таких випадків вважали, що густина може бути прийнятою постійною у всьому просторі, заповненому газом.

Першими та вагомими роботами в прикладній теорії неусталеного руху газу та рідини в трубах є роботи І. А. Чарного [63–64]. У роботах І. А. Чарного розглянуто питання розповсюдження ударних хвиль вздовж трубопроводів,

досліджено можливість лінеаризації вихідних рівнянь неусталеного руху і їхнє використання для випадків дозвукових швидкостей газу у випадку малих перепадів тиску для довгих трубопроводів. Значна частина пізніших робіт із нестационарного руху газу була результатом узагальнення та подальшого розвитку ідей І. А. Чарного.

Усі роботи, які присвячені аналізу неусталеного руху газу в трубах та мають прикладне значення, можна розділити на декілька груп.

– Використання деяких класичних методів для розв'язування рівнянь руху (методи розділення змінних Фур'є, метод характеристик, який впливає з ідей Даламбера) [63–66].

– Використання методів інтегральних перетворень Фур'є, Мелліна, Лапласа і їхніх узагальнень у вигляді перетворень типу згортки. До них відносять роботи Л. С. Лейбензона, І. А. Чарного, В. І. Черникіна, Ф. Г. Темпеля, З. Т. Галіулліна [66].

Зі всіх методів інтегральних перетворень на сьогоднішній час найбільш поширеними й перевіреними є методи лінеаризації за І. А. Чарним і методи лінеаризації шляхом введення осередненої похідної за часом від тиску вздовж довжини газопроводу (функція А. С. Лейбензона).

– Використання методів автотельних рухів, які розроблені Л. І. Седовим, К. П. Станюковичем і іншими [67,67]. Використання автотельних розв'язків має швидше якісний характер.

– Використання методів фізичного моделювання, побудованого на основі теорії подібності, які були розвинуті М. В. Кірпічовим, А. С. Гухманом та іншими [69]. На даний час, через громіздкість та неекономічність, такий підхід має обмежене використання.

– Використання методів скінченних різниць. Щодо прикладних задач транспортування газу, одними із перших почали використовувати цей метод Є. М. Мінський, Ю. І. Максимів і інші [86].

– Використання методів аналогового моделювання неусталених режимів, які були розвинені в роботах Ф. Г. Темпеля, М. А. Жидкової й інших [76].

Для розв'язування багатьох задач транспортування газу цей підхід вимагав створення пристроїв, які імітують роботу того, чи іншого об'єкта. Виникли значні труднощі в реалізації таких пристроїв, і тому цей підхід відійшов в історію.

Для побудови сучасних комп'ютерних газодинамічних систем, які дають змогу максимально точно моделювати ситуації в системах транспортування газу, вище перераховані підходи виявилися неефективними.

Перераховані вище підходи не забезпечують:

- розроблення мережного варіанту моделі системи з різнотипними математичними моделями об'єктів ГТС;
- моделювання зі змінними крайовими умовами та змінною топологією;
- задовільної точності моделювання на значних часових інтервалах.

Нині моделювання транспортування газу зводиться до числового аналізу повної системи газової динаміки (система, яка включає рівняння нерозривності, зміни кількості руху, енергії й рівняння стану газу.) Система замикається відповідними крайовими умовами, які записано для одновимірного випадку [77–84].

Більшість методів моделювання, які розроблено на даний час, використовують ті, чи інші постановки задач, що призводять до систем алгебраїчних, чи звичайних диференціальних рівнянь.

Найбільш простим прикладом гідравлічних розрахунків трубопровідних систем є, так звані, інженерні розрахунки. Ці методи були розроблені на основі аналітичних залежностей. У якості аналітичних залежностей використовують формули, які отримано унаслідок інтегрування спрощених диференціальних рівнянь гідродинаміки, та емпіричні, чи напівемпіричні співвідношення, отримані експериментальним способом.

Спрощення моделей руху газу базуються на одночасному використанні чисельних та аналітичних методів. Основним методом побудови таких моделей є приведення вихідної системи диференціальних рівнянь із частинними похідними до системи звичайних диференціальних рівнянь.

Представлення звичайними диференціальними рівняннями може бути зведене методами розділення змінних і інтегральними перетвореннями. Методи розділення змінних можна використати тільки для лінійних рівнянь.

Сіткові методи [85] для моделювання трубопровідних систем використовують уже давно. Основною базовою проблемою протягом багатьох років є проблема поєднання гідравлічних та теплообмінних параметрів. Задачі теплообміну переважно розв'язують без врахування зміни витрати та тиску в часі. Це пояснюють тим, що постійна часу перехідних теплових процесів у трубопровідних системах у десятки раз більша постійної часу перехідних процесів гідродинаміки. Водночас, реальні дані показують, що зміна швидкості руху газу вздовж газопроводів суттєво впливає на теплообмін із зовнішнім середовищем, а це так само впливає на гідравлічні параметри.

Для аналізу математичних моделей газопровідних систем використовуються різні числові методи. Найбільш поширеним числовим методом є метод скінченних різниць.

Розрахункові сітки за часовою та просторовою координатами можуть бути різними: статичними рівномірними та нерівномірними, динамічними адаптивними, динамічними адаптивно-рухомими, які пристосовуються до просторово-часових особливостей самого розрахункового процесу [86].

Інтегро-інтерполяційний метод зводиться до дискретизації вихідних рівнянь, поданих в інтегральній формі (у класичному методі в диференціальній формі). Суть методу полягає в тому, що різницеву схему будують на основі фізичних законів збереження. Водночас, закони збереження формулюють для деякого скінченного об'єму, який захоплює вузол різницевої просторової схеми. На практиці інтегро-інтерполяційний метод дає змогу більш точно побудувати біля границь різницевої схеми, ніж інші сіткові схеми.

Метод скінченних елементів сьогодні є найбільш вживаним, і суттєво відрізняється від методу скінченних різниць [87]. Метод частинок у комірках (метод Харлоу) включає в собі переваги лангранжевого й ейлерового підходів [88, 89]. Під час його використання область розв'язку розбивається на

нерухому, фіксовану (ейлерову) у просторі сітку. Суцільне середовище трактується в поняттях дискретної моделі як сукупність частин фіксованої маси (лагранжева сітка частин), які рухаються через ейлерову сітку. Частинки служать для визначення параметрів газу (маси, енергії, швидкості), а ейлерова сітка використовується для розрахунку параметрів поля (тиск, густина, температура). Використання методу частинок у комірках має суттєві недоліки. Основний недолік полягає в тому, що через дискретності представлення суцільного середовища скінченим числом частинок у комірках, параметри руху також визначаються дискретним чином. В процесі переходу границь ейлерової сітки проходять стрибки параметрів – маси, імпульсу, енергії.

У методі великих частинок, у певній частині, є відсутнім вказаний недолік. Метод великих частинок [90, 90] замість частинок у комірках розглядає масу всієї комірки – велика частинка – і на основі скінченно-різницевих представлень законів збереження вивчає нестационарні потоки цих частин через ейлерову сітку. У методах вказаного типу використовують розщеплення за фізичними процесами.

Більшість розрахункових методів, які використовують на практиці, ґрунтуються на використанні розрахункових сіток за часовою та просторовою координатами [56]. У випадку нестационарного режиму, який визначається переважно крайовими умовами, можна використовувати нерівномірну розрахункову сітку, вузли якої згущуються біля границь розглядуваного відрізка лінійної координати.

Для моделювання технологічних процесів на координатних сітках використовують динамічно-адаптивні сітки, які підлаштовуються до просторово-часових особливостей самого розрахункового процесу. Вибір числа вузлів має бути результатом деякого компромісу між точністю і швидкістю обчислень. Використання адаптивно рухомих сіток виправдано, якщо моделюються ударно хвильові процеси. Водночас, просторово-часові області аномально великих градієнтів параметрів процесів можуть динамічно переміщатися вздовж лінійної й часової координат. Один із методів побудови

таких сіток ґрунтується на тому, що залишається постійним добуток кроку сітки на деяку функцію. Важливим питанням є вибір таких функцій. У якості таких функцій можна вибрати тиск, витрату газу, густину газу за робочих умов тощо.

Якщо моделювання процесу проводиться за великої кількості газодинамічних збурень, які виникають асинхронно в часі відносно до процесу, варто використовувати сітки, які адаптивно вбудовуються, тобто відповідно до деякого критерію необхідно або збільшити кількість вузлів координатної сітки, щоб більш точно спіймати динаміку процесу, або зменшити число вузлів із ціллю зменшення обчислювальних затрат без суттєвого впливу на точність розв'язування.

Наведемо одну із відомих чисельних моделей газотранспорних систем без активних об'єктів [56], яка була реалізована та апробована на реальних даних. Система балансових рівнянь сформована в такий спосіб. Для всіх вершин, за винятком вершин типу джерело, відбирання, вершин початку й кінця закритих кранів, вершин, у яких задані параметри газу, будемо балансові рівняння. Для i -тої вершини отримаємо

$$\sum_k q_{ki}^i(p_{ki}^i, p_{ki}^k) - \sum_j q_{ij}^i(p_{ij}^i, p_{ij}^j) + q_i^+ - q_i^- = 0. \quad (1.1)$$

Одержану систему нелінійних рівнянь потрібно розв'язати із врахуванням режимно-технологічних обмежень, заданих і розрахованих гранично-початкових умов.

Один зі способів розв'язування системи рівнянь такий [56]. Для розв'язування системи (1.1) пропонується лінійний розклад у такий спосіб:

$$\begin{aligned} q_{ki}^{i,n+1} &= q_{ki}^{i,n} + \frac{\partial q_{ki}^{i,n}}{\partial p_{ki}^{i,n}} \Delta p_{ki}^{i,n+1} + \frac{\partial q_{ki}^{i,n}}{\partial p_{ki}^{k,n}} \Delta p_{ki}^{k,n+1} \\ q_{ij}^{i,n+1} &= q_{ij}^{i,n} + \frac{\partial q_{ij}^{i,n}}{\partial p_{ij}^{i,n}} \Delta p_{ij}^{i,n+1} + \frac{\partial q_{ij}^{i,n}}{\partial p_{ij}^{j,n}} \Delta p_{ij}^{j,n+1} \end{aligned} \quad (1.2)$$

де $p_{ij}^{i,n+1} = p_{ij}^{i,n} + \mu \Delta p_{ij}^{i,n+1}$, $p_{ki}^{i,n+1} = p_{ki}^{i,n} + \mu \Delta p_{ki}^{i,n+1}$,

p – тиск газу;

q – витрата газу;

n – номер ітерації;

μ – параметр регуляризації.

Підставивши (1.2) в (1.1), отримаємо систему лінійних рівнянь відносно приростів тисків у вузлах

$$\sum_j a_{ij} \Delta p^{i,n+1} = b_i, \Delta p_{ij}^i = \Delta p_{ki}^i = \Delta p^i.$$

Такий підхід щодо аналізу нестационарних режимів використовується в програмному комплексі Веста [56]. Апробація наведеного підходу показала значну нестійкість процесу моделювання систем із трубопроводами, довжина яких є порівняно незначною з довжиною основних ділянок газопроводів, і тому такий підхід виявився неприйнятним для моделювання ГТС України. Це яскравий приклад того, що немає універсальних підходів аналізу таких складних систем як ГТС України.

Вибір методу розрахунку залежить від параметрів газодинамічних процесів, геометричних параметрів ділянки газопроводу, де розгортається процес, а також від вимог на точність та швидкість отримання результату. Співставивши всі методи розв'язування, у монографії [92], зроблений такий висновок:

- для розрахунку неусталених неізотермічних режимів для задач в одновимірній постановці ефективніше використовувати метод неявних сіток;
- для розв'язування задач у двовимірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати схеми локально одновимірного методу й методу змінних напрямків;
- для газопроводів великої довжини, а також для розрахунків складних газотранспортних систем за умови двовимірного опису руху газу доцільно використовувати метод "прямих";

- для розв'язування задач із непрямокутними межами (задачі теплообміну з ґрунтом) можливе застосування інтегрального методу;
- для використання методу сіток ефективніше, якщо застосовувати схему інтегрування за часовою змінною, не нижче другого порядку.

1.4 Моделювання фільтраційних процесів у пластах-колекторах

Серед основоположників у розробленні теорії фільтрації треба виділити професора М. Є. Жуковського, академіка М. М. Павловського і Л. С. Лейбензона [92–96]. М. Є. Жуковський (1847–1921 рр.) у 1889 р. опублікував першу роботу з теорії фільтрації "Теоретичні дослідження про рух ґрунтових вод". Ним вперше виведені загальні диференціальні рівняння теорії фільтрації, показано, що напір як функція координат задовольняє рівняння Лапласа. Він вказав на математичну аналогію теплопровідності і фільтрації. Ним же досліджено також питання капілярного підняття води в пористому середовищі, розв'язано певні задачі притоку води до свердловини. М. М. Павловському (1884–1937 рр.) належить визначальна роль у розвитку теорії фільтрації в гідротехнічному напрямі. В опублікованій монографії "Теорія руху ґрунтових вод по гідротехнічних спорудах і її основні застосування" розроблена строга математична теорія руху ґрунтових вод по гідротехнічних спорудах. Ним же вперше багато задач фільтрації вод були сформульовані як крайові задачі математичної фізики. М. М. Павловський вперше обґрунтував використання методу електрогідродинамічного аналогу (ЕГДА) для розв'язування фільтраційних задач, що опісля знайшло широке застосування для розв'язування задач фільтрації води, нафти та газу в неоднорідних пористих колекторах. М. М. Павловський вперше запропонував використання параметра Рейнольдса як критерію існування та обґрунтування закону Дарсі.

Фундаментальні результати в розвитку теорії руху ґрунтових вод отримані П. Я. Полубаріновою-Кочіною [96-96]. Основоположником у багатьох напрямках досліджень щодо фільтрації нафти та газу вважається Л. С. Лейбензон (1879–1951 рр.). Ним вперше досліджено проблеми фільтрації газованих рідин, сформульовано задачі нестационарної фільтрації для розрахунків стягування контурів нафтоносності під час витискування нафти водою, отримано фундаментальні результати з розвитку теорії фільтрації природного газу. Основні результати досліджень наведено в монографії "Нафтопромислова механіка", у якій вперше викладено основи нафтогазової підземної гідромеханіки. Продовжувачами розвитку теорії фільтрації стали учні Л. С. Лейбензона – академік С. А. Християнович, професор Б. Б. Лапук, І. А. Чарний, В. М. Щелкачов.

Серед зарубіжних дослідників [97-99] треба виділити американських спеціалістів М. Маскета (технологія нафтовіддачі), С. Бакла і М. Левереттома (двофазна фільтрація), А. Ваєвердінгена й У. Херста (гідродинаміка в нафтових і газових покладах), Р. Коллінза (рух рідин через пористі матеріали). Відомими дослідниками за публікаціями в області фільтрації є А. Э. Шейдеггер (Канада), Х. Азіз і Э. Сеттар (США), Н. Крісте (Румунія) тощо.

В останні роки для розв'язування складних задач фільтрації розвиваються такі напрямки – гідродинаміка в стохастичних середовищах із випадковими неоднорідностями, метод перколяції (протікання) і фракталів (для опису нестійкості руху границі розмежування фаз) [100–110]. Перколяційні моделі дають змогу достатньо точно описати складні процеси капілярної гістерезиси й нерівноважності.

Все більше уваги приділяється задачам взаємного витіснення (рідина, газ) у пористих середовищах із рухомими границями, розвитку теорії фільтрації газоконденсатних сумішей у пористих середовищах із врахуванням фазових перетворень. Низку нових і важливих проблем підземної гідродинаміки поставлено практикою. Серед них треба виділити такі: фільтрація неньютонівських рідин, термодинаміка фільтраційного потоку,

фізико-хімічна підземна гідродинаміка, закони фільтрації в анізотропних середовищах тощо.

1.4.1 Аналіз зарубіжних програмних комплексів

Нафтогазовий сервіс [113] обслуговує процес видобутку нафти й газу, починаючи від розвідки і, закінчуючи транспортуванням видобутих вуглеводнів. На ринку нафтогазового сервісу конкурують: компанії, які займаються безпосередньо нафто сервісом: Schlumberger, Halliburton, Сибірська сервісна компанія, Інтегра; нафтогазові компанії, які включають у свою структуру підрозділ нафтогазові сервіси: ExxonMobile, Shell, Газпром, Роснефть. Ринок геофізичного сервісу є сегментом ринку нафтогазового сектора і включає послуги з розвідки, побудови моделі родовища тощо. На ринку геофізичного сервісу конкурують: компанії, які займаються безпосередньо геофізичним сервісом – Schlumberger, Weatherford, Пімера, Інтегра; нафтогазові компанії, які включають у свою структуру підрозділи геофізичного сервісу – ExxonMobile, Baker Hughes, Газпромгеофізика, тощо. Виробники програмного забезпечення для геофізичного сервісу: компанії, які займаються безпосередньо розробкою і продажами програмного забезпечення для геофізичного сервісу (Paradigm, Rock Flow Dynamics); великі сервісні компанії, для яких розробка і створення програмного забезпечення – один із напрямів діяльності (Schlumberger, CGGVeritas).

Зараз спостерігається тенденція інтеграції основних напрямів інтерпретації та моделювання даних "сейсмічна інтерпретація – геологічне моделювання – гідродинамічне моделювання" (прикладі продуктів, у яких поєднані ці напрями: Petrel і ECLIPSE (Schlumberger), IRAP RMS (Rohar).

Попит на інтегровані системи (сегмент ПЗ для геофізичного сервісу SKUA-GOCAD (Paradigm)) зростає, завдяки можливості комплексного вирішення відразу декількох завдань геофізичного моделювання.

Закордонний ринок програмного забезпечення для геофізичного сервісу розділений між найбільшими міжнародними компаніями. Частка найбільших

міжнародних гравців на ринку програмного забезпечення для геофізичного сервісу: Schlumberger – 30%, CGGVeritas, що включає підрозділи Fugro-Jason і Hampson-Russell Software & Services, які займаються виробництвом програмного забезпечення – 15%, Paradigm – 10%, Roxar – 7–10%.

Також на ринку представлені програми з відкритим кодом, призначені для аналізу, інтерпретації і візуалізації даних геоінформаційних систем (OpendTect, GeoTriple for Oil & Gas Exploration, GeoCraft, qiWorkBench, GI).

Наведемо основні аргументи за розроблення вітчизняного ПЗ і можливі складності його тиражування за межами країни. За оцінками O2Consulting [111] на основі роботи з експертами мінімальна вартість базового комплексу програмного забезпечення за кордоном становить 150 тис. дол. США за одне робоче місце, середня – 250 тис. дол. США. Основними бар'єрами виходу на світові ринки програмного забезпечення для геофізичного сервісу є: великий об'єм стартового капіталу, наявність кваліфікованих кадрів, законодавчі та технологічні бар'єри. Для виходу на ринок необхідні великі першочергові інвестиції в науково-дослідні та дослідно-конструкторські роботи (НДДКР), розроблення ПЗ і закупівлю обладнання (близько 1 млн дол.). Для підтримки позиції на ринку необхідно регулярно здійснювати інвестиції в НДДКР (наприклад, Schlumberger направляє на НДДКР 10–15% прибутку щорічно). Для розроблення і створення якісного програмного продукту необхідна команда кваліфікованих спеціалістів, яка включає математиків, геофізиків, IT-спеціалістів, інженерів, геологів тощо. Існують ще законодавчі бар'єри, які пов'язані з необхідністю отримання патентів і ліцензій, урядовими обмеженнями різних держав, наприклад, доля іноземного геофізичного сервісу в США й Китаї займає не більше ніж 5%, оскільки уряди даних країн лобіюють інтереси національних компаній. Надзвичайно складними є технологічні бар'єри. Вони вимагають забезпечення сумісності програмного забезпечення із програмним забезпеченням великих розробників (Schlumberger, Paradigm, Roxar, CGGVeritas), і необхідність: забезпечення мережевого ефекту; створення системи сервісної й технічної підтримки

користувачів у різних країнах світу; орієнтації інтерфейсу й документообороту програмного забезпечення на потреби конкретного клієнта.

На сьогодні світовий ринок програмного забезпечення для геофізичного сервісу становить більше ніж 3 млрд дол. США. Прогноз темпів розвитку світового ринку програмного забезпечення для геофізичного сервісу складе біля 5,6% на рік, й у 2019 році об'єм ринку склав 4,2 млрд дол. США. Сказане обґрунтовує необхідність реалізації вітчизняного потенціалу для розроблення високоефективного програмного забезпечення.

1.4.2 Функціональність програмних комплексів фірми Schlumberger

Запропоновані фірмою Schlumberger [113] програмні продукти й послуги утворюють повний технологічний ланцюжок розроблення і прийняття рішень в області розвідки й розробки родовищ нафти й газу (див. табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Характеристика програмного модуля Schlumberger PIPESIM

Основні напрями	<p>моделювання багатофазної стаціонарної течії; швидкі концептуальні дослідження; розрахунок трубопроводів і технологічного обладнання; дослідження чутливості моделі і її оптимізація; забезпечення високоточних термогідравлічних моделей; аналіз режиму потоку, умов появи гідродинамічних корків і наслідків очищення скребком; розрахунок параметрів обладнання; розрахунок характеристик ізоляції; розрахунок моделей свердловин, включених у цю ж модель.</p>
Моделі обладнання	<p>сепаратори; мультифазні насоси; компресори та детандери; нагріваючі й охолоджуючі пристрої; штуцери.</p>
Системні рішення	<p>моделювання: мереж збору різноманітних флюїдів, систем нагнітання, магістральних трубопроводів; моделювання свердловин і розрахунок втрат тиску й температури по свердловині; моделювання потоків із різних видів сумішей, зокрема в'язких і високов'язких нафт; широкі можливості по автоматизації, використовуючи технологію Open Link.</p>

Основні програмні модулі:

- інтерпретація й геологічне моделювання, гідродинамічне моделювання розробки родовищ вуглеводнів (GeoFrame, PetroMod, Petrel, ECLIPSE);
- моніторинг, аналіз, моделювання та управління процесами видобутку (PIPESIM, Avocet, OFM, DECIDE);
- проєктування й моніторинг буріння свердловин, оптимізація процесу буріння (Drilling office, Osprey);
- економічне планування, оцінка ризиків та управління проєктами (продукти Merak);
- управління інформацією (ProSource o Finder, InnerLogix, Metacarta, eSearch).

Через схожість задач моделювання об'єктів ПСГ у виснажених родовищах із моделюванням нафтогазових родовищ, і тому, часто для моделювання ПСГ традиційно використовують ті ж програмні продукти, що і для моделювання нафтогазових родовищ. Водночас, багаторічна практика моделювання ПСГ дала змогу виявити низку специфічних моментів, що суттєво відрізняють моделювання ПСГ від моделювання нафтогазових родовищ. Експлуатація багатьох ПСГ і аналіз процесів, які протікають у пласті, істотно збільшують роль саме фільтраційного моделювання як інструменту вивчення й контролю достовірності геологічної будови об'єкта.

Водночас, циклічність експлуатації об'єктів ПСГ потенційно дає змогу розв'язати задачу моделювання такої системи з принципово іншими підходами, що дає змогу відмовитися від традиційної для моделювання нафтогазових родовищ послідовної схеми побудови петрофізичної, геологічної й гідродинамічної моделей. З іншого боку, дещо інші вимоги до математичного забезпечення вимагають розробки й нової методологічної та програмної бази, оскільки необхідна функціональність геологічних та диспетчерських не може бути реалізована на базі вже наявних програмних продуктів.

Розроблені ПК наведених фірм адаптовані, переважно, до розроблення та експлуатації газових родовищ [137, 138]. Одна із відомих спроб їхнього використання для моделювання режимів роботи ПСГ була невдалою [139].

Управління унікальними газосховищами України за відсутності на ринку ефективного програмного забезпечення з необхідною функціональністю спонукали до розроблення відповідного математичного та програмного забезпечення, яке враховує всі особливості експлуатації ПСГ України (розділи 5 та 6).

1.4.3 Проблеми заміни частини буферного газу азотом або вуглекислим газом у підземних сховищах газу

Газ у пластах-колекторах газосховищ, умовно, поділяють на активний і буферний. Буферний газ слугує "пружиною", яка забезпечує непроникнення контурних та підшовних вод у пласти й забезпечує відбирання активної частини газу.

Усі наявні методи зменшення обсягу буферного газу в підземних сховищах газу, особливо під час створення підземних сховищ газу у водоносних пластах, де він становить до 50–55% від загального обсягу зберігання газу, можна умовно розділити на три види: активні, оптимізаційні та технологічні.

Активні методи спрямовані на створення нових способів зберігання, що передбачають істотне зменшення буферного об'єму газу. До цих методів треба віднести технологію заміни частини буферного газу на інший, дешевший [114].

Оптимізаційні методи призводять до скорочення обсягу буферного газу за одночасного скорочення витрат на будівництво й експлуатацію ПСГ – створення ПСГ у виснажених газових, газоконденсатних і нафтових родовищах, де частка буферного газу, здебільшого, менша, ніж у водоносних пластах і, де буферним газом може бути залишковий газ і газ "газової шапки".

Дослідницькі роботи та промислове впровадження часткової заміни буферного газу промисловими (CO і N_2) були вперше здійснені Газ де Франс (з 1972 р) на підземному сховищі Veunes. Із другої половини 70-х років газосховище експлуатується з буферним об'ємом, який на 60% складається з промислового газу. Після успішних робіт на Veunes пішла заміна частини буферного газу на промисловий і на інших газосховищах, які уже експлуатуються понад 20 років без появи технічних газів на відбиранні.

Надалі досвід заміни буферного газу на газ спалювання (вихлопні гази КС) був використаний на газосховищах Cere-La-Ronde, Cerville-Velaine і Gournay-Sur-Aronde. Використання CO_2 як буферного газу дуже перспективно під час створення газосховищ, оскільки, перебуваючи в стані близькому до критичного, його густина є близькою до густини рідин. Критична точка для CO_2 – температура $31,1^\circ\text{C}$ і тиск 73,8 бар. Вище цієї точки щільність CO_2 швидко зростає, у той час як в'язкість залишається практично незмінною.

Зважаючи на геологічні аспекти, глибину залягання колекторів і пластову температуру, CO_2 у пластових умовах завжди буде знаходитися в деякому критичному стані, оскільки газосховища створюються на глибинах понад 700 м, причому пластова температура досягає, здебільшого, $30\text{--}40^\circ\text{C}$. У таких умовах CO_2 поводить, під час зміни тиску, як газ і має в'язкість газу, водночас має щільність рідини.

У газових покладах із колекторами великої потужності, придатними для цілей зберігання, ефект більш високої щільності CO_2 буде виражений сильніше: CO_2 буде триматися біля підніжжя покладу, у той час як природний газ залишатиметься нагорі.

Загалом, ступінь і зона змішування пластового газу залежить від геометрії покладу, її анізотропії, неоднорідності, наявності розломів і від літолого-фізичних характеристик порід і флюїдів покладу.

Використання родовищ вуглекислого газу з метою створення в них ПСГ природного газу (метану) дасть змогу різко скоротити обсяг метану для створення буферного об'єму газу.

1.5 Аналіз математичних проблем розроблення ефективних систем керування газодинамічними процесами в ГТС

Складність задач оптимального керування вимагає широкої математичної бази для її побудови. У побудові теорії оптимального керування внесли значний вклад радянські вчені Л. С. Понтрягін, Н. Н. Красовський, А. А. Красовський, А. М. Летов, В. Г. Болтянський, В. Ф. Кротов, В. И. Гурман, Н. Н. Мойсєєв, А. А. Фельдбаум, В. И. Зубов, А. Я. Дубовицький, А. А. Мілютин, А. Д. Іоффе, В. М. Тихомиров, Ю. Г. Євтушенко й закордонні – Р. Е. Калман, М. Атанс, П. Л. Фолб, Е. Б. Лі, Л. М. Маркус і Р. Беллман [115-126].

Фундаментом побудови оптимальних систем є математична теорія оптимального керування (принцип максимуму Л. С. Понтрягіна й метод динамічного програмування Р. Беллмана). Практичне використання теорії стикається з труднощами обчислювального характеру. Річ у тім, що математична теорія оптимального керування дає змогу звести процес побудови оптимального керування до розв'язування крайової задачі для диференціальних рівнянь (звичайних, чи з частинними похідними). Труднощі числового розв'язування крайових задач призводять до того, що побудова оптимального керування для кожного класу об'єктів керування є самостійною творчою задачею, розв'язання якої вимагає врахування специфічних особливостей об'єкта, досвіду, великого об'єму досліджень як потенціалу оптимізації, так і оптимальної області діючих систем, та інтуїції розробника.

Значний вклад у розвиток чисельних методів розв'язування задач математичної теорії оптимального керування внесли радянські вчені Р. П. Федоренко, Б. Т. Поляк [126–127], а також закордонні Э. Полак [128] тощо.

Найбільш просто розв'язуються чисельними методами крайові задачі оптимального керування для систем, функціонування об'єктів яких описуються лінійними диференціальними рівняннями. Методи теорії оптимального керування можна умовно розділити на прямі й непрямі. Непрямі

методи зводять задачу оптимізації динамічних характеристик системи до розв'язування відомих математичних проблем. До непрямих методів відносяться:

1. Принцип максимуму Л. С. Понтрягіна й метод множників Лагранжа класичного методу варіаційного числення [129-135]. Принцип максимуму зводить розв'язування оптимізації функціоналів до розв'язування відомих задач – максимізації, чи мінімізації деякої спеціальної функції в узгоджені з розв'язуванням крайової задачі для системи звичайних диференціальних рівнянь першого порядку. У класичному варіаційному численні задача оптимізації зводиться до розв'язування систем звичайних диференціальних рівнянь.

2. Принцип оптимальності, покладений в основу динамічного програмування Р. Беллманом і метод Гамільтона–Якобі класичного варіаційного числення. У цих методах задача оптимізації зводиться до розв'язування нелінійних диференціальних рівнянь із частинними похідними першого порядку з відповідними обмежуючими умовами.

3. Методи, які ґрунтуються на методах оптимізації (метод моментів) і, які зводять задачу оптимізації до мінімізації послідовності, на основі якої під час граничного переходу можна отримати точний розв'язок (В. Ф. Кротов, В. И. Гурман).

До прямих методів відносяться різні варіанти градієнтних методів (Э. Полак, Б. Т. Поляк, методи типу Рітца-Галеркіна).

1.6. Основні задачі розрахунку термодинамічних параметрів складної газотранспортної системи в умовах її нестационарної роботи

Проблеми керування технологічними режимами великих систем, серед яких і є газотранспортна система, породжують відповідні задачі, рішення яких

вимагає розроблення алгоритмічного та програмного забезпечення. Формулювання та формалізація таких задач визначається специфікою системи загалом та певними його об'єктами.

Особливості системи транспортування та зберігання газу.

Неточність задання вихідної інформації. Інформація щодо технічного стану й параметрів об'єктів ГТС, часто, є суттєво невизначеною. Це зумовлено такими причинами:

- постійним старінням обладнання компресорних станцій, що зумовлює зміну характеристик відцентрових нагнітачів (ВН), їхніх приводів та системи охолодження газу;
- недостатнім метрологічним забезпеченням (відсутність заміру витрати газу на більшості компресорних станціях), систем типу SCADA;
- відсутністю систем ідентифікації, у реальному стані, багатьох важливих технічних та технологічних параметрів стану об'єктів;
- постійною зміною коефіцієнта гідравлічного опору руху газу на ділянках газопроводів;
- слабкою прогнозованістю параметрів газу на входах та виходах ГТС;
- неточністю прогнозування параметрів зовнішнього середовища.

Обмеженість та постійна зміна області існування режимів ГТС та його об'єктів. Області існування режимів роботи обладнання компресорних станцій та іншого обладнання є обмеженими та змінними. До того ж, той чи інший режим роботи ГТС вимагає узгодження областей існування всіх об'єктів. Нестационарність режиму породжує постійну зміну області існування, а це так само вимагає корегування параметрів керування газопотоками.

Транспортування та зберігання газу вимагає значних затрат енергоресурсів. Газ від родовищ до споживача проходить тисячі кілометрів. Після проходження 100–130 км газ, за потреби, компримується газотурбінними, або електропровідними агрегатами. На це витрачаються значні обсяги енергетичних ресурсів.

Є тісна взаємозалежність між режимами роботи технологічного обладнання. Усі технологічні об'єкти мають робочу область оптимальної роботи (зведені затрати є мінімальними). Забезпечити роботу всієї системи в такий спосіб, щоб кожен технологічний об'єкт працював у межах області оптимальності ніколи не вдається. І тому, для кожного режиму формуються режими технологічних об'єктів у такий спосіб, щоб сумарні затрати були якнайменшими. Оптимальність роботи часто пов'язана зі стійкістю роботи газотранспортної системи.

Аналіз задач, що виникають у процесі планування та оперативного керування газопотоками, вимагають розробки інформаційно–моделюючих програмних комплексів для їхнього рішення, які б забезпечили:

- оброблення заміряної режимно-технологічної та розрахункової інформації в реальному часі чи за заданий час;
- аналіз роботи ГТС;
- оперативну оцінку стану основного обладнання ГТС – лінійної частини газоперекачувальних агрегатів;
- перспективне планування режимів роботи на прогнозований період;
- аналіз динамічної ситуації, оперативне прогнозування та планування режимів;
- формування параметрів управління потоками газу.

Розглянемо такі основні класи задач диспетчерського керування:

- розробка алгоритмів зменшення енерговитрат, викидів продуктів згоряння паливного газу в процесі транспортування та зберігання природного газу;
- формування науково обґрунтованих вимог до параметрів метрологічного забезпечення для ефективного використання обмежених фінансових затрат на його придбання та встановлення;
- розробка системи розрахунку параметрів динамічних процесів (об'єм та зміна об'ємів акумульованого газу в підсистемах, економічна ефективність транспортування);

- розробка комп'ютерних тренажерів для навчання персоналу в процесі роботи ГТС у штатних та аварійних ситуаціях;
- числове моделювання руху газу в системах зі складною технологічною схемою із врахуванням динаміки зміни параметрів газу на входах та виходах системи, динаміки зміни топології системи та режимів роботи компресорних цехів та багато цехових компресорних станцій;
- оптимізація динамічних режимів транспортування природного газу із врахуванням факторів впливу на потокорозподілу ГТС;
- оперативний чисельний аналіз параметрів режимів руху газу та прогнозування оптимальних режимів в наявних умовах невизначеності;
- формування оптимальних параметрів керування газопотоками в наявних умовах невизначеності.

1.7 Основні задачі диспетчерського керування

Важливою складовою підвищення загальної ефективності функціонування (забезпечення надійності і зменшення виробничо-технологічних витрат) є забезпечення достатнього рівня диспетчерського керування потоками газу в ГТС.

Інтенсивний розвиток у світі трубопровідного транспорту газу зумовив розвиток відповідних фундаментальних та прикладних досліджень. Проведені теоретичні і практичні дослідження в таких областях:

- газова динаміка;
- моделювання режимів руху газу у великій кількості технологічних об'єктів;
- розробка методів і алгоритмів розв'язування різних типів рівнянь і систем, обґрунтування їхньої збіжності й оцінка їхньої швидкодії та складності;
- розробка методів оптимізації складних нелінійних систем;

- розробка підходів до оптимального керування газопотоками;
- розробка систем автоматизації процесу формування та реалізації моделей складних систем зі змінною топологією.

Тривалий час прикладні дослідження у вказаних напрямках проводились суто теоретично й не були затребуваними зі сторони виробництва. Практична реалізація досліджень представляла суто науковий інтерес. Виявилось, що для розробки програмних комплексів потрібно було провести великий комплекс додаткових досліджень, перевірити застосовність наявних і розробити нові моделі й методи. Так, у процесі розроблення математичного та програмного забезпечення з'явилося багато нових проблем, яким раніше не приділяли уваги:

- розробка універсальних обчислювальних процедур, які б забезпечували надійну роботу на необхідній кількості прикладів;
- розробка систем адаптації моделей, методів і підходів до моделювання процесів і об'єктів для охоплення всіх особливостей функціонування ГТС;
- відсутність чи незначна кількість стандартів, експериментальних (лабораторних) даних, відсутність даних про області гарантованої застосовності моделей і методів тощо.

З огляду на сказане, у даній роботі зроблена спроба розв'язати поставлені задачі й довести їх до стану промислової експлуатації.

Загальні методи оптимального планування розподілу потоків у трубопровідних системах мережевого типу зі складною топологією та з компресорними станціями (активними об'єктами), які б знайшли широке використання в реальних газотранспортних системах, на сьогодні є відсутніми. Розроблення методів планування для таких систем ускладнює наявність у системі газопроводів із різним номінальним тиском, різнотипних активних об'єктів та запірної арматури, регуляторів тиску та витрати, тощо. Останніми роками на складність розроблення методів планування впливає ще робота ГТС у непроєктних режимах. Це зумовлено низькою завантаженістю

системи та частою зміною постачальників газу і, відповідно, зміною точок входження газу в систему, що зумовлює існування, за певними напрямками, реверсного режиму роботи магістральних газопроводів.

На сьогодні існують певні методи оптимізації транспортування газу для достатньо завантажених систем (всі КС задіяні в режимі) з простою технологічною схемою – одно– та багатониткових магістральних газопроводів. Оптимізація одноступінчастих систем магістральних газопроводів, переважно, зводиться до вибору тиску, близького до максимальних на виходах активних об'єктів. Існують певні приклади пошуку оптимуму роботи систем зі спрощеною моделлю газових потоків та активних об'єктів. Треба зазначити, що традиційні оптимізаційні методи для систем мережевого типу є непридатними.

Оптимальність роботи ГТС, у реальних умовах її функціонування, можна досягти за рахунок оптимізації роботи як певних об'єктів, так і певних підсистем і системи загалом. Побудові ефективних алгоритмів та методів оптимізації ГТС передують вивчення потенціалу оптимізації та умови його появи, що дає змогу в максимальній мірі реалізувати наявний потенціал оптимізації.

Побудова швидких алгоритмів знаходження оптимального розв'язку вимагає вивчення його властивостей для певних об'єктів, технологічно пов'язаних підсистем. Серед типових підсистем треба розглянути окремий газопровід, або об'єднану систему магістральних газопроводів, підземні газосховища, багатоцехові КС із різнотипними ГПА, які різняться як за потужністю, так і типами приводів (газотурбінні чи електроприводні). Здебільшого в складних системах із дискретно-неперервними процесами не можна обійтися без перебірних алгоритмів. Складність алгоритмів пов'язана з кількістю переборів. Їх зменшення можливе як у цілеспрямованості переборів, яке можливо забезпечити у разі знання властивостей оптимального розв'язку, так і максимальному зменшенні області гарантованої оптимальності.

Комплекси моделювання технологічних ланцюжків, які включають усі об'єкти на шляху руху газу від пласту до точки входження газу в магістральний газопровід, переважно експлуатуються на газових промислах. Наявні підходи ще не доведені до моделювання вказаних систем як єдиної гідравлічної системи, які враховують усі особливості її експлуатації. Основними проблемами, які виникають під час розробки розрахункових процедур, є складність моделей і неповнота їхньої інформаційної підтримки. Виникають значні складності адаптації моделей в умовах наявної невизначеності параметрів, особливо пластових систем.

У процесі проведення аналізу методичного, метрологічного, програмного забезпечення та наявної системи прийняття рішень показали, що:

- частина прийнятих рішень обґрунтовується інформацією, набутою в процесі багаторічної експлуатації ПСГ. Проведений аналіз режимів роботи ПСГ за багато років показав, що немає хоча би двох сезонів з однаковими режимами їх експлуатації;

- параметри процесів за межами наявних робочих областей отримуються екстраполяційним способом без врахування їхнього суттєвого нелінійного характеру;

- наявне метрологічне обладнання забезпечує заміри режимних параметрів процесів у незначних областях їхнього проходження, що не дає змогу проводити їхній коректний системний аналіз розвитку в часі та забезпечити прогнозування розвитку процесів із потрібною точністю на значних інтервалах часу;

- багато необхідних режимних даних для оперативного регулювання процесів не вимірюються;

- для забезпечення достатнього рівня автоматизації та телемеханізації ПСГ та ГТС (інтелектуалізація процесів роботи ПСГ та ГТС) необхідні значні ресурси, вкладання яких на найближчу перспективу не передбачається;

– часто виникає необхідність проведення аналізу поведінки ПСГ та ГТС за межами проєктних режимів її експлуатації (аварійні ситуації та ті, які з’являються в процесі аналізу варіантів реконструкції об’єктів ПСГ та ГТС).

Розроблення алгоритмічного та програмного забезпечення вимагає:

– максимально високого рівня автоматизації процесу розв’язування задач;

– адаптивності алгоритмів і методів до зміни топології системи, динаміки газодинамічних процесів, параметрів технологічних об’єктів, які впливають на динаміку параметрів газо потоків, швидкості моделювання та прогнозування;

– високої (з практичної точки зору), точності моделювання газодинамічних процесів та фільтраційних процесів;

– адекватності у всій області зміни режимних параметрів використуваних моделей технологічних об’єктів;

– високого ступеню оперативної актуалізації системи моделювання.

– врахування взаємодії всіх об’єктів, які беруть участь у нагнітанні, зберіганні та відбиранні газу;

– автоматизованого формування моделі для різних модифікацій обладнання, змін станів технологічних об’єктів, модернізації та реконструкцій певних об’єктів та ПСГ загалом;

– можливості автоматизації процесу адаптації моделей технологічних об’єктів до змінних умов їх роботи та їх термо–гідравлічного стану;

– простоти використання, впровадження, супроводження та актуалізації;

– оперативного проведення багатократних розрахунків для пошуку оптимальних режимних параметрів на значних інтервалах часу та, за потреби, порівняльного аналізу можливих варіантів реконструкції ПСГ та ГТС.

1.8. Висновки до першого розділу

Проведено аналіз проблем, які виникають у процесі експлуатації газотранспортної системи й дали змогу поставити вичерпний набір диспетчерських задач із моделювання, ідентифікації параметрів моделей, планування режимів та керування перехідними процесами масоперенесення в складних системах транспортування та зберігання газу.

Сформульовано системні вимоги щодо розроблення моделей, методів та алгоритмів і відповідно математичного та програмного забезпечення, які забезпечують розроблення систем диспетчерського керування процесами масоперенесення за заданими критеріями якості.

Обґрунтовано розроблення вітчизняного математичного та програмного забезпечення, яке враховує технічне, технологічне та інформаційне забезпечення, а також особливості функціонування та експлуатації об'єктів газотранспортної системи України.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛЮВАННЯ МАСОПРЕРЕНЕСЕННЯ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ

У другому розділі розглянуто математичну модель газового потоку в трубах, компресорних станціях і пристроях звуження потоків – запірній арматурі. Усі перераховані об'єкти є складовими магістрального газопроводу. Їхні моделі газових потоків дають змогу побудувати загальну модель магістрального газопроводу. Для розрахунку режимів течії газу в трубопроводах запропоновано ітераційний метод розв'язування нелінійних систем диференціальних рівнянь із частинними похідними, а також наведено результати дослідження впливу кроків дискретизації за координатою та часом на достовірність і збіжність ітераційного процесу. Усі результати досліджень апробовано в процесі обчислювальних експериментів на реальних заміряних даних.

Для ефективного розв'язування режимних задач запропоновано моделі КС різної складності. Вони використовуються на різних етапах розв'язування тих чи інших задач. Розраховані режими роботи КС враховують усі наявні обмеження на газовий потік у технологічній схемі КС. Розроблено алгоритмічне забезпечення, яке забезпечує доступ до всіх параметрів керування потужністю ГПА КС.

Досліджено варіанти моделей зміни величини потоку газу через запірну арматуру. Наведені дослідження дали змогу зробити коректні постановки крайових задачі, які виникають у реальних умовах експлуатації магістральних газопроводів.

Матеріали розділу викладено в працях [10, 12, 13, 16, 22– 27].

2.1 Модель нестационарного неізотермічного режиму руху газу в трубопроводі із зосередженими відборами та надходженнями газу

Як показують дослідження, рух газу в трубопроводах для розв'язування практичних задач достатньо добре описує наступна система рівнянь [79, 80, 140]

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(p + \rho w^2) &= -\rho \left(\frac{\lambda w |w|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho w) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x} \rho w \left(E + \frac{P}{\rho} \right) &= \frac{4k_T(T_{sp} - T)}{D} - \rho w g \frac{dh}{dx}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

де ρ – густина газу, кг/м³;

P – тиск газу, Па;

w – швидкість руху газу, м/с;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

k_T – коефіцієнт теплопередачі від труби до ґрунту, Вт/м² год К;

T і T_{sp} – температура газу і ґрунту відповідно, К;

h – глибина залягання труби, м;

E – повна енергія одиниці маси газу, Дж;

g – прискорення вільного падіння, м/сек²;

D – діаметр трубопроводу, м;

t – час, с;

x , $x \in [0, l]$ – рухома координата;

l – довжина трубопроводу, м;

z – коефіцієнт стисливості, який характеризує відмінність реального газу від ідеального, і визначається на основі встановленої емпіричної залежності.

Для замикання системи рівнянь використовується рівняння стану газу

$$P = \rho z R T. \quad (2.2)$$

Тут R – газова стала, Дж/(кг⁰К);

T – температура газу, ⁰К.

Густина повної енергії означається виразом

$$E = i - \frac{P}{\rho} + \frac{w^2}{2}, \quad (2.3)$$

в якому для зміни внутрішньої енергії i справедливе співвідношення

$$di = C_p dT + \left[\frac{1}{\rho} - T \left(\frac{\partial(1/\rho)}{\partial T} \right)_p \right] dp,$$

де C_p – питома теплоємність за сталого тиску.

Коефіцієнт стисливості газу розраховується за формулою

$$z = \frac{1}{1 + f(a - bp)p}, \quad (2.4)$$

де a і b – коефіцієнти апроксимації розрахованих z за відомими процедурами – методиками розрахунку коефіцієнта стисливості газу Холла-Ямбурга та Редліха-Квонга. Так після апроксимації розрахованих значень вираз (2.4) прийме вигляд

$$z = \frac{1}{1 + (24.0 - 0.210t)10^{-4}(0.970 - 0.000441p)p} \quad (2.5)$$

Процедура Редліха – Квонга вважається точнішою. Процедура Холла-Ямбурга дає дещо занижені результати (можна бачити незбіжність у третій значущій цифрі). Для псевдокритичних температури 192.308 К та тиску 4.595124 МПа розрахунки за двома останніми способами в діапазоні від 40 до 90 атм дають результати, які збігаються за трьома значущими цифрами.

У діапазоні зміни реальних тисків та температур і точності їхнього вимірювання, z (розрахований за процедурою Редліха – Квонга) лінійно залежить від вказаних параметрів.

Проведені числові експерименти показали можливість побудови досить простих алгоритмів розрахунку z .

2.2 Формулювання крайової задачі. Дослідження моделі

Розрахунок параметрів нестационарного режиму вимагає початкових умов. Зазвичай, за початкові умови беруть вихідні стаціонарні режими з параметрами:

- а) $\lambda, k_T, T_{zp}(x)$;
- б) $q(0,0), P(0,0), T(0)$;
- в) $q^+(x_i, 0) (i = 1, 2, \dots, i_k), q^-(x_j, 0) (j = 1, 2, \dots, j_m)$. (2.6)

Крім цього, задано густину газу ρ_c ; склад газу x_i – об'ємна частка компонентів суміші газу та P_{ik}, T_{ik} – критичні значення компонентів суміші газу.

Проведемо розрахунок початкового розподілу $P(x, 0), T(x)$ та ідентифікацію параметрів моделі за умови стаціонарного режиму. Інтегруючи рівняння системи (2.1), усереднюючи певні розподілені параметри, в стаціонарному випадку отримаємо

$$P_i^2 e^{-bc} - P^2(x) = -\bar{\lambda} z \frac{gRT}{D_f} \left(\frac{M}{S} \right)^2 x \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (2.7)$$

$$T(x) = T_{gr} - [T_i - T_{gr}] e^{-\gamma} + \bar{D}_i \frac{P_i^2 - P_j^2}{2\gamma P} (1 - e^{-\gamma}) + \frac{g\Delta h}{\bar{c}_p \gamma} (1 - e^{-\gamma}), \quad (2.8)$$

де M – масова витрата газу ($M = \rho w S$), кг/м³;

S – площа поперечного перерізу трубопроводу, м²;

\bar{D}_i – середнє вздовж ділянки значення коефіцієнта Джоуля-Томсона, °К/Па;

\bar{c}_p – усереднене значення ізобарної теплоємності, Дж/(кг °К);

$\gamma = \pi K D_f l / \rho_c q_{ij} \bar{c}_p$ – коефіцієнт Шухова;

ρ_c – густина газу в стандартних умовах, кг/м³;

Δh – різниця висотних відміток початку та кінця трубопроводу, м;

$b = 2g\Delta h / (zRT)$ – коефіцієнт.

Останній доданок у формулі (2.8) враховує вплив сил тертя на розподіл температури вздовж трубопроводу. Параметр

$$c = 1 + \frac{D\alpha}{\lambda x} \ln \frac{2g\Delta h D_f + \lambda x w_j^2(x)}{2g\Delta h D_f + \lambda x w_i^2}, \quad (2.9)$$

який входить у формулу (2.7), враховує вплив зміни лінійної швидкості на заданій ділянці трубопроводу.

Зі співвідношення (2.8) отримуємо середню температуру газу в похилому газопроводі

$$\bar{T} = T_{gr} + [T_i - T_{gr}] \frac{1 - e^{-\gamma}}{\gamma} - D_i \frac{P_i^2 - P_j^2}{2\gamma P} \left(1 - \frac{1 - e^{-\gamma}}{\gamma}\right) - \frac{g\Delta h}{\bar{c}_p \gamma} \left(1 - \frac{1 - e^{-\gamma}}{\gamma}\right) \quad (2.10);$$

Процес моделювання нестационарних режимів вимагає задання крайових умов. Можливі варіанти крайових умов наведені в таблиці 2.1. У табл. 2.1 $q^+(x_i, t)$ ($i = 1, 2, \dots, i_k$) – витрата газу (притоки) та їхні координати, $q^-(x_j, t)$ ($j = 1, 2, \dots, j_m$) – витрата газу (відбирання) та їхні координати.

Таблиця 2.1 – Наявні варіанти граничних умов (x,y)

Задано	Знайти
$P(0,t), P(L,t), T(0,0), T(x_i,0), q^+(x_i,t), q^-(x_j,t)$	$q(0,t), q(L,t)$
$P(0,t), q(L,t), T(0,0), T(x_i,0), q^+(x_i,t), q^-(x_j,t)$	$q(0,t), P(L,t)$
$q(0,t), P(L,t), T(0,0), T(x_i,0), q^+(x_i,t), q^-(x_j,t)$	$P(0,t), q(L,t)$
$q(0,t), q(L,t), T(0,0), T(x_i,0), q^+(x_i,t), q^-(x_j,t)$	$P(0,t), P(L,t)$

Крім витрати та тиску на кінцях ділянок газопроводів для всіх варіантів задання крайових умов, за необхідності, знаходиться розподіл $q(x,t), T(x,t), p(x,t)$.

Формулювання задачі. Розв'язати систему рівнянь (2.1) за розрахованими початковими умовами (формули (2.7), (2.8)) та заданими крайовими умовами в табл. 2.1.

За початкові умови, за потреби, беруть $q(x,0), T(x,0), p(x,0)$ та $q^+(x_i,0)$ ($i = 1, 2, \dots, i_k$), $q^-(x_j,0)$ ($j = 1, 2, \dots, j_m$).

Набір емпіричних формул, які використовують для розрахунку параметрів моделі руху газу наведено в табл. 2.1.

У літературі розглядають диференціальні рівняння (або системи рівнянь) із частинними похідними, які описують із різним рівнем адекватності неізотермічний нестационарний процес руху газу в трубопроводі [141–142]. У загальному випадку ці рівняння є нелінійними і їхнє розв'язування пов'язане із суттєвими труднощами. Одним із підходів розв'язування є лінеаризація й побудова ітераційних процедур із використанням чисельних методів. Більшість методів моделювання, що мають практичне застосування, використовують такі постановки задач, які призводять до систем алгебраїчних рівнянь. Для моделювання трубопровідних систем повна система рівнянь газової динаміки без спрощень не використовується.

В основі методу розв'язування системи (2.1) в ізотермічному випадку лежить лінеаризація нелінійного доданку першого рівняння вихідної системи з подальшим уточненням розв'язку через обчислення відповідної нев'язки. Лінеаризована система розв'язується методом скінченних елементів (варіант методу Гальоркіна).

Система (2.1) у лінеаризованому за швидкістю випадку на проміжку $v \in [v_1, v_2]$ для ізотермічного руху газу й без врахування зміни висотних відміток, має вигляд

$$\begin{cases} \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + a \omega - bp = 0 \\ \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \omega}{\partial x} = 0 \end{cases}, \quad (2.11)$$

де позначено:

$$b = \frac{\lambda b_{0i}}{2DgzRT}, \quad \omega = \rho v, \quad a = \frac{\lambda a_{0i}}{2D}.$$

У даному випадку крива $f(v) = v^2$ апроксимується хордою та дотичною. Оскільки під час транспортування газу швидкість змінюється від v_1 до v_2 , тоді рівняння хорди й дотичної, що проходять через точки $(v_1, f(v_1)), (v_2, f(v_2))$, мають вигляд $\phi_i(v) = a_{0i}v - b_{0i}$, де $i = 1$ відповідає хорді, а $i = 2$ – дотичній. Тоді $a_{01} = a_{02} = v_1 + v_2$, $b_{01} = v_1v_2$ та $b_{02} = 0.5(v_1 + v_2)^2$.

Дослідимо нестационарну модель газового потоку “на чутливість” у процесі проведення чисельних експериментів на ділянці газопроводу довжиною 100 км та діаметром 1400 мм, у якій рухається газ зі сталою об’ємною швидкістю $900 \text{ м}^3 / \text{с}$.

Моделювання здійснювалось протягом однієї години. У силу сталості крайових умов залежно від часу зумовлюють рівність обсягів, які надходять у систему та виходять із неї. Об’єм акумульованого газу за вказаних умов має бути стабільним. Проведемо дослідження стійкості розрахунку об’ємів акумульованого газу залежно від зміни величини кроку за часовою змінною та кількістю елементів розбиття за просторовою координатою.

Аналіз результатів:

- для заданих крайових умов існує оптимальне співвідношення між кроком за часом; числом розбиття в методі скінченних елементів; кількістю ітерацій та часом моделювання;
- нестійкість процесу моделювання проявляється на перших хвилинах і з часом процес моделювання стабілізується;
- на нестійкість моделювання впливає зменшення кроку за часом до певної величини, яка дорівнює декільком секундам;
- для реальних можливих крайових умов (в умовах відсутності аварійних ситуацій) оптимальне число елементів розбиття, для довжин ділянок у межах 100 км, становить в межах 6–8 елементів і 2–3 ітерації методу;
- у випадку зменшення довжини ділянок газопроводів кількість елементів розбиття можна зменшувати;

– для забезпечення необхідної точності результатів та часу моделювання для вибору кроку за часом необхідно врахувати швидкість зміни параметрів крайових умов.

На певних ділянках газопроводів частота вимірювання параметрів газу на його входах та виходах становить дві години. Така частота вимірювання параметрів газу впливає на точність моделювання, що продемонстровано на реальних даних для ділянки ГТС (рис. 2.1) – "КС Південно-Бузька – Ананьїв".

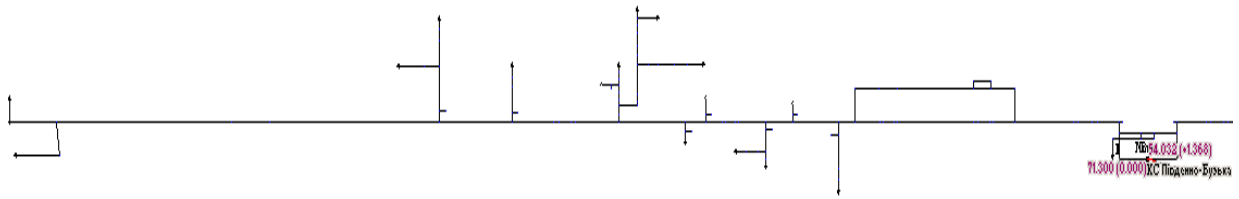


Рисунок 2.1 – Схема ділянки газотранспортної системи "КС Південно-Бузька – Ананьїв" із відборами газу

Узявши на КС Південно-Бузька крайову умову на тиск виходу, а на всіх інших об'єктах-відборах крайову умову на витрату газу, отримаємо наступні результати моделювання газодинамічних процесів даної підсистеми (моделювання здійснювалось протягом 70 годин, крок за часовою змінною $\Delta t = 600$ с) (рис. 2.2–2.3):

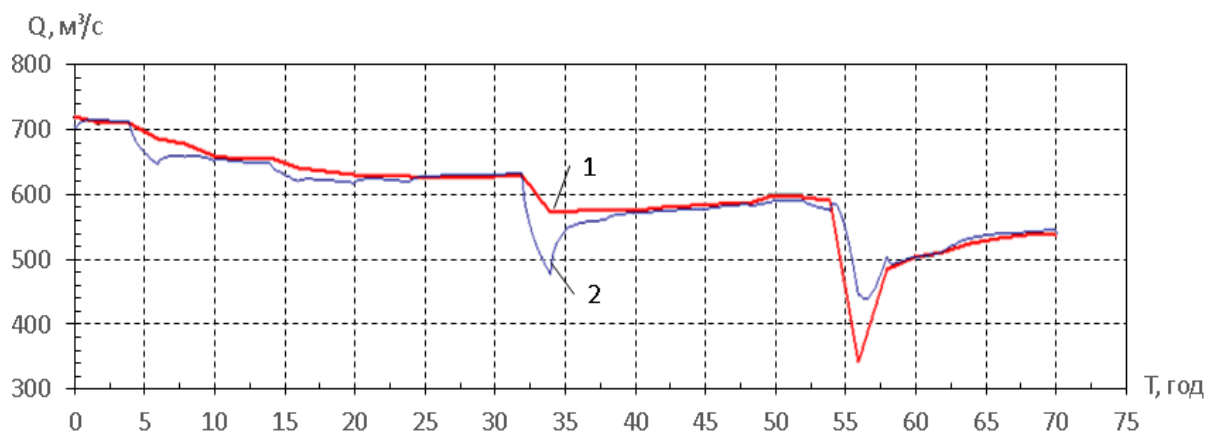


Рисунок 2.2 – Об'ємна витрата газу КС Південно-Бузька (1 – заміряна, 2 – розрахована)

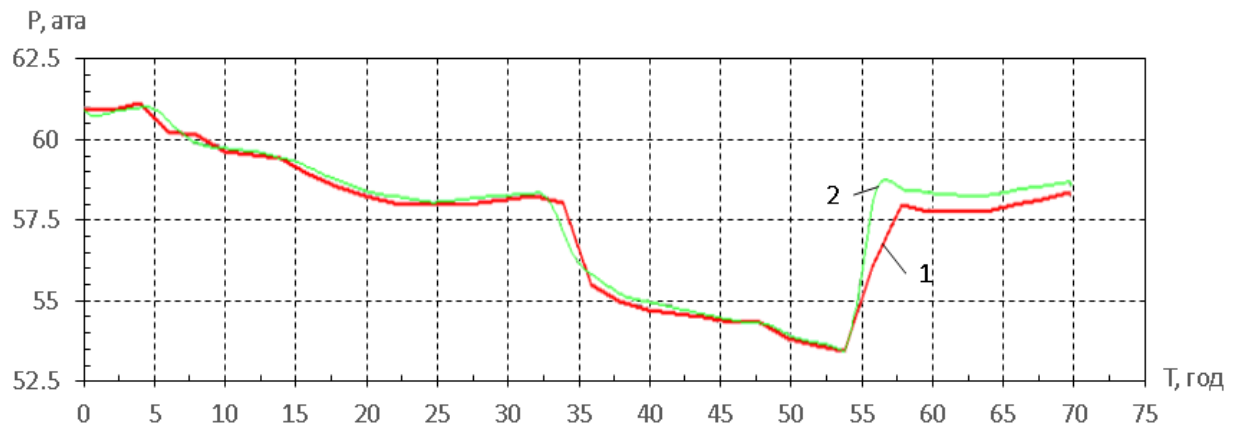


Рисунок 2.3 – Тиск газу на КС Ананьїв (1 – заміряний, 2 – розрахований)

Результати моделювання демонструють достатню збіжність заміряних та розрахованих даних на інтервалах із плавною зміною заміряних параметрів газу на кінцях ділянки газопроводу.

2.3 Використання математичного моделювання нестационарних процесів

Ефективну роботу газотранспортної системи характеризує набір показників, частину з яких можна віднести до так званих інтегральних. Одним із базових інтегральних показників є баланс газу в системі та його зміна залежно від часу. Складовими балансу газу є об'єм акумульованого газу та об'єм можливих витоків через негерметичність системи. Розрахунок балансу газу та його точність суттєво залежить від параметрів метрологічного забезпечення, адекватності математичних моделей руху газу в основних технологічних об'єктах та методів їх реалізації.

2.3.1 Розрахунок об'єму акумульованого газу на ділянці газопроводу

Підхід до побудови математичних моделей розбалансу газу в газотранспортній системі має врахувати складність об'єкта моделювання, неповноту й неточність інформації щодо складових розбалансу. ГТС України

складається з декількох тисяч одиниць різнотипних об'єктів. Складність системи унеможлиблює дослідження похибки зведення балансу (розбалансу), яке ґрунтується на прямому аналізі точності всіх складових.

Об'єм розбалансу характеризує:

- загальний сучасний стан і міру точності прийнятих методів обліку газу витратомірними приладами;
- чинну методичну розрахункову базу з визначення обсягів газу на виробничо-технологічні потреби й достовірності дотримання її вимог;
- міру відповідності затверджених обсягів витрат газу, використуваних у розрахунках балансу газу, дійсним фактичним їх значенням.

До складу розбалансу входять експлуатаційні витрати, неточності заміни дійсних витрат нормативними показниками, витоки газу через негерметичності газопроводів та запірної арматури, зокрема похибки виміру витрати газу, які виникають через неточність датчиків.

Повний набір факторів та їхній вклад у величину розбалансу газу є невідомим. Підвищення точності вимірювальних пристроїв, що є надзвичайно затратним заходом, більш ретельний пошук витоків газу, що є також витратним заходом, не змінить суттєво області невизначеності в знаходженні оцінки розбалансу. Це впливає із того, що сучасні системи локалізації витоків дають змогу ідентифікувати біля 10% витоків, а в точності оцінки виробничо-технологічних потреб завжди буде присутнім людський фактор [143].

Складність дослідження розбалансу газу також визначається тим, що загальна кількість складових розбалансу визначається як кількістю об'єктів ГТС, так і присутністю в них факторів, які сприяють витокам. Залежно від рівня деталізації ГТС, їх кількість досягає десятків тисяч. Так у технологічній схемі ГТС, представленій у термінах теорії графів, є близько 50 тисяч об'єктів, які мають розмірність, тобто вхід та вихід. Тому точний облік похибок визначення витрат газу в них на момент складання балансу газу неможливий, що, так само, унеможлиблює розрахунок похибки балансу через композицію елементарних складових.

Похибка в розрахунку балансу (розбалансу) газу в ГТС являє собою різницю між обліковими надходженнями газу із зовнішніх джерел, родовищ, підземних сховищ та обліковими витратами газу, що передаються зовнішнім споживачам газу, газу для нагнітання в сховища, на власні потреби об'єктів ГТС та облікових втрат газу. Враховані показники, що застосовуються під час розрахунку балансу газу, являють собою нормативні, розрахункові та вимірювані значення, які відрізняються від фактичних похибками нормування, розрахунків та вимірювань витрат газу. Сукупність цих похибок формує загальний обсяг розбалансу та являє собою суму складових в об'єктах ГТС і за видами джерел розбалансування. Джерела розбалансу можна розділити на прямі – невраховані втрати, а також інструментальні та методичні помилки визначення витрати газу. З огляду на велику кількість можливих джерел витоків у газотранспортній системі та факторів їхньої появи (у таких випадках працюють надійно статистичні закони), можна зробити висновок, що наявність розбалансу газу є природньою властивістю кожної великої газотранспортної системи.

Встановлення нормативного значення розбалансу та оцінка числового інтервалу його невизначеності за умови використання наявних методичних матеріалів та вхідних даних дадуть змогу забезпечити коректну інтерпретацію балансу газу в ГТС, яку встановлюють кожної доби. Нормативне значення розбалансу можна також використати для оцінки якості знаходження балансових параметрів структурних складових ГТС.

Рівень невизначеності дає змогу знайти екстремальну оцінку у встановленні величини розбалансу. Її перевищення може слугувати сигналом для пошуку джерела (джерел) впливу на оцінку знаходження балансу та розбалансу в системі. Серед таких джерел може бути – нормативна невідповідність, недостовірність вхідних значень, поява додаткових джерел витрат газу; недостовірне прогнозування тощо.

Балансова модель для оцінки дисбалансу в досліджуваних системах така:

$$D(t_1, t_2) = \sum_{i=1}^{n_{in}} Q_{in}^i(t_1, t_2) - \sum_{i=1}^{n_{out}} Q_{out}^i(t_1, t_2) - \frac{1}{\rho_s} \sum_{i=1}^m \left(\int_0^{l_i} \frac{p_i(x)}{z_i(x) T_i(x) R} F_i(x) dx \right),$$

де

$D(t_1, t_2)$ – дисбаланс підсистеми на інтервалі часу $[t_1, t_2]$, м³/с;

n_{in} – кількість джерел надходження газу в систему;

n_{out} – кількість споживачів газу в системі;

m – кількість ділянок газопроводів;

$Q_{in}^i(t_1, t_2)$ – комерційна витрата i -го джерела за інтервал часу $[t_1, t_2]$, м³/с;

$Q_{out}^i(t_1, t_2)$ – комерційна витрата i -го споживача за інтервал часу $[t_1, t_2]$, м³/с;

$F_i(x)$ – площа поперечного перерізу в координаті x ділянки газопроводу, м²;

l_i – довжина i -ї ділянки газопроводу;

$p_i(x)$ – розподіл тиску вздовж ділянки газопроводу, Па;

$z_i(x)$ – розподіл коефіцієнту стиску вздовж ділянки газопроводу;

$T_i(x)$ – розподіл температури вздовж ділянки газопроводу, К;

R – газова стала, Дж/(кг К);

ρ_s – густина газу за стандартних умов, кг/м³.

Оцінку об'ємів акумульованого газу за різних режимів експлуатації ГТС наведено в табл. 2.2 та 2.3. Як бачимо, що об'єм акумульованого газу є необхідною умовою оптимальної експлуатації ГТС. Мінімальний об'єм акумульованого газу в реальних умовах склав 884 000 000.00 м³ у січні 2009 р. за умови повної відсутності надходження газу із зовнішніх джерел газу (нульовий імпорт та транзит газу).

Таблиця 2.2 – Оцінка об'ємів акумульованого газу (екстремальні оцінки)

Ч. ч.	Діаметр газопроводів (мм)	Довжина (км)	Геометричний об'єм (доля сумарного об'ємі) (тис. м ³ ,%)	Сумарний об'єм газу за максимального тиску (кгс/см ² , тис. м ³)	Об'єм газу за мінімального тиску (кгс/см ² , тис. м ³)	Середній тиск у трубі (об'єм акумульованого газу в%)
1	1400	5 455.00	8 393 063.00 (44.75%)	73.00	45.00	59 (54.6)
2	1200	3 874.00	4 379 169.60 (23.30%)	53.00	35.00	44 (21.1)
3	1000	4 427.00	3 475 195.00 (18.49%)	53.00	35.00	44 (16.8)
4	820	1 799.00	996 458.90 (5.30%)	45.00	35.00	40 (4.4)
5	720	358.00	145 685.95 (0.78%)	43.00	15.00	29 (0.5)
6	≤ 530 (сер.300)	19 837.00	1 401 484.05 (7.45%)	25.00	10.00	17.5 (2.7)
7		35 750.00	18 791.5	1 215 242.00	766 873.00	

Таблиця 2.3 – Розраховані об'єми акумульованого газу для різних режимів роботи газотранспортної системи

Ч. ч.	Умови	Об'єми газу (м ³)	Порівняння з максимальним об'ємом (%)
1	Мінімальний об'єм акумульованого газу (за мінімального транспортування газу та відсутності надходження газу в систему)	766 873 280.00	63.10
2	Максимальний об'єм акумульованого газу (за мінімального транспортування газу)	1 215 242 634.00	100.00
3	Максимальний об'єм акумульованого газу (за об'ємів близьких до максимального транспортування газу)		86.00
4	Мінімальний об'єм у реальних умовах	884 000 000.00	73.00
5	Максимальний об'єм у реальних умовах	1 050 000 000.00	86.00

Розглянемо ділянку ГТС із попутними відборами газу. За крайові умови взято заміряні дані протягом трьох діб. Розглянуто два випадки, перший – на краях задавалися умови на тиски, другий – на одному із країв була задана умова на витрату газу, а на всіх інших об'єктах-відборах задано крайову умову

на витрату газу. Моделювання газодинамічних процесів даної підсистеми здійснювалось протягом 70 годин.

За умови вхідних даних, отриманих системою SCADA, об'єми акумульованого газу розраховують з точністю, співмірною з точністю вимірювання параметрів газу на кінцях ділянки газопроводу (рис. 2.4).

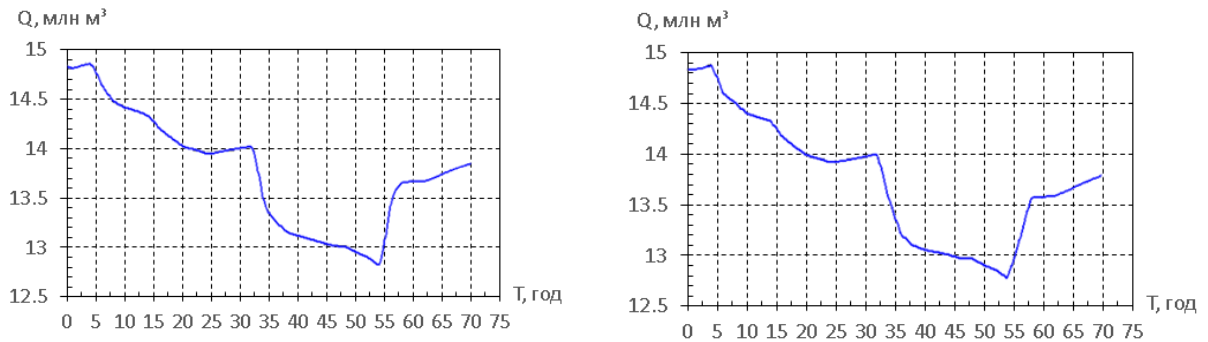


Рисунок 2.4 – Акумульований газ в системі (розрахований) за різних крайових умов

На наведених вище графіках значення об'ємів акумульованого газу відрізняються не більше ніж на 0.15% на інтервалах часу перехідних режимів із максимальною швидкістю й у всіх інших випадках – на 0.05%.

2.3.2 Розроблення алгоритмів діагностики витоків

Вхідні дані для діагностики витоків суттєво формує система вимірювання параметрів газу на ділянках газопроводів. Можливі такі варіанти замірних даних – заміри тиску та температури газу на кінцях ділянки газопроводу й додатково можливими є заміри тиску на кранових площадках та витрати на одному із кінців. Найвні методи діагностики за кордоном вимагають замірів тиску та витрати на обох кінцях ділянки газопроводу[144], що не забезпечується для газопроводів України. Для різних можливих варіантів замірів методи ідентифікації будуть дещо відрізнятися. У разі наявності більше ніж два місця заміру тиску, можливо проводити розрахунок витрати газу на кожній ділянці окремо. Виявлення внутрішнього засмічення,

не повністю закритого (відкритого) крану газопроводу вимагає вимірювання тиску в декількох місцях.

Проведено чисельний експеримент для обґрунтування методики оцінки втрат газу в трубопроводах на ділянці газопроводу діаметром 1400 мм, довжиною 100 км та за крайових умов на тиски. Проведено дослідження впливу адаптивних параметрів (шорсткості та коефіцієнта теплопередачі – газ-зовнішнє середовище). на розрахунок витрати газу Q .

У табл. 2.4 наведено результати моделювання протягом 24 годин (не враховано першу годину, яка потрібна для стабілізації процесу моделювання).

Таблиця 2.4– Результати чисельних експериментів

	Шорсткість	Коефіцієнт k Ккал/м ² ° год. град.	Температура грунту, °С	Q входу, м ³	Q виходу, м ³	Різниця Q входу та Q виходу м ³
1	3e-5	2	10	14245.68	14243.24	2.44
Q = 0.5 – відбирання газу з труби				14252.53	14238.52	14.01
2	12e-5	2	10	12492.85	12490.38	2.47
Q = 0.5 – відбирання газу з труби				12499.41	12485.37	14.04
3	3e-3	2	10	9050.65	9047.29	3.36
4	3e-7	2	10	18045.11	18042.70	2.42
5	3e-5	1	10	14236.68	14234.36	2.32
6	3e-5	4	10	14344.93	14342.34	2.58
7	3e-5	2	6	14317.63	14315.09	2.54
8	3e-5	2	14	14244.13	14241.80	2.34

Зміна параметрів шорсткості та коефіцієнта теплопередачі – газ – зовнішнє середовище, які впливають на гідравлічний та температурний режим транспортування газу, незначно впливають на розрахунок зміни об'ємів акумульованого газу.

Аналіз даних експерименту показав, що:

– за крайових умов на тиски різниця обсягів газу між входом та виходом ділянки газопроводу є досить стабільною за зміни адаптивних параметрів у значних діапазонах (шорсткість, коефіцієнт теплопередачі, температура ґрунту);

– незначні обсяги відбирання газу на ділянці газопроводу з високою точністю проявляються в різниці розрахованих обсягів газу на його вході та виході протягом певного часу.

За результатами числового експерименту можна зробити такі висновки:

– адаптована модель руху газу в трубопроводах забезпечує розрахунок витрати газу на його кінцях із точністю співмірною із точністю вимірювання тисків;

– точність розрахунку зміни об'ємів акумульованого газу з високою точністю в трубопроводі не вимагає такої ж точності знаходження адаптивних параметрів;

– моделювання газодинамічних процесів у трубопроводах на значних інтервалах часу забезпечує оцінювання обсягів витоків газу і встановлення їх нормативних величин за умови усереднення обсягів витоків на багатьох однотипних ділянках газопроводів.

Важливо не тільки оцінити об'єми витоку газу, але і вказати координати його знаходження. Для цього розглянемо ділянку газопроводу довжиною 100 км і діаметром 1400 мм. Заданими є також крайові умови на тиски на вході та виході газопроводу, а також об'єми витоків та його місцезнаходження (на віддалі 25 км від початку ділянки газопроводу). Задача полягає в тому, щоб за крайовими умовами на тиски встановити місцезнаходження та об'єми витоків газу. Будемо вважати, що існує витік, який є домінуючим, тобто суттєво більшим за суму всіх інших. Для уточнення коефіцієнту гідравлічного опору бажано, щоб існував витратомір на одному із кінців ділянки газопроводу.

Введемо позначення: $q(s, t_1, t_2)$ – сумарний вихідний об'єм газу на інтервалі часу $[t_1, t_2]$ в годинах у разі розміщення витоку на віддалі s від входу ділянки газопроводу; $q(s, t)$ – витрата газу на виході ділянки газопроводу у разі розміщення витоку на віддалі s від входу. Розраховуємо невязки у разі зміни місця знаходження витоку. Отримані результати подано в табл. 2.5.

Таблиця 2.5– Результати числового моделювання

Індекс i	s_i км	$q(25,0,24) - q(s_i,0,24)$ тис. м ³	$\cdot q(25,t) - q(s_i,t)$ тис. м ³ /год
1	75.0	273.877	12.60 – 12.96
2	50.0	120.619	5.22– 5.95
3	25.5	2.147	0.72 – 1.08
4	25.0	0.00	0.00

Зміна витрати газу відбувається на інтервалі часу $t \in [0, 24]$ год. Через s_i позначено розміщення витоку відносно входу. Як бачимо (табл. 2.4), існує залежність між невязками від об'ємної витрати газу, координатами витоку, величиною витоку й інтервалом часу моделювання. У розрахунку не враховували точності характеристики витратоміра.

Щодо алгоритму діагностики витоків. Проведенню моделювання передую адаптація моделі руху до реальних умов її експлуатації. Якість адаптації моделі оцінюється за різницею розрахованих та заміряних витрат газу на одному із кінців ділянки газопроводу за відомих крайових умов на тиски. Адаптація моделі проводиться за заміряними даними на значних інтервалах часу.

Виявлення витоків газу, його обсягів та місцезнаходження суттєво залежить від точності заміряних параметрів, як на кінцях ділянки газопроводу, так і замірів тиску газу на його кранових площадках ділянок газопроводів, що знаходяться на віддальх 20–35 км між собою.

За заміряними крайовими умовами на тиски ($P_{вх}(t)$ та $P_{вих}(t)$), проводимо розрахунок витрати газу на вході (виході) $Q_{вх}^{розр}(t)$ ($Q_{вих}^{розр}(t)$) ділянки газопроводу, а також розраховуємо об'єми акумульованого газу як у початковий момент так і на завершенні часу моделювання. Аналізуємо різницю між заміряною та розрахованою витратами газу. Якщо різниця виявиться більшою за точність вимірювання витрати газу й ця різниця буде стабільною, то в цьому разі треба очікувати появу витоку газу на ділянці. Для знаходження місця витоку необхідно мати заміри витрати на обох кінцях ділянки газопроводу.

Величина витoku встановлюється з умови мінімуму різниці між заміряною та розрахованою витратами. У разі наявності додаткових місць заміру тиску є змога провести більш точно адаптацію моделі руху газу, і немає змоги послабити умову на наявність замірів витрати газу.

2.3.3 Дослідження впливу точності ідентифікації параметрів моделі на параметри потоку газу

У процесі експлуатації газотранспортної системи проходить зміна шершавості внутрішніх стінок труб та забруднення відкладами твердих та рідких речовин. За різної витрати газу гідравлічний опір рухові газу в трубопроводах змінюється, на що впливають повороти, можливе звуження потоку (не повністю відкритий кран), зміна рельєфу прокладання газопроводу тощо. І тому, необхідно систематично проводити адаптацію моделі.

Задачі ідентифікації параметрів складних газотранспортних систем відносяться до обернених задач математичної фізики і вони за своєю природою є некоректними. Для таких складних систем, якими є газотранспортні системи, результати більшості досліджень в інших галузях мають досить обмежене застосування. Це пов'язано зі складною технологічною схемою ГТС, наявністю великої кількості різнотипних об'єктів, незначною кількістю приладів вимірювання витрати газу та тиску, а також із нелінійністю газодинамічних процесів. Переважно вимірювання тисків газу можна провести тільки на входах та виходах КС. На багатьох КС витрата газу взагалі не вимірюється. Вагомою є робота ГТС в нестационарному режимі, вплив неточності вимірювання, невисока точність розрахунку параметрів багатокомпонентних газів, характер впливу великої кількості місцевих гідравлічних опорів тощо.

Здебільшого задачі ідентифікації ставляться для систем, які працюють у стаціонарному режимі. Треба дослідити, яким чином знайдені ідентифікаційні параметри для таких систем можуть впливати на адекватність моделювання нестационарних газових процесів.

Візьмемо частину газопроводу, яка складається з КС і з прилеглих ділянок газопроводів. Розглянемо два різні режими роботи такої системи – у режимі на прохід і в режимі компримування з коефіцієнтом стиску газу ε рівним 1.3.

Будемо вважати, що коефіцієнти гідравлічних опорів ділянок газопроводів є різними, й розраховуються за формулою [145, 146]:

$$\lambda = \frac{0,067}{E^2} \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2K}{d_v} \right)^{0,2} \quad (2.12)$$

де K – еквівалентна шорсткість, м; d_v – внутрішній діаметр, м; E – коефіцієнт гідравлічної ефективності, який залежить від періодичності очищення газопроводу.

На параметри руху газу впливають різні місцеві опори. Перепад тиску на місцевих опорах визначається за формулою [56]:

$$\Delta p = \rho \frac{w^2}{2} \left(\frac{A}{\text{Re}} + \xi \right), \quad (2.13)$$

де A – коефіцієнт, який залежить від виду місцевого опору; ξ – коефіцієнт місцевого опору у квадратичній зоні.

Крім цього, на точність розрахунку впливають зміна температури ґрунту (добова та сезонна), температура газу на виході апаратів повітряного охолодження, коефіцієнти шорсткості та гідравлічної ефективності.

Чисельний експеримент 2.1. Нестационарні крайові умови на тиски газу для ділянки газопроводу представлено на рис. 2.5.

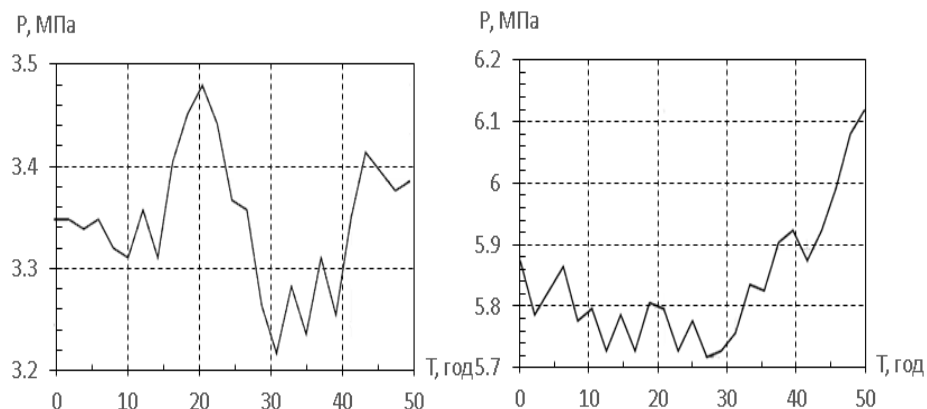


Рисунок 2.5 – Крайові умови на тиски газу на вході МГ (рис. справа) та виході МГ (рис. зліва)

Ділянка газопроводу діаметром $d = 1200\text{мм}$ розділена на частини по 50000 м кожна з різними коефіцієнтами гідравлічного опору (варіанти 1, 2). У третьому варіанті проведено усереднення коефіцієнта гідравлічного опору в такий спосіб, щоб сумарні гідравлічні втрати на обох частинах ділянки газопроводу були близькими до попередніх варіантів. Для всіх варіантів тиск на вході рівний $P_1 = 60$ ата, а витрата газу рівна $Q = 700$ м³/с. Для різних варіантів коефіцієнтів шорсткості K проводиться розрахунок тиску на виході ділянки газопроводу.

- варіант 1: $K_1 = 3e-5$, $K_2 = 3e-4$;
- варіант 2: $K_1 = 3e-4$, $K_2 = 3e-5$;
- варіант 3: $K_c = 1.095e-4$;
- варіант 4: $K_c = 1.05e-4$.

Знайдено середні значення коефіцієнту гідравлічного опору за умови нестационарного та стаціонарного руху газу, які є рівними 0,011927 та 0,012025 відповідно. Порівняння розрахованої витрати газу Q для чотирьох випадків представлені на рис. 2.6–2.8, за винятком перших трьох годин моделювання:

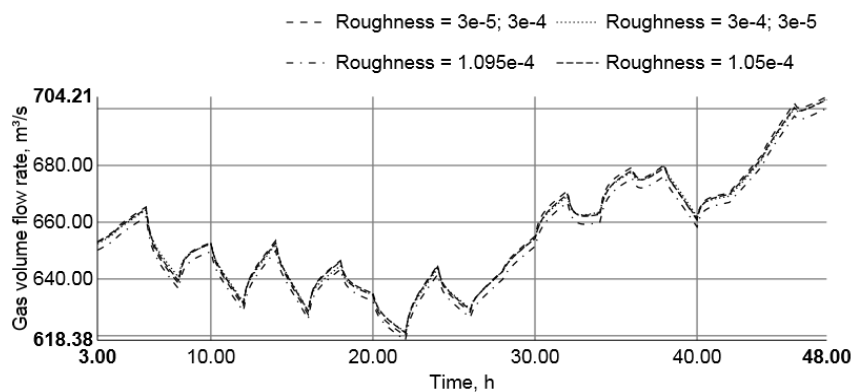


Рисунок 2.6 – Витрата газу на вході ділянки газопроводу

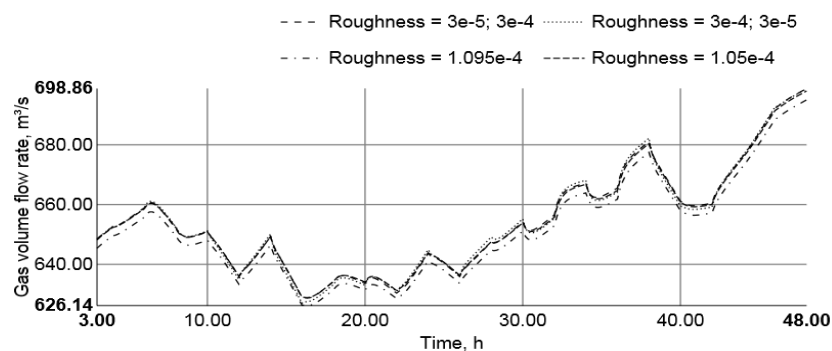


Рисунок 2.7 – Витрата газу на виході ділянки газопроводу

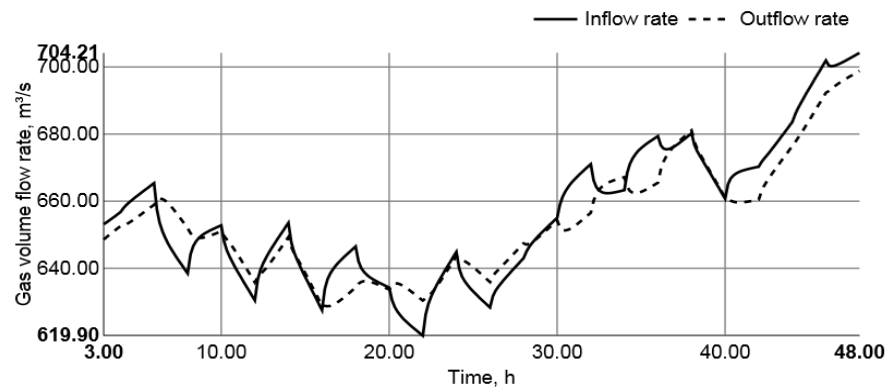


Рисунок 2.8 – Витрата газу на вході та виході ділянки газопроводу

Результати числового експерименту (рис. 2.6–2.8) продемонстрували, що середнє значення коефіцієнту гідравлічного опору, який знаходиться за умови стаціонарного руху газу в трубі, забезпечує задовільну точність і у разі моделювання нестационарного руху газу.

2.4 Моделювання компресорних станцій із прилеглими ділянками газопроводів

Розглянуто задачі розрахунку параметрів газових потоків системи – компресорна станція з прилеглими ділянками газопроводів, як задачі математичної фізики з крайовими умовами, залежними від режимних газодинамічних параметрів. Запропоновано швидкі алгоритми розрахунку режимних параметрів роботи компресорних станцій із прилеглими ділянками для різних варіантів керування газоперекачувальними агрегатами.

2.4.1 Модель компресорної станції

Модель компресорної станції формується на основі моделі структури та моделей її технологічних об'єктів (рис. 2.9).

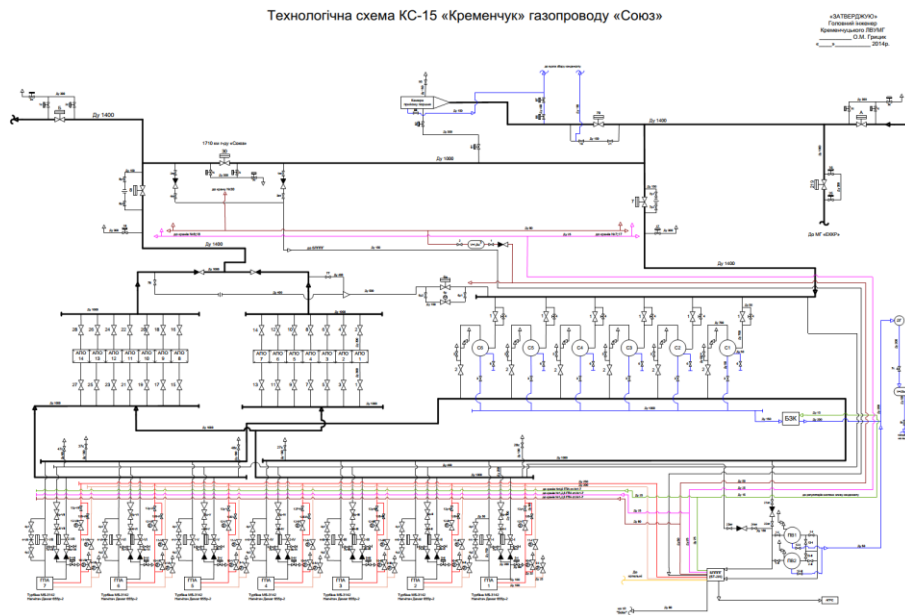


Рисунок 2.9 – Типова технологічна схема КС

Модель структури представляється у вигляді графу, у якому об'єкти, які мають протяжність, представляються ребрами, а всі інші – вершинами. Основний об'єкт – газоперекачувальний агрегат, представляється приводом і відцентровим нагнітачем. Відомо [56], що параметри газу на вході та виході ВН пов'язує набір емпіричних рівнянь

$$\varepsilon = \varphi_1 \left([q]_{pr}, \left[\frac{n}{n_n} \right]_{pr} \right), \quad \eta_{нол} = \varphi_2 \left([q]_{pr} \right), \quad \frac{N_i}{\gamma_n} \left(\frac{n_n}{n} \right)^3 = \varphi_3 \left([q]_{pr} \right), \quad (2.14)$$

$$N_e^p = N_e^n K_{Ne} \left(1 - K_t \frac{t_0 - t_0^n}{t_0 + 273} \right) \frac{P_a}{0,1033}, \quad (2.15)$$

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{pr} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{pr} R_{pr} T_{pr}}{zRT}}, \quad [q]_{pr} = \frac{n_n}{n} q; \quad (2.16)$$

Інші робочі параметри ГПА знаходимо за формулами:

$$q_p = q_p^n K_t \left(0,75 \frac{N_e}{N_e^n} + 0,25 \sqrt{\frac{t_0 + 273}{t_0^n + 273} \frac{P_a}{0,1033}} \right),$$

$$q_p^n = \frac{860 N_e^n}{\eta_e^n Q_n 10^3}, \quad N_e = \frac{N_i}{\eta_m K_N} \quad (2.17)$$

де n – оберти ВН, 1/с;

q – витрата газу через ВН, м³/с;

$\eta_{пол}$ – політропічний ККД ВН;

q_p^n – номінальні витрати паливного газу, м³/с;

ε – ступінь стиску;

N_e^n – номінальна потужність газотурбінної установки (ГТУ), Вт;

K_{Ne} – коефіцієнт технічного стану газотурбінних установок (ГТУ);

K_t – коефіцієнт, який враховує вплив температури атмосферного повітря;

t_0 – температура повітря на вході в ГТУ, С;

t_0^n – номінальна температура повітря на вході в ГТУ, С;

p_a – абсолютний тиск атмосферного повітря залежно від висоти над рівнем моря H , ата;

t_0 – температура повітря в (°С) на вході в ГТУ, С;

N_i – внутрішня потужність ВН, Вт;

Q_n – номінальна нижча питома об'ємна теплота згоряння палива;

η_e^n – номінальний ККД ГТУ;

η_m – механічний коефіцієнт корисної дії;

K_N – технічний стан за потужністю;

z_{pr}, R_{pr}, T_{pr} – параметри газу, за яких експериментально визначені характеристики нагнітача;

γ_c – питома вага газу за стандартних умов ($P = 0,1033$ МПа; $T = 293$ К), кг/м³;

n_n – номінальні оберти нагнітача, 1/с;

φ_k ($k = 1 - 3$) – емпірично встановлені функції.

Наведені характеристики дають змогу враховувати: відхилення параметрів газу на вході нагнітача (z_{ex}, R, T_{ex}) від їх наведених значень (z_{pr}, R_{pr}, T_{pr}) , відхилення фактичної частоти обертання нагнітача n від його номінального n_n значення.

Політропічне ККД η_{pol} знаходиться зі співвідношення

$$T_{вих} z_{вих} = T_{ex} z_{ex} \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{pol}}},$$

і уточняється за значеннями ε і n формулою

$$\varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{pol}}} = \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 \frac{z_{pr} T_{pr} R_{pr}}{z_{ex} T_{ex} R} \left(\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k \eta_{pol}}} - 1 \right) + 1. \quad (2.18)$$

Для розрахунку внутрішньої потужності відцентрового нагнітача відома формула:

$$N_i = \left(\frac{n}{n_n} \right)^3 \rho \frac{m z_{pr} T_{pr} R_{pr} q_{pr}}{(m-1) \eta_{pol} 60} \left(\varepsilon_n^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right), \quad (2.19)$$

де m – показник політропи.

Існує набір технологічних обмежень на: положення робочих точок на характеристиках ВН для забезпечення безпомпажної роботи ГПА; максимальну об'ємну продуктивність ВН; частоту обертання валу ВН ($n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$); максимальну потужність ГТУ ГПА; максимальний вихідний тиск ВН, який визначається міцністю трубопроводів на виході ВН; максимальну температуру на виході ВН, яка визначається ізоляційним покриттям трубопроводів; мінімальне значення тиску на виході кожного ВН; умови, пов'язані із заданим рівнем стійкості роботи ГПА (віддаленість від зони помпажу); умови узгодженості схеми з'єднання ВН із підвідними і відвідними шлейфами та магістральними газопроводами.

Алгоритм розрахунку режиму роботи КС за набором вхідних даних $(\rho_c, P_1, P_2, T_1, q, \{M_i^k\})$ (густина газу в стандартних умовах, тиск газу на вході, тиск газу на виході, витрата газу, набір ГПА в кожному i -тому цеху)

забезпечує розрахунок режиму роботи КС $(T_2, s_{ij}^k, n_{ij}, \varepsilon_{ij}, q_{pg}^{ij}, N_{ij})$ (температура на виході; схема роботи ГПА – i -номер ступені, j - номер ГПА в ступені, k -тип ГПА; оберти ВН, ступінь стиску, обсяг паливного газу на режим роботи ГТУ та потужність ГТУ). Індокси $(i, j) \in \{N_i^k, N_j^k\}$ (N_i^k - множина ступенів роботи КС, N_j^k - множина ГПА на i - і ступені).

Основними режимами роботи компресорних станцій є – перевід режиму роботи “на прохід”, зміна потужності роботи певних ГПА, перевід роботи КС з одного ступеню стиску газу в декілька ступенів стиску газу, перевід із режиму “на прохід” у режим компримування газу, режим роботи з редукуванням газу на виході КС, робота КС у режимі рециркуляції частини обсягу газу з виходу на вхід для забезпечення роботи ГПА в безпомпажному режимі.

Розглядається спрощена схема (рис. 2.10), яка складається з двох прилеглих ділянок до КС (КС Південно-Бузька) та переведення роботи КС із режиму компримування в режим роботи “на прохід”. Об’ємна витрата газу на вході та виході є сталою й рівна $800 \text{ м}^3/\text{с}$. Переведення КС у режим "на прохід" відбувається через 2 години від початку моделювання, а до цього часу КС працює зі сталим ступенем стиску газу $\varepsilon = 1.3$.

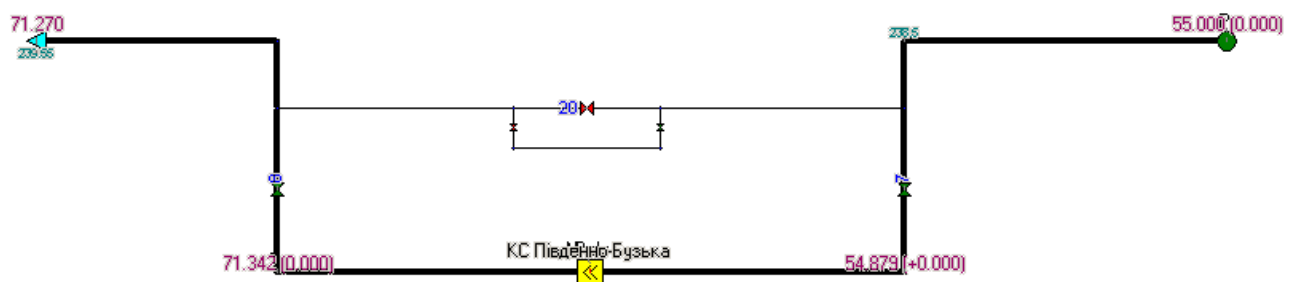


Рисунок 2.10 – Фрагмент технологічної схеми

Моделювання здійснювалось протягом 4 годин, крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600 с (10 хв).

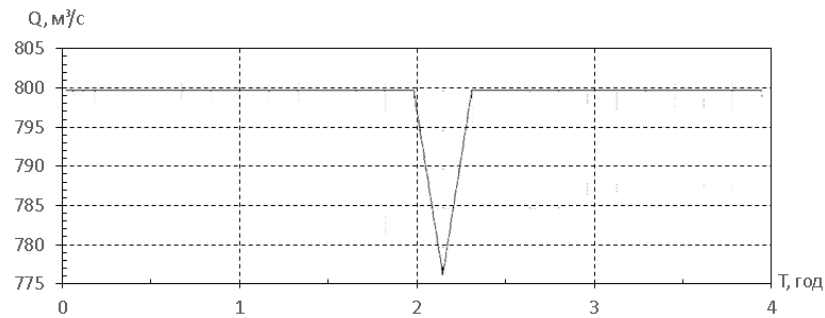


Рисунок 2.11 – Витрата газу на вході в КС

Переведення з режиму “на прохід” у режим компримування газу проходить за витрати газу – $800 \text{ м}^3 / \text{с}$. Включення КС відбувається через дві години від початку моделювання (ступінь стиску $\varepsilon = 1$). Моделювання здійснювалось протягом 4 годин, крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600 с (рис. 2.12).

Зауважимо, що алгоритм протягом 40 хв забезпечив режим зі ступенем стиску газу, після чого підтримував режим роботи КС із постійною потужністю. У даному прикладі знайдено такий режим роботи КС Південно-Бузька: (1)1,2,3,4:235–21–1[3946] (три ГПА із 3946 обертами за хвилину відцентрових нагнітачів. Водночас розрахункова потужність КС стала рівною 19394294,11 Вт.

Наведемо результати моделювання:

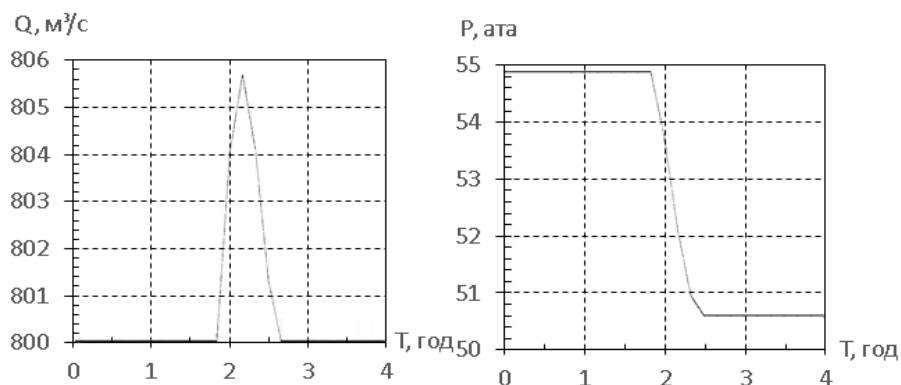


Рисунок 2.12 – Витрата та тиск газу на вході в КС

Перехідні режими роботи на прилеглих ділянках за зміни режиму роботи КС тривають більше ніж три години (рис. 2.12).

2.5. Моделювання режимів роботи за змінної потужності КС

На вході та виході прилеглих ділянок задані сталі крайові умови на витрату газу і вони складають $800 \text{ м}^3 / \text{с}$. Нарощення потужності (до $25212582,34 \text{ Вт}$) КС відбувається через 2 години після початку моделювання, а до цього часу КС працювала із фіксованою потужністю та ступенем стиску газу – $\varepsilon = 1.2$. Моделювання здійснювалось протягом 4 годин. Крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600 с (10 хв).

Результати моделювання наведені на рис. 2.13:

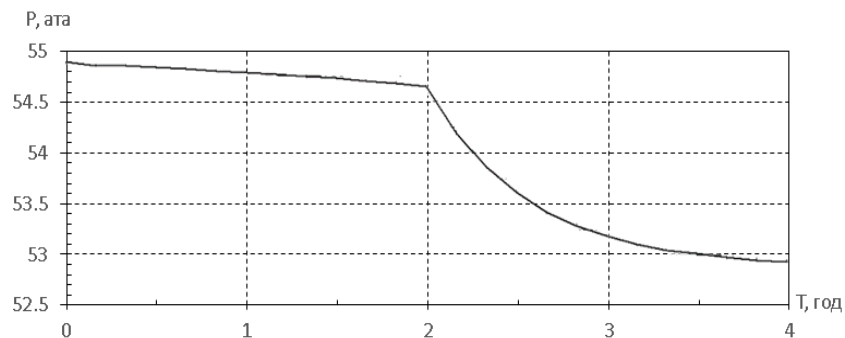


Рисунок 2.13 – Тиск газу на вході в КС

За незначної (декілька відсотків) зміни потужності стабілізація параметрів газового потоку на вході КС проходить не менше ніж дві години (рис. 2.13).

2.6. Моделювання роботи багатониткових компресорних станцій на багатониткових магістральних газопроводах

На ГТС України працюють багатониткові магістральні газопроводи, які гідравлічно між собою поєднані газопроводами-перемичками. І часто, закриваючи / відкриваючи запірну арматуру, виникає необхідність розділити багатониткові МГ на декілька одностанкових. У процесі таких змін технологічної схеми ГТС виникає потреба забезпечувати роботу певних МГ незалежно один від іншого.

Розглянуто частину технологічної схеми на ділянках (рис. 2.14) від КС Софіївка до КС Іллінці (для даних КС задано крайові умови на витрату газу). Для КС Ставище, яка розміщена між КС Софіївка та КС Іллінці розглянутого каскаду, задана крайова умова на фіксовану потужність. Крім того, задана ще умова – починаючи з 5 години моделювання системи проводиться за умови роботи цехів роздільно, а з 8 години моделювання – знову обидва цехи об'єднані в одну КС.

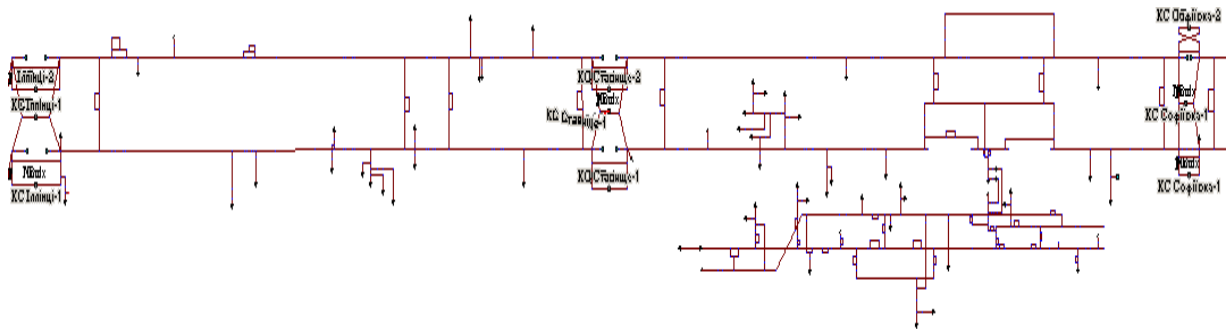


Рисунок 2.14 – Частина технологічної схеми – КС Софіївка –
КС Іллінці

Моделювання здійснювалось протягом 10 годин, крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600 с (10 хв).

Перед початком моделювання знайдено такий режим роботи КС Ставище:

- 1,2:PCL804–2/36[3404], за зафіксованої потужності $N_e = 25507602.2748$ Вт. Після 5 годин моделювання проведена зміна режиму роботи КС та знайдено такі режими роботи для 2-х цехів:

- 1:PCL804–2/36[3433], потужність для 1 цеху $N_e = 12818618.5054$ Вт;
- 4,5: НЦ-16/76[4047], потужність для 2 цеху $N_e = 17167108.9711$ Вт.

Після 8 годин моделювання цехи знову об'єднані та знайдено такий режим роботи КС Ставище:

- – 1,2:PCL804–2/36[3481], потужність $N_e = 26353775.0385$ Вт.

Потоки газу в різних нитках багатониткових газопроводів часто об'єднують та роз'єднують. Щоб забезпечити роботу багатоцехових КС у

таких умовах приходиться цехам працювати на певні нитки окремо. Одним із варіантів роботи багатоцехових КС є таким – один із цехів КС працює в режимі “на прохід”. Такі варіанти роботи багатоцехових КС, у певному діапазоні зміни витрати газу на багатониткових МГ дає значний економічний ефект.

2.7 Тепловий режим транспортування газу

Проведено аналіз проблеми розрахунку теплового режиму транспортування газу. Порівняльний аналіз результатів чисельних експериментів та заміряних даних показав, що наявні формули розрахунку параметрів стаціонарного температурного режиму транспортування газу, вносять значну похибку. Для підвищення точності розрахунку запропоновано поправочні емпіричні коефіцієнти.

У холодну пору року вентилятори апарату повітряного охолодження (АПО) відключають, для економії електроенергії. Досягти максимального охолодження газу в теплообмінних апаратах, використовуючи АПО газу, можна саме за низьких температур зовнішнього повітря. І тому, багато авторів [92, 147] досліджували вплив фактору охолодження газу в АПО на енергетичну ефективність системи транспортування газу та провели попереднє оцінювання цього ефекту.

Для оцінки ефекту охолодження та часу входження процесу в стаціонарний температурний режим потрібно користуватися нестационарними моделями. На розподіл температури газу в трубопроводі суттєво впливає наявне температурне поле вздовж трубопроводу, яке змінюється досить повільно, навіть за значних обсягів витрати та температури газу на вході газопроводу. Отже, для проявлення величини ефекту від охолодження газу потрібен значний час.

Задачі планування режимів розв’язують за умов стаціонарності газових потоків. Вони вимагають ідентифікації параметрів моделей газових потоків, зокрема, коефіцієнту тепловіддачі газ – зовнішнє середовище, який залежить від теплопровідності ґрунту (трубопроводи здебільшого прокладені на глибині

1.5 м), яка так само залежить від теплопровідності основної породи, складу ґрунту, структури, густини сухої частини ґрунту, його вологості, від інтенсивності теплового потоку в зовнішнє середовище. Так зміна вологості в межах 10% може змінити теплопровідність ґрунту на 60% і більше[148].

2.7.1 Розрахунок розподілу температури газу на ділянці газопроводу

Тепловий режим транспортування газу залежить від багатьох факторів: температури газу, який попадає в систему магістральних газопроводів; змінного температурного поля вздовж газопроводів; системи охолодження газу на компресорних станціях тощо. Для розрахунку стаціонарного температурного поля відомі вирази [147], які дають можливість за параметрами газу на вході ділянки газопроводу розрахувати температуру газу на її виході.

Для знаходження розподілу температури вздовж горизонтального трубопроводу, переважно, користуються формулою:

$$t = t_r + (t_0 - t_r)e^{-ax} - D_i \frac{P_0 - P_k}{L} \frac{1 - e^{-ax}}{a}, \quad (2.20)$$

де $a = (k\pi D) / (Gc_p)$.

Тут t_0 – температура газу на вході в трубопровід;

t_r – температура ґрунту;

D_i – коефіцієнт Джоуля – Ленца;

c_p – коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;

P_0, P_k – значення тиску на початку і в кінці газопроводу.

У формулі (2.20) останній доданок правої частини визначає ефект Джоуля–Томсона, тобто зниження температури під час розширення газу. Вказана формула не враховує зміну температури за рахунок роботи затраченої на протидію силі тертя. Якщо врахувати останню, то розподіл температури вздовж горизонтального трубопроводу визначається згідно формули:

$$t = t_r + (t_0 - t_r)e^{-ax} - D_i \frac{\Delta P}{aL} (1 - e^{-ax}) + \frac{gi}{ac_p} (1 - e^{-ax}), \quad (2.21)$$

де
$$i = \frac{\Delta P}{g \rho_c L}, \Delta P = P_0 - P_k.$$

З формули (2.21) випливає, що врахування роботи сили тертя призводить до підвищення температури. Показано [147], що формула (2.21) дає дещо точніші результати, ніж формула (2.20).

Середня температура для ділянки газопроводу визначається згідно формули:

$$t_c = \frac{1}{L} \int_0^L t(x) dx. \quad (2.22)$$

Середнє значення температури згідно формули (2.20) має вигляд:

$$t_{c,1} = t_r + (t_0 - t_r) \frac{(1 - e^{-aL})}{aL} - D_h \frac{\Delta P}{aL} \left(1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}\right), \quad (2.23)$$

а згідно формули (2.25)

$$t_{c,2} = t_r + (t_0 - t_r) \frac{(1 - e^{-aL})}{aL} - D_i \frac{\Delta P}{aL} \left(1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}\right) + \frac{gi}{ac_p} \left(1 - \frac{(1 - e^{-aL})}{aL}\right). \quad (2.24)$$

У цих формулах не враховано впливу перепаду висот на температуру газу – доданок $-g \frac{\Delta h}{L} \frac{1 - e^{-ax}}{c_p a}$, та зміни швидкості руху газу – доданок

$\frac{v_L - v_0}{aL c_p} \left[\left(v_0 - \frac{v_L - v_0}{aL} \right) (1 - e^{-ax}) + \frac{(v_L - v_0)x}{L} \right]$. Перші два доданки – відома

формула Шухова, яку використовують для розрахунку розподілу температури газу вздовж труби діаметром, не більше 820 мм, третій доданок використовують уже для труб діаметром до 1220 мм, а четвертий – для труб 1420 мм.

2.7.2. Розрахунок розподілу температури газу в системі газопроводів

Розрахунок температурного режиму пов'язаний із гідравлічним. В останні два — три цикли завершення гідравлічного розрахунку включається розрахунок розподілу температури газу в трубопроводах. Числові

експерименти підтверджують швидку збіжність термо – гідравлічного розрахунку (достатньо трьох ітерацій, для збіжності ітераційного процесу).

На температуру газу в системі магістральних газопроводів впливають:

– газоперекачувальні агрегати, розрахунок температури газу на виходах яких, розраховують за формулою:

$$- T_j = T_i \frac{z_i}{z_j} \varepsilon^{(m-1)/m}, \quad (2.25)$$

(впливає з рівнянь політропного процесу $P_j \rho_j^{-m} = P_i \rho_i^{-m}$ і рівняння стану реального газу $P = z \rho R T$, де T_j температура газу на виході нагнітача);

– апарати повітряного охолодження, для розрахунку температури газу на виходах АПО використовують функцію φ [56]:

$$- \varphi(\vec{A}, T_i, T_j, t_p, Q, n_1, n_2) = 0, \quad (2.26)$$

де \vec{A} – вектор технічних і емпіричних параметрів АПО;

T_i, T_j – температура газу на вході і виході АПО;

t_p – температура повітря,

Q – витрата газу через АПО,

n_1 – кількість секцій АПО,

n_2 – кількість працюючих вентиляторів.

Зміна температури газу проходить у вершинах граф-схеми систем магістральних газопроводів, степінь яких більша за одиницю. Для цього використовують відомі рівняння балансу масової витрати для j -ї вершини графа

$$\sum_i m_{ij} + \sum_k m_{jk} = 0, \quad j \in V; \quad (2.27)$$

та рівняння теплового балансу для j -ої вершини графа:

$$T_j \sum_k q_{jk} - \sum_i q_{ij} T_i = 0, \quad j \in V. \quad (2.28)$$

Розрахунку розподілу температури газу в системі магістральних газопроводів передують розрахунок температури газу на виході ГПА. Для цього треба попередньо знайти реальні політропічні ККД їхніх відцентрових

нагнітачів у всій робочій області. Для більшості ГПА відхилення номінальних паспортних політропічних ККД від реальних часто становить більше ніж 20%.

Проведені числові експерименти та аналіз реальних заміряних даних показали (рис. 2.15):

- зміна температурного режиму транспортування газу суттєво залежить від величини витрати газу;
- значні коливання температури повітря (більше ніж 20 градусів) на поверхні ґрунту незначно впливають на температуру ґрунту на глибині її залягання (менше ніж 0,1 градуса за добу), тому температура повітря майже не впливає на температурний режим транспортування газу;
- зміна витрати впливає на зміну температурного поля (час формування стаціонарного температурного поля менший, ніж 1,5 місяці; вплив зміни витрати на зміну температури газу на виході ділянки в перший тиждень майже невідчутний);
- коефіцієнт теплопровідності ґрунту є нелінійним і суттєво залежить від ґрунту (структури, складу та густини), вологості та масової витрати теплоносія (витрати газу).

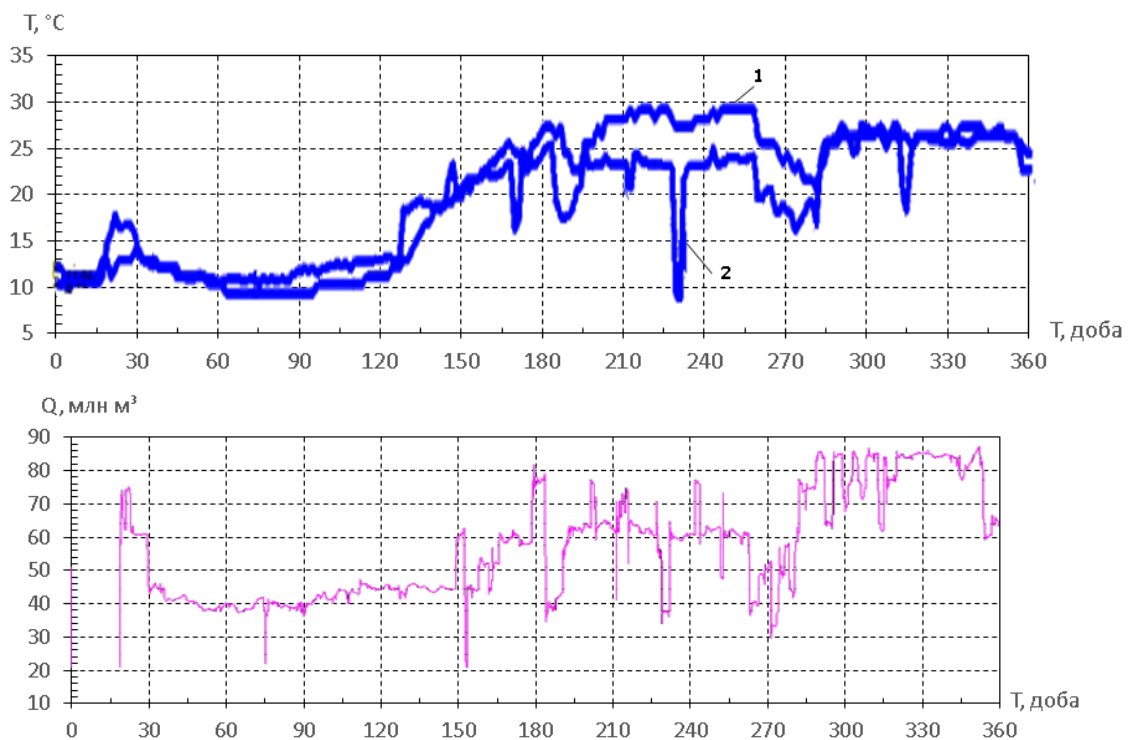


Рисунок 2.15 – Розрахунок розподілу температури газу на виході ділянки газопроводу протягом 2009 року

На рис. 2.15 верхні два графіки – заміряні (1) та розраховані (2) температури газу на вході КС Машівка, нижній графік — витрата газу на ділянці газопроводу в млн м³ за добу.

Аналіз проведених розрахунків показав: знайдений у процесі обробки даних, коефіцієнт теплопровідності як функція витрати газу забезпечив збільшення точності розрахунку температури газу на виході ділянок газопроводу; для забезпечення максимальної точності розрахунку температури газу на виході ділянок газопроводу потрібно встановити функціональний зв'язок (як функція часу) між коефіцієнтом теплопровідності та витратою; встановлене відхилення (рис. 2.15) між розрахунковим та заміряними температурами може виникнути через неточності наявних даних. Так за високих температур повітря та за значних витратах газу вентилятори на АПО є малоефективними й температура газу на вході ділянки газопроводу була дещо більшою за нормативну, що не було враховано в базі даних.

Проведені числові експерименти показали, що у разі стаціонарного температурного поля: за температури зовнішнього повітря біля 0⁰С за включених вентиляторів можна досягти збільшення тиску на вході наступної КС біля 2.5 атм., а за – 20⁰С того ж ефекту можна досягти половиною включених вентиляторів, що дасть змогу суттєво зменшити затрати паливного газу; за температури довкілля 20⁰С і при переході з 50% на 60% знімання температурного напору на виході АПО (різниця між температурою газу на вході АПО й температурою довкілля) призводить до зменшення паливного газу на 4–6%; за температури довкілля 20⁰С і переході з 50% на 60% знімання температурного напору на вході АПО призведе до споживання на АПО з 350 кВт до 950 кВт електроенергії.

Добова зміна температури зовнішнього середовища незначно впливає на зміну температури ґрунту. Температура ґрунту для малих глибин (декілька метрів) залежить від рівня його освіченості сонячними променями і від теплового потоку, направленою із земних глибин. Для однорідного ґрунту

зміна температури ґрунту за одиницю часу описується з достатньою точністю рівнянням Фур'є [148]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_{gr} \Delta^2 T, \quad (2.29)$$

де a_{gr} – коефіцієнт температуропровідності ґрунту.

Розглянемо його одновимірний випадок

$$-\frac{\partial T}{\partial t} = a_{gr} \frac{\partial^2 T}{\partial h^2}. \quad (2.30)$$

Задамо добову зміну температури на поверхні ґрунту ($h = 0$), такою формулою:

$$\Delta T_0 = \Delta T_{0s} \sin(2\pi t / 86400).$$

За заданих початкових значень рівняння (2.30) має розв'язок:

$$\Delta T_h = \Delta T_{0s} \exp\left(-h \sqrt{\frac{\pi}{86400 a_{gr}}}\right) \sin\left(\frac{2\pi t}{86400} - h \sqrt{\frac{\pi}{86400 a_{gr}}}\right). \quad (2.31)$$

Максимальне коливання температури на глибині h є рівним:

$$\max \Delta T_h = \Delta T_{0s} \exp\left(-\sqrt{\frac{\pi h^2}{86400 a_{gr}}}\right). \quad (2.32)$$

Якщо $a_{gr} = 4,9 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2 / \text{c}$ і $h = 1 \text{ m}$, то $\max \Delta T_h \leq 0,1 \text{ m}$ при коливанні температури на поверхні землі в інтервалі [2,22] градусів Цельсія. Зсув фаз (Δt) між коливанням температури на поверхні ґрунту й на глибині, наприклад 0,4 м, є близьким до 12 год. Така величина розраховується згідно формули:

$$\Delta t = \sqrt{\frac{86400 t^2}{4\pi a_{gr}}}.$$

Значні коливання температури на поверхні ґрунту незначно впливають на температурне поле, яке створює газовий потік у трубі.

Розглянемо коефіцієнт $a_{gr} = \frac{\lambda_{gr}}{c_{gr} \rho_{gr}}$, де λ_{gr} – коефіцієнт теплопровідності

ґрунту, c_{gr} – питома теплоємність ґрунту, ρ_{gr} – густина ґрунту. Всі ці

параметри суттєво залежать від складу ґрунту, його структурних властивостей та вологості. Для ґрунту, суха частина якої складається із гранул двох фракцій: піску (розмір гранул 0,002—2 мм) та глини (розмір частинок менше ніж 0,002) вказаний коефіцієнт розраховується за формулою [148]:

$$a_{grv} = \frac{a(\lg s_h + b)}{\rho_{gr}(c_{gr} + 41.9s_v)} 10^c,$$

де $a = 0.1424 - 0.000465s_v$,

$b = 0.419 - 0.000313s_v$,

$c = 6.24 \cdot 10^{-4} \rho_{gr}$,

$\rho_{grv} = \rho_{gr}(1 + 0.01s_v)$,

s_h – масова доля глини,

s_v – об'ємна доля води яка віднесена до всієї сухої складової ґрунту.

Теплопровідність піску і глини залежить від вологості ґрунту. Коефіцієнт a_{gr} за зростання вологості до 10% швидко росте й повільно зменшується за подальшого збільшення вмісту води.

Врахування всіх основних факторів впливу на температуру газу та постійне уточнення коефіцієнтів теплопередачі від газу в зовнішнє середовище забезпечує розрахунок температури газу в системі основних магістральних газопроводів із задовільною точністю.

2.8 Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах

Робота крану представляється як зміна площі прохідного перетину трубопроводу за часом. Технологія транспортування й розподілу газу вимагає постійної зміни станів (закриття / відкриття) великої кількості різного типу кранів. Значна частина кранів оснащена приводами зміни їхнього стану.

Зміна станів кранів зумовлює в газопроводах суттєві нестационарні процеси, які впливають на режим руху газу й параметри роботи газотранспортної системи. Проблеми моделювання таких газодинамічних процесів пов'язані зі швидкою зміною зосереджених параметрів (діаметру поперечного перетину труби) і нестійкістю моделювання газодинамічних процесів, які проходять в області таких змін. Подібні процеси відбуваються також під час включення/виключення газоперекачувальних агрегатів. І тому нестационарна модель ГТС вимагає побудови стійкої числової моделі роботи кранів і відповідно кранових площадок.

Кількість робіт у вказаному напрямі є досить обмеженою. Як показали числові експерименти, задовільні результати показала модель крана з миттєвим перекриттям поперечного перетину. Крани відносяться до пристроїв звуження потоку газу. До таких пристроїв відносять дроселі, байпасні та свічні крани. Звужуючим пристроєм інтерпретують витік газу через можливі щілини. Розглянемо витік газу через звужуючий пристрій [56]. Масова витрата газу G , яка проходить через звуження площею S , буде рівною

$$G = k_q S \sqrt{2 \frac{k}{k-1} P_1 \rho_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]},$$

де k_q – коефіцієнт врахування впливу багатьох факторів, і відома емпірична формула його розрахунку; k – показник адіабати; P_1, ρ_1 – тиск і густина газу справа, а P_2 – тиск зліва. Тут $P_2 / P_1 \leq 1$.

Інший підхід до моделі звужуючого пристрою полягає в такому. Розглядаємо три зони: 1-а – стиску, 2-га – стиску, 3-тя – розширення.

У всіх зонах має виконуватися закон збереження маси газового потоку $\rho v F = const$, і має місце рівняння місцевих втрат тиску ΔP , який розраховується згідно формули Вейсбаха: $\Delta P = \rho \frac{v^2}{2} \zeta$ (де ζ – коефіцієнт місцевого

гідравлічного опору, v – швидкість газового потоку), та рівняння збереження енергії. З огляду на невелику протяжність крану, найбільший вплив на температуру має ефект Джоуля–Томпсона. Тоді розрахункову формулу можна записати в такому вигляді $T_2 = T_1 - D_i(P_1 - P_2)$. Якщо врахувати, що $P\rho^{-k} = \text{const}$ і $P = z\rho RT$, отримаємо

$$T_2 = T_1 \frac{z_1}{z_2} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}.$$

Рівняння місцевих втрат тиску буде мати вигляд

$$\Delta P = \zeta \frac{\rho_c^2 R T_2 z_2}{2 F_2^2 P_2} Q_1^2,$$

де ζ – сумарний коефіцієнт опору потоку газу в перетині F_2 .

Всі попередні підходи до моделі звужуючого пристрою ґрунтуються на стаціонарних моделях. Розглянемо підхід до визначення втрат на основі використання квазістаціонарної моделі руху газу, яка базується на основі таких засад витоку газу через свічу [149]: на кожному елементарному проміжку часу Δt рух вважається стаціонарним як у трубопроводі, так і у свічі; нехтуємо швидкістю руху газу в трубці та ефектом тертя й теплообміну в процесі витоку газу через свічу; параметри газу в трубопроводі в процесі витоку газу змінюються згідно адіабатичного закону; газ є термодинамічно ідеальним.

За таких припущень математична формула для визначення масової витрати газу від часу така

$$G = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k P_n S_c}{a_n} \left\{ 1 + \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k-1}{2} \frac{S_c a_n t}{LS} \right\}^{\frac{k+1}{k-1}}. \quad (2.33)$$

В останній формулі

$$a_n = \sqrt{kRT_n}.$$

Для оцінки миттєвого масового витоку газу можна користуватися формулою

$$\omega = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{2(k-1)}} \frac{k p_H S_c}{a_H}. \quad (2.34)$$

Величину S_c можна нормувати для різних труб за їхнім діаметром, часом експлуатації, способом виготовлення та умовами експлуатації.

Стаціонарний зведений до стандартних умов об'ємний витік газу із резервуару [56] розраховується за формулою

$$q = \frac{k_q S_c}{\rho_c} \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_1 \rho_1 \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right)}, \quad (2.35)$$

де ρ_c – густина газу за стандартних умов;

P_1 – тиск газу в резервуарі;

P_2 – тиск газу зовні резервуару;

k_q – коефіцієнт витрати газу, який залежить від числа Рейнольдса (для $Re \geq 1000$), розраховується за формулою

$$k_q = 0.587 + \frac{5.5}{\sqrt{Re}} + \frac{0.348}{\sqrt[3]{Re}} - \frac{110.92}{Re}.$$

За умови максимальної швидкості витоку, яка відбувається у разі виконання умови

$$\left(\frac{P_2}{P_1} \right) = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}},$$

формули (2.34) і (2.35) співпадають.

2.8.1 Моделювання роботи запірної арматури

Розглянемо дві ділянки газопроводу, між якими встановлено кран (див. рис. 2.16).

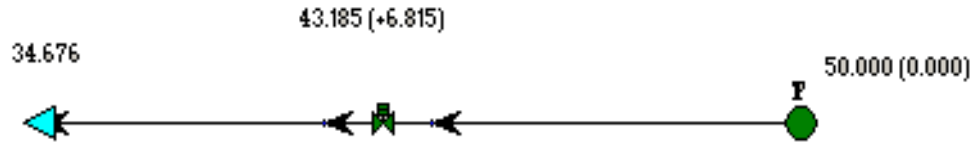


Рисунок 2.16 – Ділянка газопроводу

В ізотермічному випадку після лінеаризації квадратичного доданку, маємо

$$\begin{cases} \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} + C_{\omega} \omega + C_P P = 0; \\ \frac{\partial P}{\partial t} + c^2 \frac{\partial \omega}{\partial x} = 0, \end{cases} \quad (2.36)$$

де c – швидкість звуку в газі, $\omega = \rho v$, $C_{\omega} = \frac{\lambda v_c}{2S}$, $C_P = \frac{g}{zRT} \frac{dh}{dx}$.

Провівши дискретизацію в часі на наборі вузлів t^k з постійним кроком $\Delta t = t^{k+1} - t^k$, отримаємо Θ – схему вигляду

$$\mathbf{A} \dot{\mathbf{u}}^{k+} + \mathbf{B} \frac{\partial \mathbf{u}^{k+\Theta}}{\partial x} + \mathbf{M} \mathbf{u}^{k+\Theta} = \mathbf{0}, \quad \Theta \in [0, 1], \quad k = 1, 2, \dots, \quad (2.37)$$

де

$$\begin{aligned} \mathbf{u} &= \mathbf{u}(t, x) = \begin{pmatrix} \omega(t, x) \\ P(t, x) \end{pmatrix}, \\ \mathbf{u}^k &= \mathbf{u}(t^k, x), \\ \mathbf{u}^{k+\Theta} &= \Theta \mathbf{u}^{k+1} + (1 - \Theta) \mathbf{u}^k, \\ \mathbf{u}^{k+} &= \mathbf{u}^{k+\frac{1}{2}}, \quad \dot{\mathbf{u}}^{k+} = \frac{\mathbf{u}^{k+1} - \mathbf{u}^k}{\Delta t}, \\ \mathbf{A} &= \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ c^2 & 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{M} = \begin{pmatrix} C_{\omega} & C_P \\ 0 & 0 \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Покриємо відрізок $[0, L]$ набором вузлів x_i , $i = \overline{0, N}$, з рівномірним кроком $\Delta x = x_i - x_{i-1}$. Дискретизуючи похідну по x на заданому наборі вузлів отримаємо систему рівнянь для знаходження вузлових значень $\mathbf{u}_i^k = \mathbf{u}(t^k, x_i)$

$$\mathbf{A}\dot{\mathbf{u}}_i^{k+} + \frac{\mathbf{B}}{\Delta x}(\mathbf{u}_{i+1}^{k+\Theta} - \mathbf{u}_{i-1}^{k+\Theta}) + \mathbf{M}\mathbf{u}_i^{k+\Theta} = \mathbf{0}, \quad i = \overline{0, N},$$

або

$$-\frac{\Theta\mathbf{B}}{2\Delta x}\mathbf{u}_{i-1}^{k+1} + \left[\frac{\mathbf{A}}{\Delta t} + \Theta\mathbf{M}\right]\mathbf{u}_i^{k+1} + \frac{\Theta\mathbf{B}}{2\Delta x}\mathbf{u}_{i+1}^{k+1} = \mathbf{F}^k, \quad i = \overline{0, N}, \quad (2.38)$$

де

$$\mathbf{u}_{N+1}^k := 2\mathbf{u}_N^k - \mathbf{u}_{N-1}^k, \quad \mathbf{u}_{-1}^k := 2\mathbf{u}_0^k - \mathbf{u}_1^k,$$

$$\mathbf{F}^k = \frac{\mathbf{A}}{\Delta t}\mathbf{u}_i^k - (1 - \Theta) \left[\frac{\mathbf{B}}{2\Delta x}(\mathbf{u}_{i+1}^k - \mathbf{u}_{i-1}^k) + \mathbf{M}\mathbf{u}_i^k \right].$$

Для відшукування розв'язку системи (2.38) доповнюємо її відповідними крайовими умовами на швидкість і/або на тиск газу.

Зауваження 1. Під час відкриття крана унаслідок різкої зміни швидкості v може виникнути значна похибка лінеаризації, тому доцільно проводити уточнення коефіцієнтів C_ω та C_p , наприклад, за схемою Предиктор – Коректор або проводити ітераційну процедуру.

Зауваження 2. Для $\Theta=1$ та $\Theta=0.5$ отримаємо неявну схему Ейлера та схему Кранка-Ніколсона відповідно. Схема Кранка-Ніколсона має другий порядок збіжності, але, на жаль, для даного типу задач (під час відкриття крана) можуть виникати неприродні осциляції під час її застосування. Для їхнього усунення необхідно вводити відповідні стабілізуючі множники. У даній роботі для проведення обчислень було використано неявну схему Ейлера. На рис. 2.17 зображено графіки швидкостей для відкриття крана під високим тиском, обчислені для $\Theta=1$ та $\Theta=0.5$.

Закриття крана. Для проведення обчислень на великих ділянках газопроводів протягом тривалого періоду доцільно використовувати миттєве закриття крана. Модель такого закриття є адекватною, алгоритмічно простою і стійкою в обчислювальному сенсі. Для її реалізації зі заданого моменту часу (закриття) роз'єднуємо відповідну ділянку газопроводу накладаючи нульові крайові умови на швидкість газу. Тому з моменту закриття тиски до й після крана будуть обчислюватися незалежно.

Чисельний експеримент 1. Щоб продемонструвати ефективність миттєвого закриття, розглянемо ділянку газопроводу з одним краном, схема якого зображена на рис. 2.16. Стрілками позначено напрямки руху газу. Відстані від джерела надходження до крану і від крану до точки відбирання рівні 40 тис. м.; товщина труб 1368 мм.; тиск заданий у точці надходження 50 атм.; у точках надходження та відбирання задана постійна об'ємна швидкість 900 млн м³/добу.; розрахований за нестационарними формулами тиск у точці відбирання рівний 34.676 атм.; кран повністю відкритий у періоди $t \in (0, 100) \cup (300, 500)$; кран повністю закритий $t \in (100, 180)$; кран відкривається протягом 120 секунд, $t \in (180, 300)$.

Розв'язок системи (2.36) було апроксимовано за схемою (2.38) протягом 500 с. з кроком $\Delta t = 10$ с., $\Theta = 1$, $N = 6$. Динаміка зміни в часі тиску та витрати в точці перед краном (за напрямком руху газу) зображені на рис. 2.17. Видно, що тиск після закриття крану протягом 90 с зростає в точці перед краном.

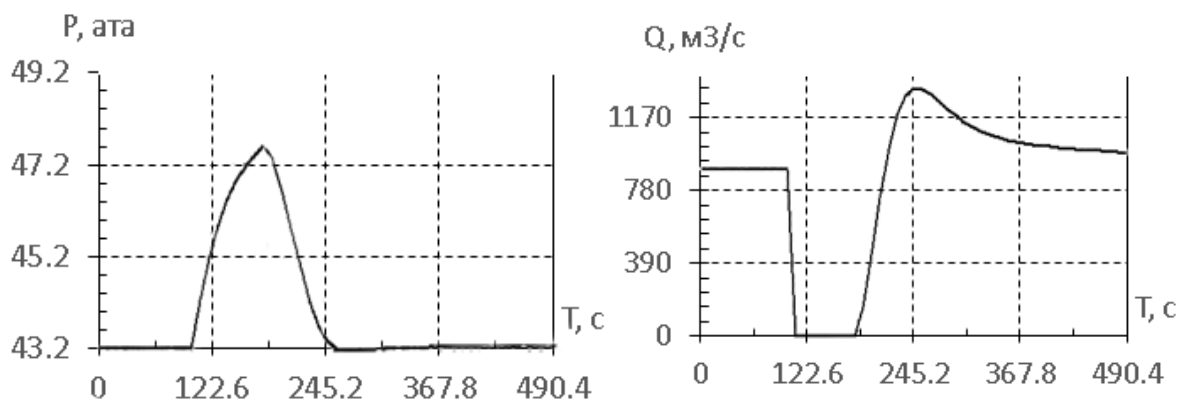


Рисунок 2.17 – Тиск та витрата перед краном

Запірна арматура, яка рівнопрохідна (того ж внутрішнього діаметру) магістральним газопроводам, має байпасні крани меншого внутрішнього діаметру. На практиці, для уникнення гідравлічних ударів, перед закриттям / відкриттям кранів на МГ на певний час відкривають / закривають байпасні крани. У таких випадках перехідні режими займають значно більше часу.

Об'єми на нижніх графіках обчислювали з формули

$$Q_{ст}(t) = \frac{\omega(t)S}{\rho_{ст}},$$

де $\rho_{ст} \approx 0.682 \text{ м}^3/\text{с}$ – густина газу в стандартних умовах.

Відкриття крану. У першому числовому експерименті відкриття крану проходить протягом часу $t_S = T_{open} - t_{open} = 120 \text{ с.}$ з моменту часу $t_{open} = 280$.

Щоб забезпечити гладке врівноваження тисків протягом часу відкриття на кожну з ділянок трубопроводу накладаємо крайові умови вигляду

$$\begin{aligned} \omega_{in}^j &= \omega_{out}^j, \\ P_{in}^j - P_{out}^j &= (1 - k_S)(P_{in}^{j-1} - P_{out}^{j-1}), \end{aligned}$$

де j – часовий вузол; індекси in, out позначають точку перед і після крану в напрямку потоку газу; k_S – ступінь відкритості крану

$$k_S = \frac{t_S - (t^j - t_{open})}{t_S}.$$

З моменту часу $T_{open} = 300$ вважаємо кран повністю відкритим, і ділянки газопроводу об'єднуються (до наступного закриття) накладанням умов

$$\omega_{in}^j = \omega_{out}^j, \quad P_{in}^j = P_{out}^j, \quad \forall t^j > T_{open}. \quad (2.39)$$

Алгоритмічно простим і придатним для обчислень реальних моделей магістральних трубопроводів є миттєве відкриття. Водночас ми покладаємо, що з заданого моменту часу дві (роз'єднанні під час закриття) ділянки трубопроводу об'єднуються в одну трубу умовами (2.39). Така модель є адекватною, оскільки час відкриття є малим, порівняно з періодом усього розрахунку. Різкий скачок швидкості та тиску, що водночас спостерігається, не має помітного впливу на загальну точність розрахунків.

Чисельний експеримент 2. На рис. 2.18 зображено результати обчислень задачі (чисельний експеримент 1) з миттєвим відкриттям крану в момент часу

$T_{open} = 300$. За 120 с відкриття крана, різниця вхідних і вихідних тисків зростає приблизно на 4 атм.

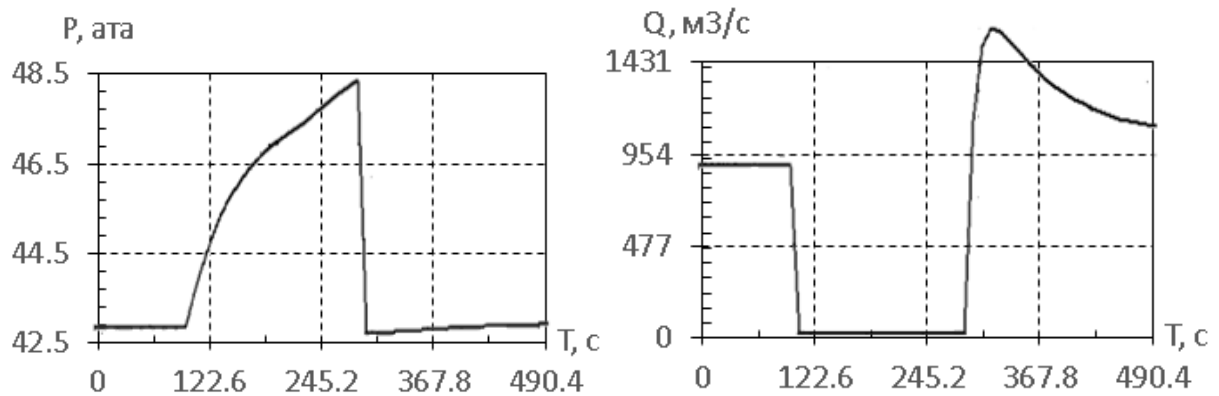


Рисунок 2.18 – Миттєве відкриття крана

Згладжування неприродного стрибка тиску і швидкостей можна досягнути підбором множників біля ω та P у крайових умовах у період $t^j \in [t_{open}, T_{open}]$

$$\begin{aligned} \omega_{in}^j &= \omega_{out}^j = f_\omega, \\ f_p P_{in}^j - P_{out}^j &= 0, \\ f_\omega &= f_\omega[k_S, \omega(t), P(t)], \quad f_p = f_p[k_S, \omega(t), P(t)], \quad t < t^j. \end{aligned} \quad (2.40)$$

Чисельний експеримент 3. На рис. 2.19 проілюстровано графік швидкості вихідної ділянки обчислень задачі з даними числового експерименту 2, де $T_{open} = 1300$, $\Delta t = 50$ с. за схемою Кранка – Ніколсона (зліва) та неявною схемою Ейлера (справа).

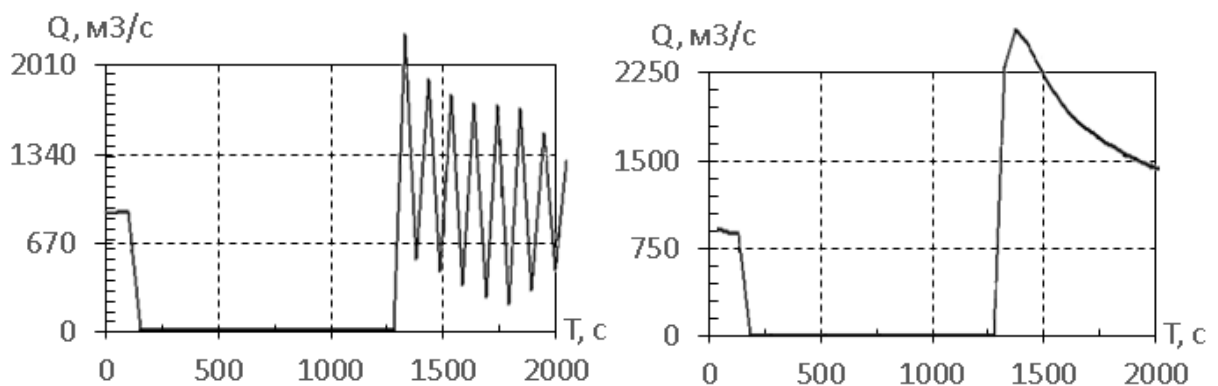


Рисунок 2.19 – Порівняння апроксимацій

Також було зроблено порівняння збіжності у часі обох схем для числового експерименту 2. Результати обчислених швидкостей у момент часу $t = 320$ наведено в таблиці 2.6, де порядок збіжності оцінювали за формулою

$$p_{\Delta t} = \log_2 \frac{\|Q_{ст}|_{\Delta t=12} - Q_{ст}|_{\Delta t=6}\|}{\|Q_{ст}|_{\Delta t=6} - Q_{ст}|_{\Delta t=3}\|}.$$

Таблиця 2.6 – Збіжність апроксимацій

	$\Delta t = 24$	$\Delta t = 12$	$\Delta t = 6$	$\Delta t = 3$	$p_{\Delta t}$
$\Theta = 1$	1242.9035	1405.2619	1480.9394	1518.8858	1.0
$\Theta = 0.5$	1180.8041	1511.4718	1549.8310	1556.7241	2.5

Отже для даної задачі схема Кранка – Ніколсона краще збігається, ніж неявна схема Ейлера, але її стійкість значною мірою залежить від кроку Δx . Неявна схема Ейлера зберігає свою стійкість, незалежно від величини кроків Δx та Δt .

Запропонована модель газодинамічних процесів, які відбуваються в області їхнього виникнення, дала змогу запропонувати метод його стійкого розрахунку. Проведено аналіз розрахунку параметрів процесів за схемою Кранка – Ніколсона та неявною схемою Ейлера для різних параметрів методів.

Чисельний експеримент 4. Моделювання роботи крану на перемичці двох ділянок газопроводу

Розглядається схема (рис. 2.20), яка містить один кран, який є перемичкою між двома газопроводами, відстань від кожного з джерел до крану 100 км та від крану до кожного з відборів – 100 км. Об'ємна швидкість газу на відборах рівна $900 \text{ м}^3 / \text{с}$ та $500 \text{ м}^3 / \text{с}$. На відборах задана крайова умова на витрату газу, на джерелах – на тиск газу (сталий, 70 атм). Кран закритий, плавне відкриття крану відбувається через 2 години (7200 с) від початку моделювання.

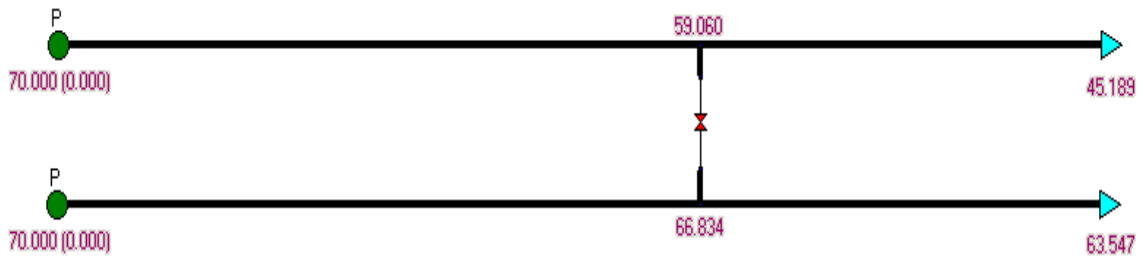


Рисунок 2.20 – Фрагмент схеми двониткового магістрального газопроводу

Моделювання здійснювалось протягом 10 годин, крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600с, подрібнення кроку відбувалось після відкриття крану. У той час протягом 30 кроків величина $\Delta t = 60$ с.

Наведемо результати моделювання (рис. 2.21):

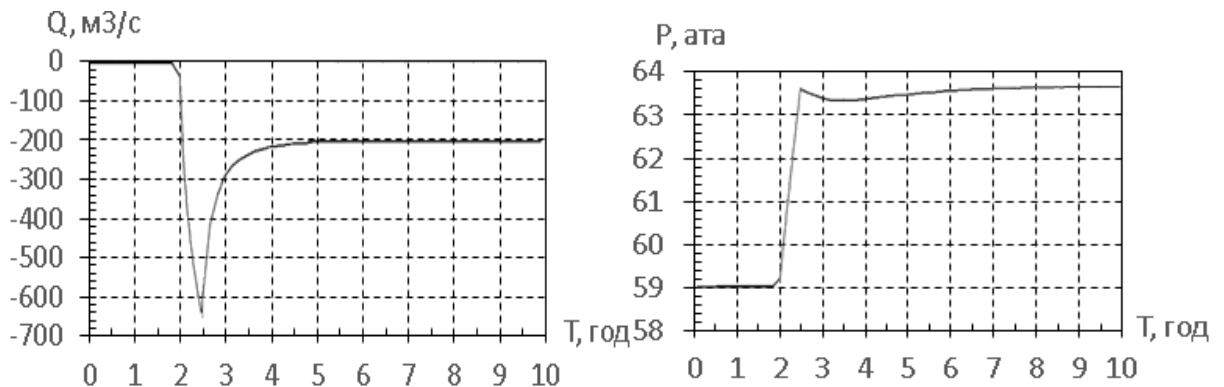


Рисунок 2.21 – Витрата та тиск газу на кінці крану, розташованого на нитці з більшою витратою газу

2.9 Розрахунок режиму роботи магістрального газопроводу

Сформулюємо задачу розрахунку режиму роботи магістрального газопроводу із багатьма компресорними станціями. Магістральний газопровід (однонитковий) – послідовність ділянок газопроводу, запірної арматури та компресорних станцій. Усі компресорні станції магістрального газопроводу з однотипними ГПА мають одне й теж обмеження на максимальний вихідний тиск. У багатониткових магістральних газопроводів є багатоцехові КС із

різнотипними ГПА за продуктивністю та іншими технічними характеристиками. Модель магістрального газопроводу включає: моделі ділянок газопроводів, запірної арматури, компресорних станцій; балансові рівняння та граф структури.

Задаються такі рівняння балансу масової витрати для j -ї вершини графу структури МГ:

$$\sum_i m_{ij} + \sum_k m_{jk} = 0, \quad j \in V;$$

та теплового балансу для j -ї вершини графа

$$T_j \sum_k m_{jk} - \sum_i m_{ij} T_i = 0, \quad j \in V.$$

Початковий режим роботи МГ, переважно, задають стаціонарним

- $q_0(0,0), P_0(0,0), T_0(0,0), P_n(L,0)$ – параметри газу на вході та виході МГ;
- $\varepsilon_{ij} (i, j) \in Y_k$ – коефіцієнти стиску газу на КС;
- $q^+(x_i, 0) (i = 1, 2, \dots, i_k), q^-(x_j, 0) (j = 1, 2, \dots, j_m)$ – витрата (надходження та відбирання) газу.

Крайові умови формуються за контрактними договорами, планом проведення “вогневих” робіт та прогнозом погодних умов (прогнозовані параметри) (табл. 2.7):

- $q^+(x_m, t)_{ij} (m = 1, 2, \dots, i_k) ((i, j) \in Y_d)$ – витрата газу (притоки) та їхні координати;
- $q^-(x_p, t)_{ij} (p = 1, 2, \dots, j_m) ((i, j) \in Y_d)$ – витрата газу (відбори) та їхні координати;
- $q_1(t), P_{\min 1} \leq P_1(t) \leq P_{\max 1}, q_k(t), P_{\min k} \leq P_k(t) \leq P_{\max k}$ – обмеження на тиски;
- зміна стану запірної арматури та потужності КС.

Таблиця 2.7 – Варіанти задання режиму роботи КС та розрахункові параметри

Варіанти задання режиму роботи КС	Знайти режимні параметри магістрального газопроводу	
	Схема включення КС і всі її параметри	Ділянок газопроводу та інтегральні
$\varepsilon_{ij}(t)$	$G(X, Y)_{ij}, T_{ij}^j(t), n_{ij}^r(t), W_{ij}^r, q_{ij}(t), q_{ij}^p(t)$	$P_{ij}(x, t), q_{ij}(x, t), T_{ij}(x)$ $Q(t), Q(t_2, t_1),$ $\bar{T}_{ij}(t), Q^p(t),$
$P_{ij}^j(t)$	$G(X, Y)_{ij}, \varepsilon_{ij}(t), T_{ij}^j(t), n_{ij}^r(t), W_{ij}^r, q_{ij}(t), q_{ij}^p(t)$	
$W_{ij}(t)$	$G(X, Y)_{ij}, \varepsilon_{ij}(t), T_{ij}^j(t), n_{ij}^r(t), q_{ij}(t), q_{ij}^p(t)$	
$n_{ij}(t)$	$G(X, Y)_{ij}, \varepsilon_{ij}(t), T_{ij}^j(t), W_{ij}^r, q_{ij}(t), q_{ij}^p(t)$	
$q_{ij}(t)$	$G(X, Y)_{ij}, \varepsilon_{ij}(t), T_{ij}^j(t), n_{ij}^r(t), W_{ij}^r, q_{ij}^p(t)$	

Для розрахунку режимних параметрів на момент часу t_{j+1} ($t_{j+1} = t_j + \Delta t$) необхідно розв'язати систему рівнянь відносно невідомих q та P . Якщо ототожнити вхідну та вихідну вершини КС, то можна задати в цій вершині ступінь стиску ε_{ij} , якого досягне КС, працюючи за заданої потужності $W_{ij} = (W_{ij}^1, \dots, W_{ij}^n)$, де n – кількість цехів КС, і в даній вершині рівняння забезпечить виконання $P_{ij}^j = P_{ij}^i \cdot \varepsilon_{ij}$.

Чисельний експеримент 5. Нестационарний режим роботи магістрального газопроводу Союз протягом 148 годин (вхід – ПБВГ Писарівка, вихід – КС "Бар").

Система, яка розглядається, є замкнутою за вимірюваннями витрати газу. Крайові умови формувалися на основі реальних замірів на:

- ГВС Писарівка – витрата газу;
- ГВС Решетилівка – витрата газу;
- ПЗГ Ананьїв (АТІ) – витрата газу;
- вході КС Бар (Союз) – тиск;
- споживачах (відбори газу із системи) – витрата;
- компресорних станціях – тиск на вході або тиск на виході.

Проведений чисельний експеримент показав прийнятну точність моделювання руху газу в газопроводах з активними об'єктами (рис. 2.22).

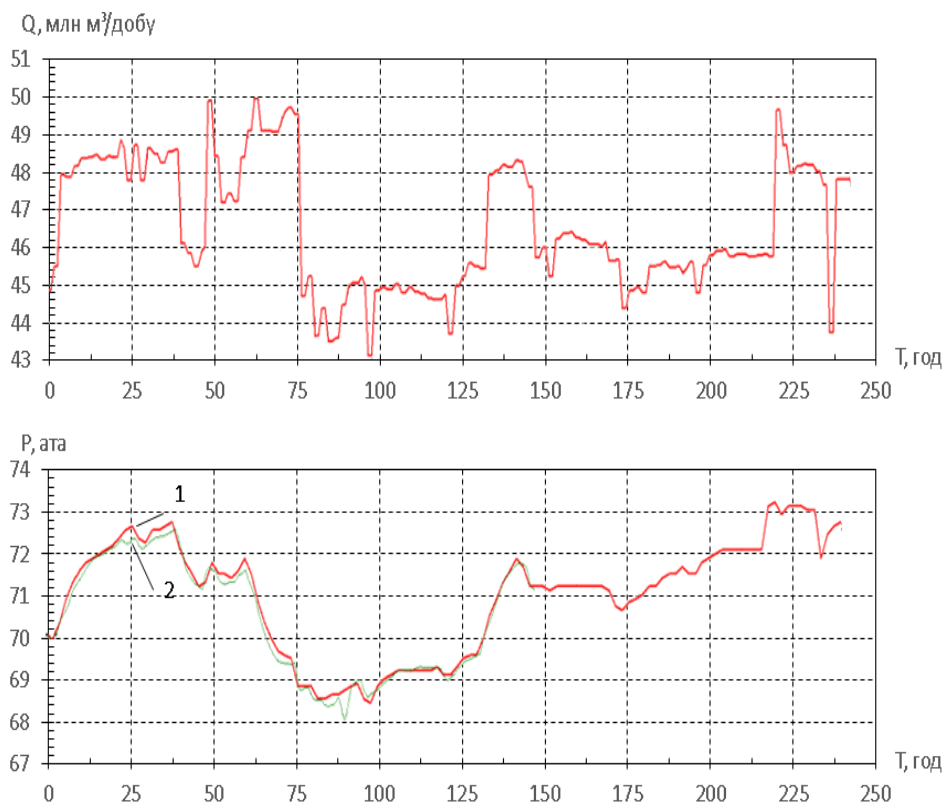


Рисунок 2.22 – Задані (1) і розраховані (2) – витрата (верхній графік) і тиск (нижній графік) у ПВВГ Писарівка

Режим роботи МГ є постійно змінюється. Для формування параметрів активних об'єктів у МГ потрібно ставити й розв'язувати некласичні математичні задачі з крайовими умовами, залежними від параметрів потоку газу, які є розв'язками відповідних систем рівнянь. Це пов'язано як із різнотипністю моделей газових потоків у трубопроводах та компресорних станцій, так і з існуванням систем автоматичного регулювання параметрів газових потоків, які компримуються компресорними станціями.

У процесі моделювання роботи МГ виникає потреба уточнювати крайові умови на кожному ітераційному кроці, для чого запропоновано швидкі алгоритми розрахунку режимних параметрів роботи компресорних станцій для різних варіантів роботи газоперекачувальних агрегатів.

2.10 Висновки до другого розділу

1. Проведені числові експерименти підтвердили адекватність математичної моделі нестационарного руху газу на ділянці газопроводу з усередненим коефіцієнтом гідравлічного опору й можливість її використання для розв'язування режимних диспетчерських задач.

2. Врахування характеру крайових умов та параметрів ділянки газопроводу дає змогу суттєво зменшити час моделювання, не погіршуючи точність обчислення параметрів газового потоку.

3. Узгодження параметрів стаціонарної й нестационарної моделей дає змогу суттєво зменшити перехідний час стабілізації розрахунку параметрів газодинамічного процесу.

4. Використання процесу моделювання нестационарних режимів на ділянках газопроводів дає змогу побудувати методика алгоритмічної діагностики витоків та розробити методика розрахунку об'ємів акумульованого газу та його зміни від часу.

5. Алгоритмічна методика локалізації витоків вимагає проведення додаткових досліджень на предмет зв'язку наявної неточності та похибок у вимірюванні та ідентифікації із точністю ідентифікації витоків за величиною та місцем знаходження й часом спостереження за газодинамічним процесом.

6. Числові експерименти показали, що за

– температури зовнішнього повітря біля 0°C за включених вентиляторів можна досягти збільшення тиску на вході наступної КС біля 2.5 атм., а за 20°C того ж ефекту можна досягти половиною включених вентиляторів, що дасть змогу суттєво зменшити затрати паливного газу;

– температури довкілля 20°C і за переходу з 50% на 60% знімання температурного напору на виході АПО різниця між температурою газу на вході АПО й температурою довкілля призводить до зменшення паливного газу на 4–6%;

– температури довкілля 20°C і унаслідок переходу з 50% на 60% знімання температурного напору на вході АПО призведе до збільшення споживання електроенергії на АПО з 300 кВт до 960 кВт електроенергії.

РОЗДІЛ 3

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ МАСОПЕРЕНЕСЕННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖАХ

Розглянуто проблему знаходження параметрів режимів роботи газотранспортної системи, яка зводиться до розв'язування системи рівнянь із частинними похідними методом скінченних елементів. На стійкість знаходження розв'язку суттєво впливає крок за часовою координатою. Запропоновано адаптивний алгоритм, який забезпечує більшу стійкість методу розв'язування систем рівнянь, особливо за умови зменшення кроків за часом. Крім цього, запропоновано алгоритм зменшення часу розв'язування режимних задач способом редагування технологічних схем – моделі структури системи транспортування газу. Запропонований спосіб має значні переваги перед методом гідравлічного еквівалентування певних фрагментів технологічної схеми, як це прийнято в системах моделювання складних газотранспортних систем.

Матеріали розділу викладено в працях [1, 4, 5, 10, 14, 17].

3.1 Модель структури газотранспортної системи

Газотранспортна система – складна система з постійно змінною структурою, у якій можна виділити частини, які мають лінійну (однониткові та багатониткові магістральні газопроводи), деревовидну (розподільчі мережі та шлейфово–колекторні системи збору газу на підземних сховищах газу), або кільцеві структури з міжсистемними перемичками між різними магістральними газопроводами. Математична модель структури ГТС, як прийнято в теорії інженерних мереж, представляється в термінах теорії

графів [150–151] – частково орієнтованого без петель, не обов’язково зв’язного графу $G=(V,E)$, який складається зі скінченної множини вершин V і множини ребр E . Кожне ребро визначається парою вершин. Ребра графу G із впорядкованими парами вершин називаються орієнтованим, або дугами графу.

Вершинами графа $G=(V,E)$ ГТС є місця: з’єднання однотипних об’єктів – труб різної довжини, можливих відхилень трубопроводів від прямої, відгалуження – відбирання та надходження газу; з’єднання різнотипних об’єктів – труб із запірною арматурою, різнотипними газоперекачувальними агрегатами, устаткуваннями очистки й осушки тощо. Об’єкти, які характеризуються протяжністю, називають ребрами (дугами) (трубопроводи, КС, запірні та регулюючі арматури, апарати повітряного охолодження (АПО), сепаратори тощо).

Усі ребра з однаковими вершинами називаються паралельними. Якщо $e_i = (v_i, v_i)$, то ребро e_i називається петлею. Говорять, що ребро інцидентне своїм вершинам. Дві вершини суміжні, якщо вони належать одному ребру. Число інцидентних ребер вершині v_i називається степенем вершини, і позначається $d(v_i)$.

Розглянемо граф $G = (V, E)$, $G' = (V', E')$ називається підграфом G , якщо $V' \text{ і } E' \in$ відповідно такими підмножинами $V \text{ і } E$, що ребро (v_i, v_j) міститься в E' тільки в тому разі, якщо v_i і v_j містяться в V' . Якщо всі вершини графу G містяться в підграфі G' графу G , тоді G' називається остовим (каркасним) підграфом G .

Маршрут у графі $G=(V,E)$ являє собою скінченну послідовність вершин і ребр v_0, v_1, \dots, v_k . Маршрут називається замкнутим, якщо вершини v_0 і v_k співпадають. Замкнутий маршрут, у якому всі ребра різні, називається ланцюгом, а замкнутий маршрут, у якому всі вершини різні, називається циклом. Число ребр шляху називається довжиною шляху.

Важливим поняттям у теорії графів є зв'язність. Граф G називається зв'язним, якщо в ньому існує шлях між кожною парою вершин. Максимально зв'язні підграфи незв'язного графу G є компонентами графу G .

Наведемо набір основних операцій, які будуть використані для спрощення детальних технологічних схем представлених у термінах теорії графів.

1. Об'єднанням графів G_1 і G_2 ($G_1 \cup G_2$) є граф $G_3 = (V_1 \cup V_2, E_1 \cup E_2)$;
2. Перетином графів G_1 і G_2 ($G_1 \cap G_2$) є граф $G_3 = (V_1 \cap V_2, E_1 \cap E_2)$;
3. Пара вершин v_i і v_j графу G замикається (ототожнюється), якщо вони замінюються такою новою вершиною, що всі ребра в графі G , інцидентні v_i і v_j , стають інцидентними новій вершині.
4. Під стягуванням в графі G будемо розуміти операцію викидання ребра $e = (v_i, v_j)$ і ототожнення вершин v_i і v_j . Граф G є стягуваним графом до графу H , якщо H можна одержати із G послідовністю стягувань.

Основними умовами для проведення процесу стягування й ототожнення вершин графу ГТС є такими:

- розраховані тиски в контрольованих вершинах у графах G і H відрізняються на величину співмірну з точністю методу;
- не збільшується кількість контурів;
- після розрахунку параметрів газопотоків у графі H можна відновити параметри газопотоків, із заданою точністю, у графі G ;
- зміна сумарного об'єму акумульованого газу для обох графів є близькою з точністю його розрахунку.

Вважаємо, що кожен об'єкт типу вершина чи ребро в ГТС мають унікальні номери, які під час перетворення графу G ГТС не міняються. Вихідна технологічна граф–схема G є єдиною. Якщо існує інша технологічна граф–схема ГТС, то вона є ізоморфною, або отримана із G застосуванням операцій стягування та об'єднання.

Вказані операції необхідні, насамперед, для зменшення розмірності систем рівнянь, які описують процеси в ГТС. Результатом проведення операцій над графом є зменшення кількості елементів типу вершин та ребр у графі, що, своєю чергою, впливає на розмірність відповідної системи рівнянь моделі. Окрім цього це забезпечує кращу збіжність методу і зменшує час отримання результату.

Важливим є поняттям ізоморфізм. Два графи G_1 і G_2 ізоморфні, якщо існує така взаємно однозначна відповідність $f: G_1 \rightarrow G_2$ між множинами їхніх вершин і ребр, що ребро $e_1 \in E_1$ інцидентне вершині $v_1 \in V_1$ тоді, і тільки тоді, коли відповідне ребро $e_2 = f(e_1) \in E_2$ інцидентне відповідній вершині $v_2 = f(v_1) \in V_2$. Для двох ізоморфних графів G_1 і G_2 , має місце співпадіння циклів, тобто цикли в одному графі відповідають циклам в іншому.

Графи, які зустрічаються в реальних ситуаціях, є зв'язними. Серед зв'язних графів найпростішу структуру мають дерева. Граф називається ациклічним, якщо він не містить циклів. Деревом називається зв'язний ациклічний граф. Остовне (каркасне) дерево графу G – дерево графу G , яке містить усі вершини G . Кодерево T^* остова T графу G є підграфом графа G , який містить усі вершини G і тільки ті ребра G , які не входять в T . Ребра остова T називаються вітками T , а ребра відповідного кодерева T^* – хордами чи зв'язками. Остов T однозначно визначає своє кодерево T^* .

k -деревом називається ациклічний граф, який складається із k компонент.

Розглянемо граф G , що містить n вершин і m ребер, і складається з k компонент. Ранг графу G , який позначимо $\rho(G)$, визначається як $n - k$. Цикломатичне число графу G , яке позначимо $\mu(G)$, визначається як $m - n + k$. Зауважимо, що $\rho(G) + \mu(G) = m$.

У разі, якщо граф містить велике число вершин і незначну кількість ребр, як це має місце у разі представлення технологічних схем ГТС, його представляють у вигляді списку суміжних вершин.

У роботі розглядаються такі основні типи технологічних схем:

– трубопровідна система – система технологічно зв'язаних трубопроводів. Це можуть бути розподільчі газові мережі, шлейфово-колекторні системи збору газу на підземних газосховищах, частини газотранспортної системи без КС.

– компресорний цех (КЦ) – це об'єднання газоперекачувальних агрегатів (часто різнотипних), із системою очистки й сушки газу на вході КЦ (для дотискуваних КЦ) і системою охолодження газу на виході.

– компресорна станція – один або декілька КЦ, які можуть працювати або паралельно, або послідовно.

– магістральний газопровід – послідовне чергування трубопроводів і компресорних цехів.

– газотранспортна система – система магістральних та газорозподільчих газопроводів. ГТС може мати лінійну, деревовидну або кільцеву структуру з міжсистемними перемичками;

– система збору газу на підземних сховищах газу.

Граф структури (технологічна схема) наявної газотранспортної системи інтегрована з технологічними схемами видобування, зберігання та розподілення газу. Загальна технологічна схема об'єднує велику кількість технологічних об'єктів та схем технологічних об'єктів, технічних засобів вимірювання, передачі та зберігання даних, систем автоматики зі внутрішніми та зовнішніми зв'язками в єдине ціле. Усі технологічні об'єкти умовно ділімо на два класи. До першого класу віднесемо об'єкти, які не мають математичної моделі газового потоку. Їх назвемо інформаційними, або розрахунковими. До розрахункових насамперед віднесемо газовий потік, який характеризується компонентним складом, густиною, витратою, тиском, температурою та

лінійною швидкістю потоку. Інші розрахункові об'єкти – надходження, відбори, у деяких випадках локальні втрати напору газового потоку.

До основних об'єктів, які мають модель газового потоку, належать: трубопровід, запірна й регулююча арматура за тиском та витратою, газоперекачувальний агрегат (ГПА), компресорний цех, багатощаблева компресорна станція, апарати повітряного охолодження газу, системи очищення й осушування газу. Перелічені об'єкти мають початок і кінець, або вхід і вихід. Модель об'єкта дає змогу зв'язати параметри газового потоку на його входах та виходах.

Математична модель газотранспортної системи формується на основі математичної моделі структури ГТС, моделей газових потоків у технологічних об'єктах, умовах спряження потоків та балансових відношеннях, прогнозних даних – температура зовнішнього середовища, зміна стану об'єктів, надходження в систему та відбори газу із системи, початково – крайових умов.

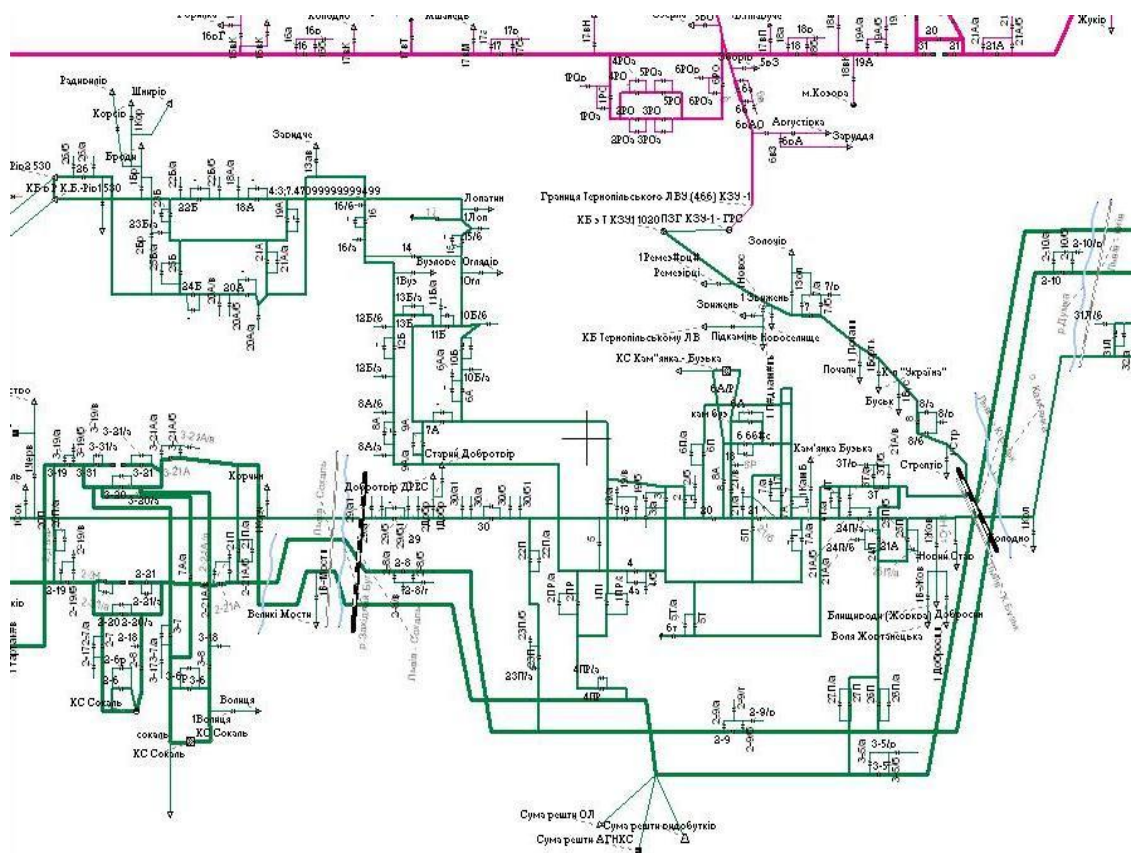


Рисунок 3.1 – Фрагмент технологічної схеми

Для побудови систем автоматизації формування моделей системи, інтерпретації результатів моделювання, використовуються як відомі [152], так і розроблені алгоритми. Реалізоване алгоритмічне забезпечення працює з даними, які по-різному структуровані. Більша частина важливих для практики алгоритмів розв'язування задач у вигляді комп'ютерних програм, використовують ті чи інші методи організації даних – структури даних. Отже, алгоритми і структури даних тісно між собою пов'язані. Представлення технологічних схем об'єктів і ГТС загалом засобами теорії графів породжує певний тип структури даних.

У разі розв'язування режимних задач для систем диспетчерського керування процесами в ГТС, ми стикаємося з необхідністю розробки методів, в умовах яких час та пам'ять використовують із максимально можливою ефективністю. Основна причина дослідження складності алгоритмів полягає в тому, що отримані знання дають змогу забезпечити значну економію ресурсів, а також можливість розв'язати задачу за прийнятний час.

Аналіз алгоритмів для оцінки його складності незалежно від реалізації, а також від конкретного типу комп'ютера може виявитися досить складною справою. Для більшості алгоритмів головним параметром оцінки складності є деякий параметр (у нашому випадку це може бути – кількість графічних об'єктів та контурів у граф-схемі ГТС), який найбільш суттєво впливає на час його виконання.

Для автоматизації процесу побудови моделі ГТС (системи рівнянь), аналізу властивостей структури технологічних схем ГТС, розбиття її на підсхеми за заданою ознакою, синтезу технологічних схем чи її модифікації, вибору тих вхідних даних, серед множини заданих, які забезпечують необхідні умови існування розв'язку системи рівнянь, важливими виявилися такі алгоритми на графах:

- встановлення зв'язності графу, та виділення всіх зв'язних компонент;
- встановлення ізоморфізму графів;
- побудова мінімального остового дерева;

- знаходження найкоротших шляхів;
- виділення в графі мінімальної кількості фундаментальних контурів;
- виділення піграфів за заданою ознакою (належності, наявності того чи іншого параметру тощо);
- статична та динамічна інтерпретація результатів моделювання

3.2 Параметричне представлення моделей основних технологічних об'єктів

Параметри моделей газових потоків у технологічних об'єктах умовно розділяються на режимні, стану та параметри керування. Модель системи формується на основі моделі структури ГТС, моделей газових потоків в об'єктах та балансових рівнянь. У ГТС виділяються ще, так звані, системні об'єкти – групи технологічно пов'язаних об'єктів. Основними системними об'єктами є – компресорні цехи, багатоцехові КС, магістральні газопроводи, підземні газосховища тощо.

1. Модель газового потоку в трубі

$$\begin{aligned}
 P(x,t) &= \varphi_1(P_i, P_j, T_i, T_j, q_i, q_j, D_1, \lambda_{ij}, x, t), \\
 T(x,t) &= \varphi_2(P_i, P_j, T_i, q_i, q_j, D_2, K_T, x, t), \\
 \rho(x,t) &= \varphi(p, T, t) \quad (i, j) \in M.
 \end{aligned}
 \tag{3.1}$$

1.1 Обмеження: $P(x,t) \leq P_{\max}(x)$; $T_i(t) \leq T_{\max}$. Для вихідного потоку, який є вхідним для КС можливим є обмеження на мінімальний тиск і який залежить від наявних типів ГПА на КС.

1.2 Середні параметри стану: λ_{ij}, K_T – коефіцієнт гідравлічного опору й коефіцієнт теплопередачі від труби до зовнішнього середовища.

2. Модель газового потоку на компресорній станції

$$P_j(t) = \varphi_3(q_{ij}, T_i, P_i, D_3, G, \bar{n}, t),$$

$$\begin{aligned}
T_j(t) &= \varphi_4(T_i, P_i, P_j, D_4, \eta, t), \\
\rho_j(t) &= \varphi(P_j, T_j, t), \\
Q_i^-(t) &= \varphi_5(P_j, T_j, D_5, K_s, N, t) \quad (i, j) \in L.
\end{aligned} \tag{3.2}$$

2.1 Обмеження: $q_{\min} \leq q_{ij} \leq q_{\max}$; $n_{\min} \leq n \leq n_{\max}$; $T_j \leq T_{\max}$, $N \leq N_{\max}$.

2.2 Параметри стану: η, K_s - коефіцієнт політропічного ККД. стиску газу ВН і коефіцієнт технічного стану приводу ГПА.

2.3 Параметри керування: q_{ij}, n, T_j, N, G - технологічна схема КС.

2.4 Параметри регулювання: P_j .

Модель місцевого опору

$$\begin{aligned}
P_j - P_i &= \Delta P(t) = \varphi_6(\rho, \nu, D_6, t), \\
T_j(t) &= \varphi_7(T_i, \Delta P, D_{di}, D_7, t), \quad (i, j) \in K.
\end{aligned} \tag{3.3}$$

4. Модель редуктора

$$q_{ij}(t) = \varphi_8(P_i, P_j, t) = \begin{cases} P_i(t) \geq P_j(t), q_{ij}(t) = Q \\ P_i(t) < P_j(t), q_{ij}(t) = 0 \end{cases}, \quad (i, j) \in R_p \tag{3.4}$$

4.1 Параметр керування – $P_j(t)$.

5. Модель регулятора витрати

$$\begin{aligned}
q_{ij}(t) &= \varphi_9(\Delta P, t), \\
\Delta P(t) &= P_i(t) - P_j(t), \quad (i, j) \in R_q.
\end{aligned} \tag{3.5}$$

5.1 Параметр керування – ΔP .

6. Модель незворотного клапану

$$q_{ij}(t) = \varphi_{10}(P_i, P_j, t) = \begin{cases} q_{ij}(t), P_i(t) > P_j(t) \\ 0, P_i(t) \leq P_j(t) \end{cases}, \quad (i, j) \in R_n. \tag{3.6}$$

7. Модель пласту підземного сховища із зосередженими джерелами

$$\varphi_{11}(x, y, p, T, \rho, h, k, m, \alpha, \Gamma, \{x_i, y_i, q_i\}, t) = 0. \tag{3.7}$$

8. Модель вибійної зони свердловини

$$\varphi_{12}(p_{nl,i}, p_{вуб,i}, q_i, A_i, B_i, t) = 0. \quad (3.8)$$

9. Моделі сепараторів, пиловловлювачів та інших аналогічних технологічних об'єктів задаються емпіричними формулами виду

$$\varphi_{13}(F, \Delta p, q_{ij}, t) = 0. \quad (3.9)$$

9. Рівняння балансу масової витрати

$$\sum_i m_{ij}(t) + \sum_k m_{jk}(t) = 0, \quad j \in V. \quad (3.10)$$

10. Рівняння теплового балансу

$$T_j(t) \sum_k q_{jk}(t) - \sum_i q_{ij}(t) T_i(t) = 0, \quad j \in V. \quad (3.11)$$

11. Рівняння стану суміші газу

$$P \sum_k V_k = \sum_i x_i (PV)_i + \sum_j \sum_k x_j x_k F_{jk}(T, \rho), \quad PV = Rf(T, \rho), \quad (3.12)$$

В останніх співвідношеннях позначено: $D_l (l = \overline{1,7})$ – набори відповідних коефіцієнтів, характеристик, обмежень тощо, $\varphi_i (i = \overline{1,13})$ – деякі функції, представлення яких залежить від вибраної моделі газового потоку для заданого об'єкта, Q_i^- – витрата паливного газу, x_i – мольні частки компонент газу, F_{ik} – функція взаємодії компонент газу, які визначають експериментально, A_i, B_i – фільтраційні коефіцієнти вибійної зони i -тої свердловини, $i = \overline{1, I}$, I – кількість робочих свердловин, F , Δp та q_{ij} – множина параметрів відповідних технологічних об'єктів, спаду тиску на них та об'ємна кількість газу, що проходить через них відповідно; M – множина ребер ГТС; L – множина КС; N – потужність КС розрахована за параметрами газу на його вході та виході; q_{\min}, q_{\max} – мінімальне та максимальне значення об'ємної витрати; n_{\min}, n_{\max} – мінімальне та максимальне значення обертів нагнітача; T_{\max}, N_{\max} – максимальні значення температури та потужності; K – множина місцевих опорів; V – множина вузлів графа; (x, y) – Декартові координати пласту сховища; R_q – множина регуляторів витрати газу; R_p – множина

незворотних клапанів; ΔP – депресія тиску на місцевих опорах та відповідних технологічних об'єктах.

Певні об'єкти так і об'єкти, які поєднані згідно технологічної схеми – системні об'єкти характеризуються поняттям стан. Стан кожного об'єкта характеризується набором параметрів, зміна яких спричиняє зміну характеру газових потоків у самому об'єкті так і в системі загалом. Зміна стану об'єктів ГТС відбувається згідно встановленого регламенту роботи об'єктів так і системи. Частина регламенту формується диспетчерськими службами із врахуванням запланованих робіт, а інша системами автоматики та моделюючими системами. Зміна стану певних об'єктів приводить до зміни моделі системи.

3.3. Система редагування технологічних схем для формування розрахункових схем із врахуванням наявних крайових умов. Алгоритм побудови розрахункових схем

Для зменшення розмірності системи нелінійних рівнянь та збільшення стійкості методу її розв'язування необхідно зменшити кількість графічних об'єктів у технологічній схемі газотранспортної системи. Для цього запропоновано алгоритм, який:

- а) вершини інциденті ребрам (дугам) графу технологічної схеми (довжина ребер яких менша за задану L) ототожнюються, тобто ребру $(a_i, a_j) \in Y$ довжиною $|a_i, a_j| \leq L$ графу $G(x, y)$ співставляє одну із вершин a_i чи a_j ;
- б) у маршруті (a_1, a_2, \dots, a_n) в графі $G(x, y)$, в якого всі вершини ототожнюються з вершинами a_1, a_n (утворюється ребро (a_1, a_n)), якщо всі ребра $(a_i, a_{i+1}) (i = 1, 2, \dots, n - 1)$ мають однаковий внутрішній діаметр і один і той же номінальний тиск;

- в) ребро паралельне ребру (a_i, a_j) замінюється на два ребра (a_i, a) і (a, a_j) так, щоб $|a_i, a_j| = |a_i, a| + |a, a_j|$;
- г) вершині a , яка отримана в процесі ототожнення вершин a_i з

граничними умовами $Q_i(t)$, присвоюється гранична умова $\sum_i Q_i$;

д) ребро, яке задовольняє умову а) та одна з інцидентних її вершин із нульовою крайовою умовою на витрату ототожнюється з іншою вершиною інцидентною тому ж ребру але без граничної умови;

- е) не ототожнює вершин із крайовими умовами на різні параметри.

Розрізняється відбирання (надходження) газу з відводів (у відводи) та безпосередньо з трубопроводу (у трубопровід). Сказане не відповідає відводам із нульовою довжиною, оскільки вказані випадки по-різному входять у систему рівнянь. У разі зміни стану об'єкта типу ребро: у вершинах інцидентним цьому ребру формуються крайові умови, які міняють модель і, відповідно, технологічний процес роботи об'єкта.

Для зменшення розмірності системи рівнянь пропонується ще крім спрощення технологічної схеми (зменшення кількості об'єктів типу ребро та вершин) і зменшення густини розбиття протяжних об'єктів на елементи в методі скінченних елементів залежно від характеру крайових умов та довжини об'єктів моделювання тощо.

Очевидним є той факт, що розрахунковий граф не має містити ребер нульової протяжності чи діаметру, тому такі ребра стягуються у вершину (сюди входять і відкриті різнотипна запірна арматура. Доцільно також розглядати послідовність ребер, які мають однаковий діаметр, як одне ребро. Тобто, якщо довільні суміжні ребра $e_j = (v_{i-1}, v_i)$, $e_{j+1} = (v_i, v_{i+1})$ мають однаковий діаметр $|D_{e_j} - D_{e_{j+1}}| < \varepsilon_D$, де ε_D – допустиме відхилення значень діаметру, то їх можна замінити одним ребром $e_j^* = (v_{i-1}, v_{i+1})$, вилучивши з графу вершину v_i , ребра e_j та e_{j+1} і присвоївши значення протяжності нового

ребра рівним сумі двох об'єднаних $L_{e_j^*} = L_{e_j} + L_{e_{j+1}}$, а $D_{e_j^*} = D_{e_j}$. Технологічна схема газотранспортної системи складається із труб різної довжини. Оскільки труби довжини менші за L_{sh} , що можна встановити в процесі проведення чисельних експериментів, несуттєво впливають на параметри газопотоків є сенс їх виключити із процесу моделювання ГТС, що зменшить розмірність системи рівнянь. У таких випадках довільне ребро яке є коротшим, ніж L_{sh} , викидається а його інцидентні вершини ототожнюються. Щодо вибору величини L_{sh} треба поставитись обережно, з огляду на те, щоб геометричний об'єм ребер (трубопроводів) графу, які викидаємо не суттєво вплинув на сумарний об'єм ребр ГТС. Важливим є також вплив операції стягування на топологію ГТС. Крім сказаного ще передбачена також можливість присвоєння мітки ребрам, які не можна стягувати в точку, навіть попри те, що $L < L_{sh}$. Тому для кранів (усіх типів), які містять умову про зміну стану (закритий/відкритий) існує глобальний прапорець, який вказує на те, що сусідні ребра до такого крану є такими, які не стягуватимуться до вершин.

Треба також зазначити, що певні розрахункові параметри вершини v (тиск, чи надходження/відбирання газу), яка вилучається з графу (коли довжина її ребра нульова або менша L_{sh}), треба врахувати у вершині початку $v_{поч}$ або кінця $v_{кін}$ результуючого ребра e_R . В алгоритмі реалізоване правило вибору вершини з врахуванням відстані до відповідних вершин, тобто якщо $L(\overrightarrow{v, v_{поч}}) \leq L(\overrightarrow{v, v_{кін}})$, то зміни внесуться у вершину $v_{поч}$.

Реалізовано два алгоритми стягування – об'єднання ребр [алгоритм 1] та стягування ребер до вершини [алгоритм 2]. Процес стягування передбачає послідовне виконання алгоритмів у такому порядку – алгоритм 1 – алгоритм 2 – алгоритм 1. Розглянемо детальніше роботу алгоритмів.

Алгоритм 1.

1. Занулення всіх допоміжних масивів та значень для ребр (список вершин вхідного графа, які об'єднало в себе ребро вихідного графа $ArVsh$,

номера вершин, які стали початком даного ребра та кінцем – $Vsh1$, $Vsh2$ відповідно, списки вершин, які "влились" у ребро з початку та з кінця – $ArVsh1$, $ArVsh2$ відповідно, номер ребра e_R , якому належить дане ребро у вихідному графі $iEsh$) та вершин (номер ребра e_R , яке умовно містить вершину(поглинуло), прапорець відвідування вершини графа під час здійснення пошуку).

2. Прохід по всіх не відвіданих вершинах v_i , вершини-власники яких теж не відвідані. Водночас вершина не повинна: бути точкою надходження, чи відбирання газу, містити умову заданого тиску для розрахунку, містити крайові умови на тиск чи витрату газу, не містити умову про заборону стягування її чи вершини-власника. Для кожної вершини v_i знаходяться 2 суміжні ребра $e_1 = (v_1, v_i)$ і $e_2 = (v_i, v_2)$, якщо існують. Після цього здійснюється перевірка того, чи не є вже відвіданими вершини v_1 та v_2 , або їхні власники. Якщо виконається умова, що $|D_{e_1} - D_{e_2}| < \varepsilon_D$, e_1 і e_2 є трубою чи краном (довільного типу), то відбувається позначення вершини v_i як відвіданої. Досумовуються довжини ребер L_{e_1} та L_{e_2} до змінної майбутньої довжини L_R результуючого ребра e_R , яке є об'єднанням декількох ребер. Після цього відбувається рух за ребрами в різні сторони від вершини згідно логіки пункту 3, тобто рух із вершини v_1 та v_2 .

3. Нехай рухаємось у напрямку $(\overrightarrow{v_i, v_1})$ (для $(\overrightarrow{v_i, v_2})$ – все аналогічно). Якщо вершина v_1 не була відвідана, чи вершина-власник, не стоїть умова про заборону стягування її, чи вершини-власника, не є джерелом чи відбором і знайдене наступне ребро $e_k = (v_1, v_1^1)$, тоді перевіряється, чи ребро e_k є трубою і $|D_{e_1} - D_{e_k}| < \varepsilon_D$, або є краном (усіх видів) і не містить умови заборони стягування через те, що містить умову. Якщо всі перевірки виконались, то позначаємо вершини v_1 та вершину-власницю (якщо існує) як відвідані,

досумовуємо довжину ребра L_{e_k} до результуючої L_R , додаємо в список ArVsh1 ребра e_R , присвоюємо початком Vsh1 ребра e_R (кінцем Vsh2 у разі руху в іншому напрямку) вершину v_1^1 . Повторюємо пункт 3, продовжуючи в напрямку $(\overline{v_1, v_1^1})$.

4. Об'єднуємо списки ArVsh1 та ArVsh2 у список ArVsh, вершині v_i та всім зі списку присвоєння iEsh номеру ребра e_R .

5. Всі зміни затверджуються за умови, що $L_R \geq L_{sh}$.

Алгоритм 2.

1. Занулення всіх допоміжних масивів та значень для вершин (список ArVsh вершин, які були стягнуті в дану вершину, номер вершини, у яку втягнулась дана вершина iVsh).

2. Прохід по всіх невідвіданих вершинах v_i , у яких не проставлено iEsh. Вершина відмічається як відвідана і вноситься в стек.

3. Поки стек не порожній, то зі стеку дістається остання вершина v_n (вилучається зі стеку) і для неї знаходиться список суміжних вершин v_j , $j = \overline{1, k}$, де k – кількість суміжних вершин.

4. Проходимося по всіх v_j , які не були вже відвідані і в яких не проставлено iEsh. Розглядаємо відповідне ребро $e_j = (v_i, v_j)$. Якщо воно є краном (усіх типів), або не є КС, краном (усіх типів), редуктором, пиловловлювачем, поглиначем чи холодильником і до того ж $D_{e_j} < \varepsilon_D$ (нульовий діаметр), або $L_{e_j} < L_{sh}$ і його можна стягувати, то ребро e_j анулюється, у список ArVsh вершини v_i додається вершина v_j , вершина v_j відмічається як відвідана, прописується вершина-власниця вершини v_j $iVsh = v_i$, якщо була помітка про те, що вершина не повинна стягуватись, то вона переписується вершині-власниці. Узгоджуються умови вершин v_i та v_j .

5. Вершина v_j долучається до стеку й виконуються пункти 3–4.

Наведемо декілька прикладів роботи алгоритму на простих фрагментах графу ГТС. Розглянемо граф-схему (рис. 1 зліва). Граф – схема модифікована алгоритмом (рис. 3.2 справа)

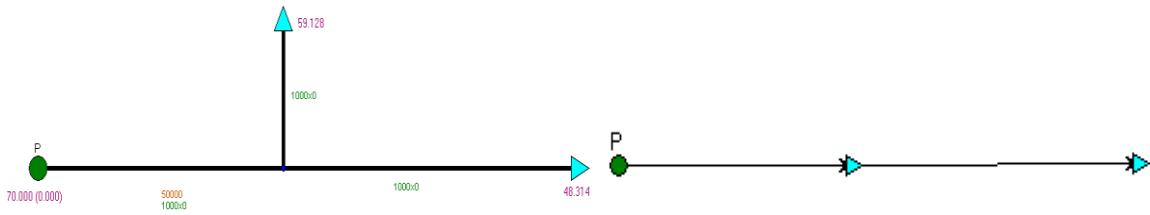


Рисунок 3.2 – Фрагмент технологічної граф – схеми (зліва), граф-схема стягнута ($L_{sh} = 501$) (справа)

У технологічній схемі є значна кількість газопроводів відводів на яких знаходяться газорозподільчі станції (ГРС) (їх більше ніж дві тисячі). До ГРС часто примикають газорозподільчі мережі, які працюють у режимі близькому до стаціонарного. Щоб їх не включати в процес розрахунку досить відводи від систем магістральних газопроводів стягнути у вершину й обсяги газу, які заміряються на ГТС розмістити безпосередньо на газопроводі.

Розглянемо ще одну складнішу граф-схему (рис. 3.3). Результати роботи алгоритму над граф-схемою технологічної схеми для двох різних варіантів умов приведено на рис. 3.4 та рис. 3.5.

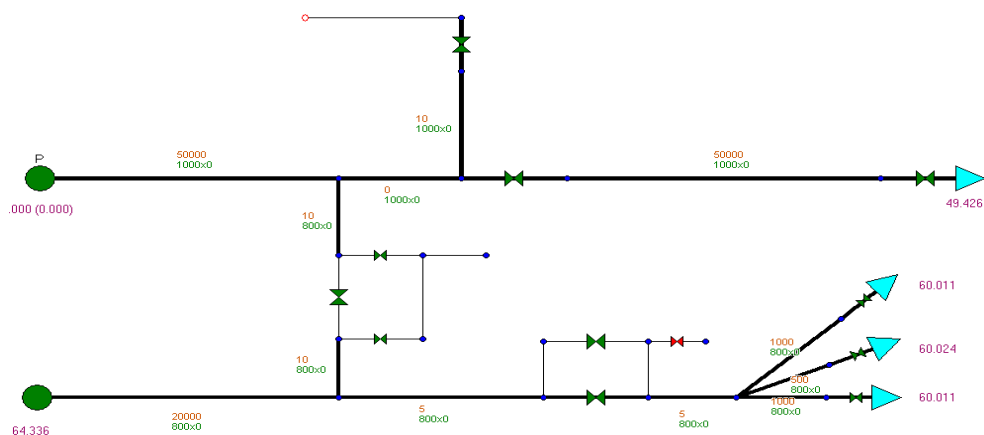


Рисунок 3.3 – Фрагмент реальної технологічної граф – схеми

У першому варіанті умов стягувалися ребра до інцидентних вершин довжини меншими за 501 м (рис. 3.4 зліва). Якщо в регламенті роботи ГТС передбачалася зміна станів кранів, у таких випадках ділянки газопроводів, які

примикали до крану отримували опцію не стягувати до вершин їм інцидентним.

Опціями “не стягувати” відмічалися ребра і в інших випадках.

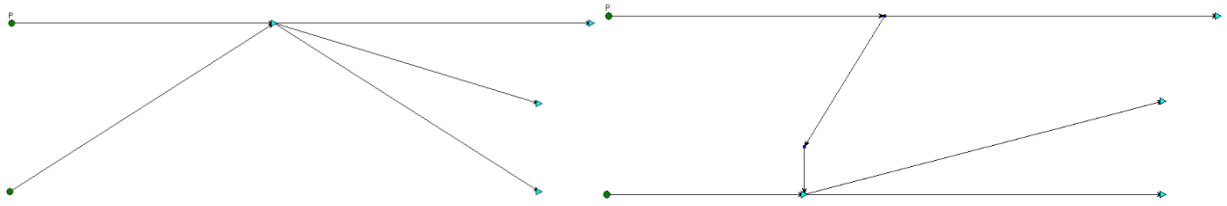


Рисунок 3.4 – Граф-схема стягнута ($L_{sh} = 501$) (зліва), граф-схема
стягнута
($L_{sh} = 501$ з умовою) (справа)

У другому варіанті умов стягувалися ребра до інцидентних вершин довжини меншими за 100 м з опцією не стягувати ребра, які примикають до крану на перемичці (рис. 3.5 зліва), а також довжини менші за 10 м без додаткових умов (рис. 3.5 справа).

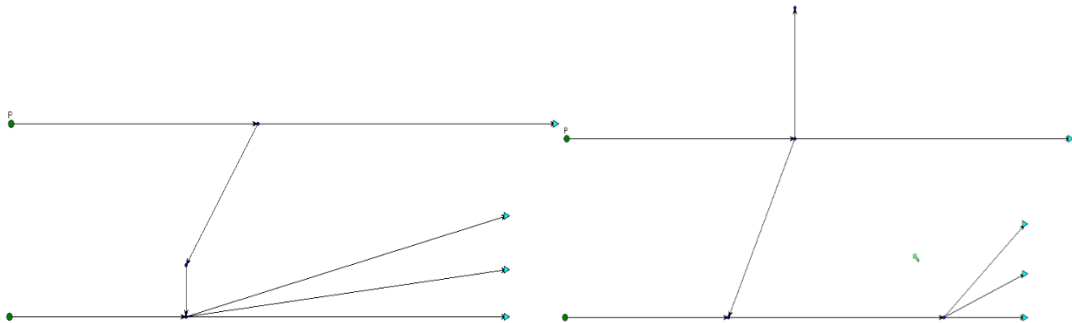


Рисунок 3.5 – Граф-схема стягнута ($L_{sh} = 100$, перемичка з умовою і виставлена опція не стягувати сусідні труби до крану з умовою) (зліва), граф-схема стягнута ($L_{sh} = 10$) (справа)

3.4. Моделювання нестационарних режимів газових мереж

Реалізація технології оптимального розподілу транспортування газу в системі супроводжується постійною зміною топології газових мереж,

продуктивності компресорних станцій, параметрів вхідних та вихідних потоків. Частина із вказаних змін є прогнозованою з певною точністю, іншу потрібно, за заданими критеріями, розраховувати. Довільна зміна топології мережі трубопроводів з активними об'єктами породжує нестационарний процес рух газу. Нестационарні газодинамічні процеси в таких системах розвиваються відносно швидко тільки в області їхнього зародження і швидко затухають на незначних віддальх від них. У разі моделювання газотранспортних мереж великої розмірності виникають проблеми стійкості знаходження параметрів потоків та швидкості збіжності відповідних ітераційних процедур. Кількість робіт у вказаному напрямі є незначною. Серед робіт, які пройшли апробацію, треба відмітити результати представлені в роботах [56, 58, 59].

Часто система магістральних трубопроводів має велику кількість спільних вершин. Попри існування добре відпрацьованих методів чисельного розв'язання стаціонарних задач, розрахунок нестационарних газових потоків у мережах з активними об'єктами залишається складною задачею.

Сьогодні залишається ще актуальною проблемою розроблення моделі, яка здатна адекватно описувати основні параметри газових потоків в околах вузлів мережі.

Рух газу на ділянці газопроводу в ізотермічному випадку описується системою диференціальних рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} + \alpha \rho \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{v^2}{2} \right) + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda \rho v^2}{2S} = 0, \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0. \end{cases} \quad (3.13)$$

що замикається рівнянням стану газу $P = z\rho RT$. Тут ρ – густина; v , швидкість руху, P тиск газу; α – коефіцієнт Коріоліса, g – прискорення вільного падіння; h – висота залягання труби; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; z – коефіцієнт стисливості газу; R індивідуальна газова стала; T – температура газу.

Після лінеаризації квадратичного доданку маємо

$$\begin{cases} \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} + C_\omega \omega + C_P P = 0; \\ \frac{\partial P}{\partial t} + c^2 \frac{\partial \omega}{\partial x} = 0, \end{cases} \quad (3.14)$$

де c – швидкість звуку в газі, $\omega = \rho v$, $C_\omega = \frac{\lambda v_c}{2S}$, $C_P = \frac{g}{zRT} \frac{dh}{dx}$, v_c – середня швидкість.

Для простоти опису розглянемо систему з одним вузлом з'єднання, що містить M ділянок газопроводу, і не будемо розглядати апроксимацію різних типів крайових умов. Нехай система складається з M_{in} вхідних і M_{out} вихідних ділянок, проіндексованих у відповідному порядку. Позначимо через x_j точку їх з'єднання. Позначимо довжину й діаметр k -ї ділянки через L_k та S_k відповідно ($k = \overline{1, M}$). Також виберемо на кожній ділянці точку $\{x_{j\mp}\}_k$, яка є достатньо близькою до x_j (знак „+” або „-” в індексі залежать від напрямку руху газу). Тоді для k – тої ділянки система (4.14) набуде вигляду

$$\begin{cases} \left\{ \frac{\partial \omega(t, x)}{\partial t} + \frac{\partial P(t, x)}{\partial x} + C_\omega \omega(t, x) + C_P P(t, x) \right\}_k = 0, \\ \left\{ \frac{\partial P(t, x)}{\partial t} + c^2 \frac{\partial \omega(t, x)}{\partial x} \right\}_k = 0, \end{cases} \quad k = \overline{1, M}, \quad (3.15)$$

де $x \in [0, \{x_{j-}\}_k]$ за $k \leq M_{in}$ або $x \in [\{x_{j+}\}_k, L_k]$ при $k > M_{in}$.

З огляду на рівність тисків для всіх ділянок у точці з'єднання та перший закон Кірхгофа одержимо модель руху газу через точку з'єднання

$$\begin{cases} \left\{ \frac{\partial \omega(t, x)}{\partial t} + \frac{\partial P(t, x)}{\partial x} + C_\omega \omega(t, x) + C_P P(t, x) \right\}_k = 0, \quad k = \overline{1, M}, \\ \{P(t, x_j)\}_i = P(t, x_j)\}_j, \quad \forall i, j = \overline{1, M}, \\ \sum_{i=1}^{M_{in}} \{S\omega(t, x_j)\}_i - \sum_{j=M_{in}+1}^M \{S\omega(t, x_j)\}_j = 0, \end{cases} \quad (3.16)$$

де $x \in [\{x_{J-}\}_k, x_J]$ для $k \leq M_{in}$ або $x \in [x_J, \{x_{J+}\}_k]$ при $k > M_{in}$.

Отже система (3.15)–(3.16) буде описувати рух газу на M ділянках, що сходяться в одній точці x_J . Дана модель легко узагальнюється на випадок мереж більш складної структури (з більшою кількістю з'єднань). Для цього побудуємо орієнтований граф, ребра якого відповідають ділянкам газопроводу. Тоді для кожного ребра і вершини (ступінь якої, більша від 1) можемо сформулювати набори рівнянь (3.15), (3.16) відповідно.

Просторово-часова дискретизація. Для пошуку чисельного наближення розв'язку (3.15)–(3.16) доцільно виконати просторово-часову дискретизацію моделі. Для проведення просторової дискретизації покриємо кожен ділянку набором вузлів x_i , $i = \overline{0, N_k}$, з рівномірним кроком $\Delta x = x_i - x_{i-1}$ (нумерація вузлів зростає за напрямком руху газу). І нехай точки $x_{J\pm} = x_J \pm \Delta x$.

Дискретизацію в часі виконаємо на наборі вузлів t^k з постійним кроком $\Delta t = t^{k+1} - t^k$. Тоді із системи (3.15) у кожен момент часу t_{j+1} отримаємо систему лінійних алгебраїчних рівнянь (СЛАР) з $2N_k$, $k = \overline{1, M}$, рівнянь. Так само, дискретизована система (3.16) складається з $2M$ рівнянь вигляду

$$\left\{ \begin{array}{l} \left\{ \frac{-P_{J-1}^{j+1}}{\Delta x} + \left(\frac{1}{\Delta t \Theta} + C_\omega \right) \omega_J^{j+1} + \left(C_P + \frac{1}{\Delta x} \right) P_J^{j+1} \right\}_k = \{F_i^j\}_k, \quad k = \overline{1, M_{in}}, \\ \left\{ \left(\frac{1}{\Delta t \Theta} + C_\omega \right) \omega_J^{j+1} + \left(C_P - \frac{1}{\Delta x} \right) P_J^{j+1} + \frac{P_{J+1}^{j+1}}{\Delta x} \right\}_k = \{F_i^j\}_k, \quad k = \overline{M_{in} + 1, M}, \\ \{P_J^{j+1}\}_i = \{P_J^{j+1}\}_1, \quad \forall i = \overline{2, M}, \\ \sum_{i=1}^{M_{in}} \{S\omega_J^{j+1}\}_i - \sum_{m=M_{in}+1}^M \{S\omega_J^{j+1}\}_m = Q_{J,out}^{j+1} - Q_{J,in}^{j+1}, \end{array} \right. \quad (3.17)$$

$$\text{де } \{F_J^j\}_k = \frac{1}{\Delta t \Theta} \left\{ \omega_J^j - \Delta t (1 - \Theta) \left[\pm \frac{P_J^j - P_{J\mp 1}^j}{\Delta x} + C_\omega \omega_J^j + C_P P_J^j \right] \right\} \quad (\text{знак „+” або „-”}$$

вибирається залежно від напрямку потоку газу), $Q_{J,in}^{j+1}$ і $Q_{J,out}^{j+1}$ позначають відповідно надходження і відбори у вузлі x_J в момент часу t_{j+1} .

Розрахунковий алгоритм. Сформульовано такий алгоритм проведення гідравлічного розрахунку за нестационарною моделлю руху газу в мережі трубопроводів.

Для кожної ітерації за часом виконується наступна послідовність:

1. Формуємо зв'язний орієнтований граф для даної мережі (це необхідно виконувати на кожній ітерації лише у разі змінної топології мережі).

2. Для кожного ребра формуємо систему рівнянь із дискретизації (4.15) і вносимо її до системи рівнянь мережі.

3. Для кожної вершини J зі степеню M_J , формуємо набір рівнянь вигляду (4.5) (якщо $M_J > 1$), або рівняння, які описують крайові умови. Сформовані рівняння вносимо до загальної системи рівнянь мережі згідно глобальної нумерації вузлів.

4. Розв'язуємо загальну систему рівнянь.

5. Якщо необхідно уточнити значення нелінійних доданків повертаємось на крок 2, інакше виконуємо наступну часову ітерацію.

Зауваження 3. Система рівнянь мережі буде містити

$$2 \sum_{k=1, \dots, M} N_k + 2M = 2 \sum_{k=1, \dots, M} (N_k + 1)$$

рівнянь, де M – кількість ребер графа, і її матриця буде несиметрична

стрічкового виду. Ширина стрічки не буде перевищувати $2 \max_{J \in V} \sum_{k=1}^{M_J} (N_k + 1)$, де

V – множина вузлів графа, M_J – степінь вершини J . Тому під час розрахунку доцільно використовувати методи орієнтовані на матричні задачі стрічкового типу.

3.5. Результати чисельних експериментів

Чисельний експеримент 1. Задано фрагмент мережі газопроводів (рис. 3.6). Два магістральних газопроводи довжиною по 100, кожен об'єднаний перемичкою, довжина якої становить 100 м. Позначимо через $P_i(t)$ та $Q_i(t)$ - значення тиску та витрат у i -ій вершині. У вершині 2 задано початковий розрахунковий тиск $P_2(0) = 60$ атм. Визначимо решту параметрів моделі в такий спосіб: тривалість у часі $t \in [0, 10000]$, внутрішній діаметр труб 1.3887 м, $Q_1(t) \equiv 600 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_2(t) \equiv 400 \text{ м}^3/\text{с}$,

$$Q_5(t) = \begin{cases} -500, & t < 6000 \\ 100 - 0.1t, & 6000 < t < 8000 \\ -700, & t > 8000 \end{cases}, \quad Q_6(t) = \begin{cases} -500, & t < 2000 \\ -700 + 0.1t, & 2000 < t < 4000 \\ -300, & t > 4000 \end{cases}.$$

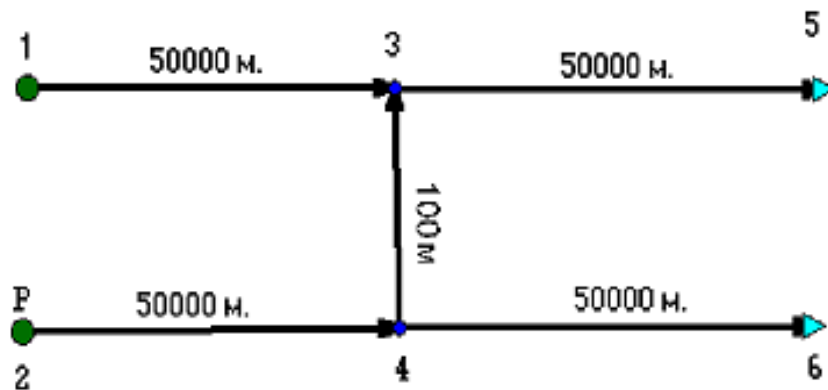


Рисунок 3.6 – Фрагмент технологічної схеми

Просторово-часову дискретизацію даної задачі проведено за описаною вище схемою, з кроком за часом $\Delta t = 100 \text{ с}$, і поділом кожної ділянки на шість рівних частин. На рис. 3.7 зображено графік знайденої апроксимації функцій відбирання та тиску у вузлі 4. Функція $P_4(t)$ монотонно зростає приблизно на 3 атм. Протягом часу $t \in [2000, 8000]$ (час перерозподілу відбрів у вузлах 5, 6). Відповідно до крайових умов змінюються об'єми газу, що протікають через

перемичку. До початку перерозподілу $Q_4 \approx -100 \text{ м}^3/\text{с}$, між змінами крайових умов – $Q_4 \approx 0$, і після перерозподілу $Q_4 \approx 100 \text{ м}^3/\text{с}$, що узгоджується з першим законом Кірхгофа.

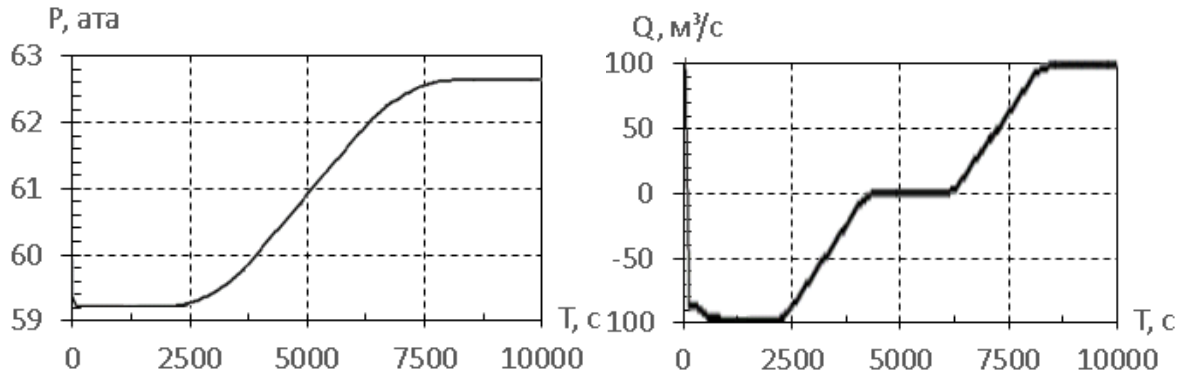


Рисунок 3.7 – Тиск $P_4(t)$ та витрата $Q_4(t)$ газу

Чисельний експеримент 2. Розглянемо тепер задачу попереднього прикладу, але з іншим типом крайових умов. Нехай маємо початковий розподіл витрат:

$$Q_1(0) = 600 \text{ м}^3/\text{с}, \quad Q_2(0) = 400 \text{ м}^3/\text{с}, \quad Q_5(0) = Q_6(0) = -500 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Задамо такі крайові умови на тиски:

$$P_1(t) = 61.1 - 1.1 \cdot 10^{-4} t, \quad P_2(t) \equiv 60 \text{ кгс/см}^2,$$

$$P_5(t) = \begin{cases} 57.5 - 2.5 \cdot 10^{-4} t, & t < 6000 \\ 56, & 6000 < t < 10000 \end{cases},$$

$$P_6(t) = \begin{cases} 57.5 - 2.5 \cdot 10^{-4} t, & t < 2000 \\ 57, & 2000 < t < 4000 \\ 57 + (t - 4000) / 3000, & t > 4000 \end{cases}.$$

Для просторової дискретизації поділимо ділянку рівно на 6 частин і перемички навпіл. Провівши розрахунок із кроком за часом $\Delta t = 100 \text{ с}$, отримаємо розподілу тиску і витрати в мережі. На рис. 3.8 зображено, як і раніше, тиски і витрати у вершині 4. Тиск у даній точці зменшується від 69.3 до 58.0 кгс/см². Витрата газу зростає від 88 до 262 м³/с.

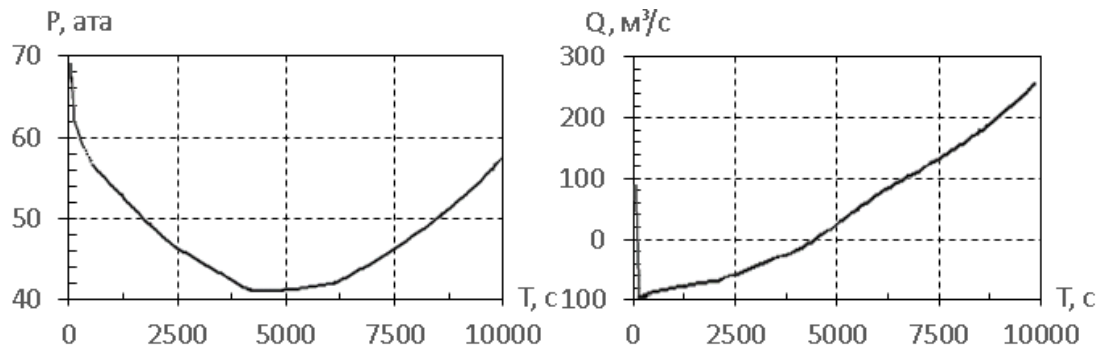


Рисунок 3.8 – Тиск $P_4(t)$ та витрата $Q_4(t)$ газу

Результати проведених досліджень свідчать, що запропонований метод дає змогу стійко розраховувати параметри потоків газових мереж складної структури, а також із ділянками, які значно різняться за довжиною. Для забезпечення достовірності результатів важливим є адаптація параметрів методу до характеру зміни крайових умов.

Хоча запропонований метод гідравлічного розрахунку параметрів газового потоку в мережі є значно простіший за відомі аналоги, але все таки для складної ГТС, яка містить тисячі об'єктів із моделями газових потоків, він усе ж вимагає значного обсягу обчислень.

Чисельний експеримент 3. Розрахунок нестационарних режимів підрозділів АТ “Укртрансгаз”

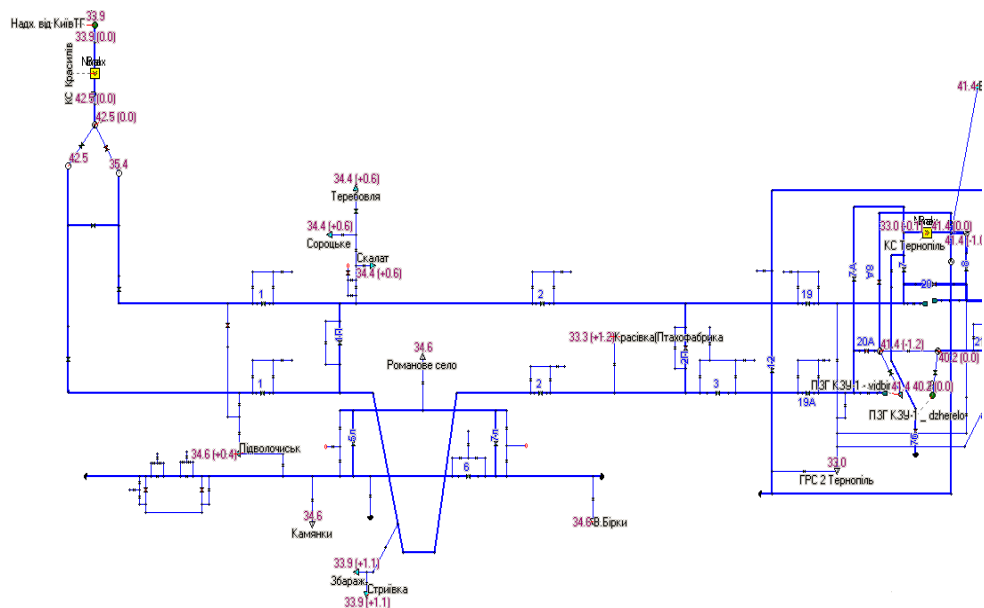


Рисунок 3.9 – Технологічна схема ділянки газопроводу КС Красилів – КС Тернопіль

Розглядається частина технологічної схеми ГТС (рис. 3.9). На виході з КС Красилі задана крайова умова на витрату газу, а на вході в КС Тернопіль задана крайова умова на тиск. Моделювання здійснювалось протягом 10 годин роботи системи. Крок за часовою змінною (Δt) брався рівним 600 с (10 хв). Отримали такі результати моделювання (рис. 3.12):

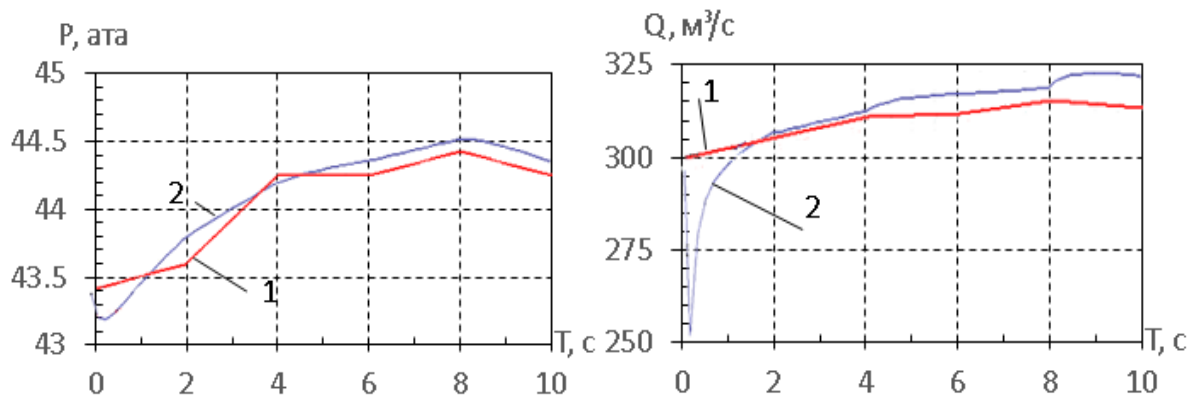


Рисунок 3.12 – Тиск газу на КС Красилів (1 – заміряний, 2 – розрахований) (зліва) та витрата газу на КС Тернопіль (1 – заміряний, 2 – розрахований) (справа)

Точність моделювання нестационарного процесу технологічної схеми на ділянці КС Красилів – КС Тернопіль за даними заміряними з інтервалом часу 2 години – менше ніж 1% за тиском і менше ніж 1,5% за витратою.

Моделювання складних газодинамічних процесів, які відбувались в УМГ “Львівтрансгаз” (рис. 3.13) у період із 8 квітня до 12 квітня 2012 року. Відкриття кранів "2–9", "3–5" та "25П" розпочалось 9 квітня о 9:00 (23 година від початку моделювання) та тривало 30 хв розрахунку з подрібненим кроком $\Delta t = 1 \text{ хв}$. Протягом решти часу крок за часовою змінною був рівним $\Delta t = 10 \text{ хв}$.

У момент початку моделювання 2 підсистеми були розділені 3-ма закритими кранами в районі КС Кам’янка-Бузька. Забезпечення контрактних умов імпорту для Польщі здійснювалось із допомогою ПСГ.

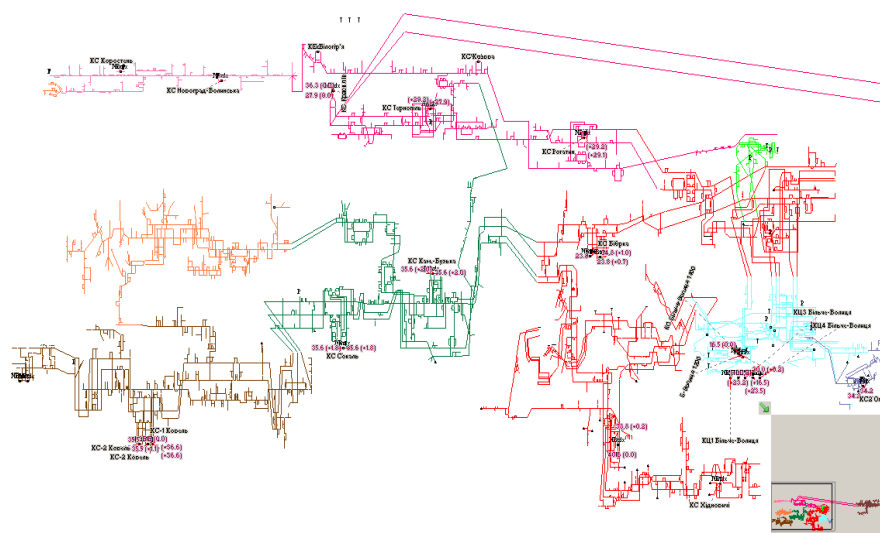


Рисунок 3.13 – Технологічна схема УМГ “Львівтрансгаз”

На рис. 3.14 наведений один із результатів.

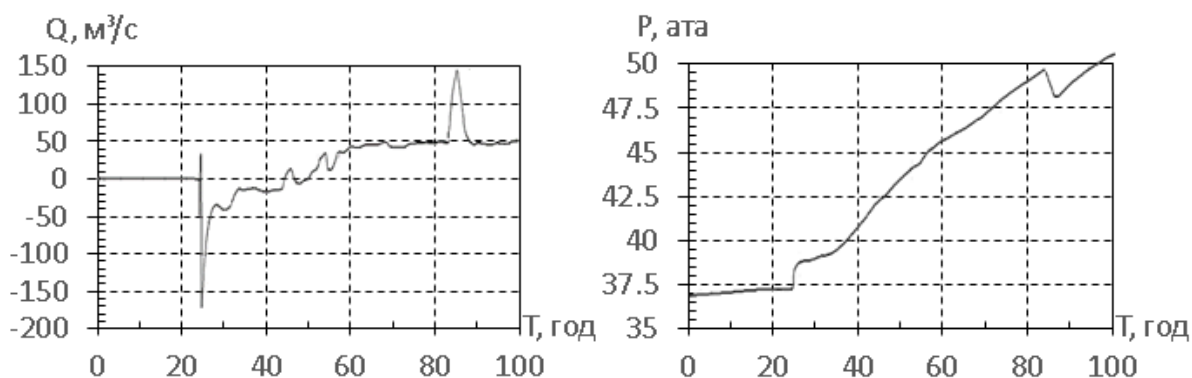


Рисунок 3.14 – Витрата газу (зліва) та тиск (справа) на 1-му краю крана "2–9"

У технологічних схемах простої структури відкриття та закриття певних кранів проводилося миттєво й це не впливало на стійкість процесу моделювання перехідних режимів. У разі моделювання режимів роботи цілого УМГ зміна стану кранів породжувала такі збурення потоків, які вплинули на стійкість роботи системи моделювання. У таких випадках спочатку відкривають байпасний кран, який має значно менший діаметр і, відповідно, відбудеться менше збурення потоку газу. І в момент вирівнювання тисків, із певною точністю на вході та виході лінійного крану, його відкривають.

3.6 Висновки до третього розділу

Результати проведених досліджень показали, що запропонований метод забезпечує стійкий розрахунок параметрів газових потоків для мереж зі складною технологічною структурою, а також із ділянками, які значно різняться за довжиною, діаметром та витратою газу.

У розділі запропоновано:

- модель структури газотранспортної системи в термінах теорії графів, яка включає всі технологічні об'єкти, які беруть участь у транспортуванні, розподіленні та зберіганні газу;

- алгоритмічне забезпечення, яке максимально адаптоване для роботи зі схемами газотранспортних систем і забезпечує створення, виділення підсистем за заданими ознаками, синтезу та редагування технологічних схем певних системних об'єктів та схеми ГТС загалом;

- алгоритмічне забезпечення аналізу схем, інтерпретації результатів моделювання та автоматизації побудови математичної моделі за умови постійної зміни крайових умов та топології структури ГТС;

- мережний варіант математичної моделі газотранспортної системи та чисельний варіант її реалізації;

- адаптивний метод реалізації математичної моделі для забезпечення його стійкості та швидкості отримання результату.

Для гарантування як стійкості методу, так і достатньої швидкості отримання результату, запропоновано редагування технологічних граф-схем, яке забезпечує:

- зменшення кількості об'єктів моделювання способом їх об'єднання та стягування у вершину;

- виключення з процесу моделювання джерел надходження та відбирання газу з незначними витратами;

- збереження певного топологічного ізоморфізму між детальною та редагрованою граф-схемами для забезпечення незмінності потоків за напрямками та мінімального впливу на його витрату в об'єктах ГТС;

- коректного врахування наявних крайових умов.

Параметри алгоритмів редагування певним чином залежать від характеру перехідних режимів як за часом, так і величиною витрати газу. Певні кроки алгоритму редагування технологічних схем не впливають на точність моделювання.

На стійкість збіжності методу впливає і вибір часового кроку, який залежить від характеру крайових умов. У разі близькості нестационарних процесів до стаціонарних рекомендується часовий крок вибирати максимально великим, а в області швидких газодинамічних процесів, які відбуваються за зміни стану запірної арматури, необхідно часовий крок вибирати таким, щоб забезпечити стійкість ітераційного процесу знаходження розв'язку задачі.

В умовах одночасної зміни стану декількох кранів, які знаходяться на незначній віддалі між собою, рекомендується забезпечити плавне регулювання зміни перепаду тиску способом відкриття байпасних кранів, а в цьому разі ще й часовий крок моделювання зменшити на величину, яка забезпечить стійке моделювання перехідних режимів.

РОЗДІЛ 4

МАТЕМАТИЧНІ ПРОБЛЕМИ КЕРУВАННЯ ПЕРЕХІДНИМИ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖ

Теорія оптимального керування (ТОК) [117–125] складними динамічними системами – ще достатньо молода область математики. Наявний математичний апарат ТОК ще не досягнув такого рівня, щоб ефективно розв’язувати більшість задач, необхідність яких виникла в останні десятиріччя. До таких задач можна віднести задачу – оптимальне керування потоками газу в складній системі магістральних газопроводів. Аналітичний розв’язок задачі оптимального керування вдається отримати лише в певних випадках, і тому велику роль відіграють, переважно, числові методи та методи комбінаторної оптимізації. Складнощі розв’язування задач оптимального керування викликані необхідністю розв’язувати крайові задачі (системи великої розмірності), із наявними обмеженнями на керування і фазові координати, із багатопараметричною екстремальністю та дією на систему різного характеру впливів тощо. Сказане спонукає до розроблення спеціальних обчислювальних методів та комбінаторних алгоритмів. Як показала практика, не існує універсальних чисельних методів розв’язування задач не тільки оптимального керування, але й задач оптимального планування. І тому залишається актуальним розроблення нових чисельних методів та алгоритмічного забезпечення, яке максимально врахує специфіку об’єкта дослідження і володіє незначною обчислювальною складністю за часом їхньої роботи.

Одним із можливих підходів щодо розв’язування проблеми побудови оптимального керування є побудова оптимального керування в реальному часі (в процесі її функціонування – ситуативне керування) і супроводжується фазовою траєкторією динамічної системи, коли керування формується як функція поточних фазових координат та крайових умов. Такий підхід дає

можливість врахувати, певним чином, існуючу невизначеність у прогнозі за вхідними даними для уточнення крайових умов на прогнозований період.

Наявність у системі дискретних впливів на крайові умови, структуру системи, на стан активних та пасивних об'єктів здійснюють зміну керування протягом короткого часу і відповідно породжують розривність розв'язку (параметрів потоків газу як за витратою, тиском так і напрямком. Крім цього проходить постійна взаємодія самоорганізуючих процесів у підсистемах і їхня взаємодія з дискретними та неперервними впливами.

Розривність розв'язку, часта зміна структури системи і відповідно зміна моделі її роботи, поєднання швидких та короткотермінових процесів, слабка прогнозованість зовнішніх та внутрішніх впливів на роботу системи, можлива зміна критерію якості роботи та керівних впливів вимагають розробки адекватних методів формування параметрів керування такими системами.

Задача керування газопотоками в ГТС є близькою до задач створення комплексу моделювання нестационарних режимів роботи газотранспортних систем в оптимізаційній постановці. На даний час згадана задача у світовій практиці ще належним чином є не розв'язаною. Це пов'язано зі складністю ГТС, яка складається із десятків тисяч об'єктів, нелінійністю газодинамічних процесів, які розвиваються на значних просторових і часових вимірах, слабкою прогнозованістю вхідних параметрів, суттєвим впливом зовнішніх чинників та недостатнім метрологічним забезпеченням. Зі згаданою проблемою тісно пов'язані задачі оперативного оптимального керування потоками газу в ГТС. Треба зазначити, що в напрямку керування нелінійними газодинамічними процесами в складних системах із нечітким прогнозом зроблені перші кроки, переважно, теоретичні, які ще не пройшли апробації в реальних умовах експлуатації ГТС [153, 154].

У реальних умовах область зміни параметрів керування, які задовольняють технологічним обмеженням, є значною. За умов нечіткого прогнозу вибрати із множини параметрів керування оптимальне за заданим критерієм якості керування в більшості випадків є проблематичним. Зміна

параметрів керування, переважно, пов'язується з оперативним станом системи, використанням критеріїв оптимізації та принципів оптимального керування й не вимагає їхнього точного виконання в повному об'ємі.

Майже всі техніко-виробничі об'єкти, не винятком є газотранспортна система, працюють не оптимально й мають значні резерви за економічними, екологічними, енергетичними та інших критеріями. Процес оцінювання та реалізації наявних резервів з економії паливно – енергетичних ресурсів є складним тому, що:

- модель системи формується на основі моделі структури та моделей об'єктів і, тому зі зміною структури змінюється модель системи;

- зміна керування часто супроводжується зміною моделі системи;

- значна частина крайових умов формується в процесі реалізації керування, тобто вони залежать як від стану системи, так і прийнятого керування системою;

- на керування впливає як регламент роботи системи, який встановлений заздалегідь, так і регламент роботи об'єктів, який формується в процесі функціонування системи;

- на параметри розподілу потоків впливають: самоорганізуючі газодинамічні процеси, процеси дискретної дії (зміна топології системи, включення/виключення КС і певних ГПА), а також зовнішні фактори (зміна температури повітря, ґрунту, параметрів газу на зовнішніх входах та виходах системи ГТС);

- ресурс керування постійно змінюється, й часто його недостатньо для переведення системи в глобальний оптимальний режим, для максимальної реалізації наявного потенціалу оптимізації;

- постійна зміна зовнішніх впливів вимагає постійного формування оптимальних режимів і не завжди траєкторія руху системи, яка сформована на основі оптимального планування режимів є оптимальною траєкторією функціонування системи;

– розмірність системи породжена великою кількістю технологічних об'єктів, їх різнотипністю моделей та значним часовим інтервалом моделювання;

– наявна взаємодія швидких та повільних процесів різної фізичної природи.

Матеріали розділу викладено в працях [2, 18, 20, 21, 26].

4.1. Основні поняття та проблеми

Витратоміри (комерційні) встановлені на всіх входах та виходах ГТС. Незначна кількість витратомірів знаходиться на певних магістральних газопроводах для оцінювання балансових показників на певних частинах ГТС. Тиск та температура газу заміряється в достатній кількості місць. В певних місцях ГТС встановлюють параметри складових природнього газу лабораторним способом. Додаткові заміри параметрів газу проводяться у разі дослідження технічного стану певних технологічних об'єктів чи їхніх складових, а також дослідження впливу різних факторів на якість їхньої роботи. Діючі витратоміри не забезпечують уточнення параметрів моделей газових потоків на багатьох ділянках газопроводів та газоперекачувальних агрегатів. У таких випадках існує певна область невизначеності. Її вплив на точність розрахункових режимних параметрів оцінюється у визначених місцях ГТС – контрольовані параметри.

Діючий режим, миттєвий чи на заданому інтервалі часу роботи ГТС за відомої її топології з певною точністю ідентифікується замірами тиску, витрати, температури, якості газу з певною частотою тощо. Режим роботи певних технологічних об'єктів, із певною точністю, встановлюється додатковими замірами в процесі проведення термогідрравлічних досліджень або розрахунковим способом. Режим роботи певних технологічних об'єктів визначається (задається) параметрами чи набором параметрів із різним ступенем детальності, залежно від поставлених задач та цілей.

Режими роботи КС на різних етапах моделювання стаціонарного режиму ГТС задаються багатьма способами – із різним ступенем детальності. Для попереднього формування розподілу потоків у системі магістральних газопроводів доцільно задавати мінімальну інформацію щодо КС, одну із перерахованих – тиск на вході чи виході, витрату газу, потужність, коефіцієнт стиску газу тощо. Це дає змогу більш оптимально розподілити потоки газу в ГТС.

Режим роботи підземних сховищ газу для задач планування задається тільки витратою в спільній вершині газопроводу-відводу та магістрального газопроводу. Інший параметр – тиск на газопроводі-відводі розраховується. Цього достатньо, щоб провести детальний розрахунок ПСГ.

Якість режимів роботи ГТС та певних його об'єктів оцінюється за повнотою реалізації наявного потенціалу оптимізації, який встановлюється в процесі проведення багаторазових чисельних експериментів.

Розрізняють замірянний та розрахований режими. Їхню близькість можна оцінювати за замірами параметрів газу в контрольних точках.

У реальних умовах експлуатації ГТС на складність процесу керування потоками газу впливає:

- не вчасна актуалізація технологічної схеми та її топології;
- невчасна реалізація необхідного керування;
- не завжди з достатньою точністю виконуються контрактні умови на параметри газу як на входах так і виходах ГТС;
- часто прогнозовані дані, зокрема й погодні, суттєво відхиляються від дійсних;
- недостатня кількість витратомірів на магістральних газопроводах.

4.2 Інформаційне забезпечення задач керування

Задачі керування процесами в складних системах вимагають відповідного інформаційного та технічного забезпечення. Технічне

забезпечення – система станційної автоматики, на сьогодні відсутня на більшості компресорних станціях. Розроблення та експлуатація систем оптимального керування певними об'єктами чи підсистемами ГТС, часто, не забезпечує оптимальну роботу всієї системи. І тому, такі розробки переважно експлуатуються неефективно, або повністю простоюють. На сьогодні уже появилися передумови впровадження математичних систем керування.

Інформаційне забезпечення, його структура та якість суттєво впливають на постановку задач керування потоками газу в складних системах транспортування газу.

4.2.1 Структура інформаційного забезпечення

Задачі керування вимагають належного інформаційного забезпечення. Перелік необхідних даних для постановки задач керування та апробації методів їхньої реалізації наведені нижче.

Контрактні умови на параметри газу. У діючих контрактах на транзит газу магістральними газопроводами встановлюються умови на параметри газу на його входах та виходах за витратою, тиском та якістю. Крім цього затверджуються розрахункові формули – моделі газу, які дають змогу за замірами параметрів газу розраховувати його витрату за стандартних умов (комерційні об'єми газу).

Не дивлячись на контракт, диспетчерські служби уточнюють обсяги та витрату газу кожної доби на входах та виходах системи.

Початкові, крайові та прогнозовані дані. За початкові беруть дані деякого прогнозованого усередненого на певному інтервалі часу, наприклад – декадного, місячного чи сезонного стаціонарного режиму. Можливі й інші варіанти задання початкових даних. Принциповим, у таких випадках, є те, щоб усі варіанти для заданої розрахункової процедури приводили до близьких результатів. Часто за початкові беруть розподілені за часом та простором розраховані дані за нестационарного режиму, який передував прогнозованому.

Існує в диспетчерів певний набір, умовно, типових режимів, які формувалися або діяли в попередні роки за відомих умов. Якщо умови на прогнозований режим є близькими вже існуючому в базі даних, тоді його аналізують та за потреби корегують і реалізують. В інших випадках проводиться прогнозування споживання газу за прогнозом погодних умов, враховуються всі обмеження, які можуть з'явитися у разі різних обставин, формується баланс газу в системі та проводиться розрахунок режиму.

Для оперативних розрахунків уточнюються дані кожної доби. Сьогодні баланс газу в системі формується в реальному часі й може протягом доби змінюватися декілька разів.

На формування крайових умов впливають і прогнозовані дані:

- погодні умови – атмосферний тиск, температура зовнішнього повітря;
- температура ґрунту для основних магістральних газопроводів;
- план та етапи проведення профілактичних та ремонтних робіт (“вогневі роботи”), які вимагають зміни моделі структури чи обмеження тисків та витрати газу.

- інтервал часу прогнозування;
- прогноз споживання, видобування, транзиту та імпорту газу;
- прогноз виводу ГПА із режиму на ремонт за напрацьованим часом;
- прогноз кількості працюючих ГПА у КЦ та КС.

Для формування початкових даних необхідно враховувати стан технологічних об'єктів ГТС на початковий момент часу:

- трубопроводи – λ – коефіцієнт гідравлічного опору, k_T – коефіцієнт теплопередачі від труби у зовнішнє середовище;

- крани – закритий, відкритий;

- компресорні станції – керований, некерований, актуальна технологічна схема, максимальна/мінімальна продуктивність, тиски та температура газу на входах виходах, густина газу, схема з'єднання ГПА, зведені характеристики відцентрових нагнітачів, обороти відцентрових

нагнітачів, політропічне ККД відцентрового нагнітачу, технічний стан приводу за паливним газом;

- регулятори тиску та витрати – установки тиску та витрати газу;
- відбори газу – витрата на усіх входах та виходах, температура та склад газу на усіх входах
- надходження газу – витрата газу на всіх входах/виходах ГТС;
- ПСГ – режим роботи – відбирання / нагнітання газу, витрата газу, тиск газу у точці приєднання до магістрального газопроводу, пластовий тиск газу в робочій зоні свердловин, кількість свердловин у роботі, об'єм активного газу.

Стан об'єктів. Технологічні обмеження на параметри газових потоків.
Задані параметри стану об'єктів: закрито / відкрито для запірної арматури, у робочому чи в неробочому стані ГПА і КС загалом, установки на регулюючій арматурі за тисками та витратами, максимальні тиски газового потоку для ділянок газопроводів тощо.

Обмеження для всіх технологічних об'єктів наведено в технічній документації. Частина обмежень встановлюється в процесі її експлуатації. Так, наприклад, часто буває, що для обертів відцентрового нагнітача ГПА, який перевищує встановлену величину, з'являється небажаний рівень його вібрації, що може викликати руйнування фундаменту й робочих частин ГПА.

Можливі обмеження на максимальне відбирання та нагнітання газу в пласти колектори ПСГ, які гарантують неруйнівний режим експлуатації вибійних зон свердловин.

Частина параметрів стану об'єктів розраховується. Для цього встановлюють додаткові прилади вимірювання й за розробленими методиками розраховують параметри, наприклад, рівня деградації об'єктів та його складових.

Існує ще й технічний стан об'єктів. Він встановлюється в процесі термо-гідравлічних випробувань і за часом експлуатації. Для цього проводяться додаткові термо-технічні випробування.

Існують ще такі обмеження.

Обмеження на керування:

- мінімальна частота переключень установок на регуляторах тиску та регуляторах витрати;
- мінімальна частота зміни схем з'єднання ГПА.

Часові обмеження:

- відкриття / закриття крану (телекерованих) у автоматичному та інших у "ручному" режимах;
- вивід ГПА у режим роботи на магістральний газопровід;
- швидкість зміни потужності газотурбінної установки, оборотів відцентрових нагнітачів;
- швидкість зміни параметрів газових потоків на системах сепарації та очистки газу на ДКС;
- швидкість реакції системи підтримки тиску на виходах КЦ та КС;
- швидкість вирівнювання тисків на лінійних кранах перепуском газу через байпасні перед відкриттям лінійного крану.

Контрольовані заміряні параметри. Вибір контрольованих параметрів залежить від досвіду диспетчерів, режимів експлуатації ГТС, умов зміни параметрів керування та моделюючої системи тощо. Контрольовані параметри на тиски вибирають у характерних точках – місцях об'єднання потоків різних магістральних газопроводів, на виходах діючих КС тощо. Передбачена можливість контролювати умови на витрату газу на будь-якому об'єкті, який має вхід та вихід – типу ребро.

За контрольовані параметри можна ще вважати такі, які розраховуються – баланс газу в системі, динаміка зміни об'ємів акумульованого газу в підсистемах ГТС, обсяги паливно-енергетичних затрат на режим тощо.

Контрольовані параметри впливають на формування як вхідних так і крайових умов.

До контрольованих параметрів відносяться:

- P_{\max} – максимальний допустимий тиск для кожної ділянки газопроводу;
- обмеження для ГПА – $(q_{\min}, q_{\max}), (\varepsilon_{\min}, \varepsilon_{\max}), (P_{\min}, P_{\max}), (n_{\min}, n_{\max}), T_{\max}, N_{\max}$, віддаленість від помпажної зони;
- обмеження для КС – на сумарну продуктивність, температуру газу на виході КС;
- склад газу за лабораторними дослідженнями у встановлених місцях ГТС;
- тиски газу у виділених вершинах системи (вершини об'єднання багатьох, чи значних за витратою, потоків);
- вершина споживач/джерело - $(q_{\min}, q_{\max}), (P_{\min}, P_{\max})$.

Допустимі керування та регламент роботи об'єктів. Розрізняють допустимі керування за величиною, часом, швидкістю зміни керуючого параметру, які формуються моделюючими комплексами чи диспетчерами на основі аналізу режимних параметрів. Існують керування, які є недоступними для втручання у їхні алгоритми й реалізуються відповідними системами автоматики. До таких керувань належать – аварійна зупинка КС, ГПА, ПСГ; антипомпажний захист; захист від перевищення чи пониження певних робочих параметрів і параметрів газу на КС та в мережі, завантаження та розвантаження ГПА і КС, підтримка тиску чи витрати в певних місцях ГТС тощо.

Існує регламент зміни стану об'єкта, який реалізується за алгоритмами, доступними для диспетчерів, а інші регламенти розроблені для імітації реально діючих алгоритмів чи реалізації керування, розрахованих моделюючим комплексом.

Серед основних дій, які використовуються для керування – зміна стану запірної арматури, зміна крайових умов на тиски та витрату, зміна потужності КС та процесів їхнього завантаження та розвантаження тощо.

Наведемо дозволені керування $\bar{u}(u_1, u_2, \dots, u_k) \in U$:

- u_i – зміна стану запірної арматури; зміна обертів нагнітачів на ГПА, зміна кількості ГПА, зміна потужності ГПА; зміна параметрів газу в вершинах надходження і відборів.
- установки тисків на виходах керованих КЦ, які обладнанні системами автоматизованого управління;
- вибір змінних проточних частин, що, особливо, актуально для ДКС;
- схеми з'єднання ГПА (одно-два-триступеневі);
- зміна стану кранів;
- установки тисків на регуляторах (редукторів) та на регуляторах витрати (клапани фірми Моквелд);
- робочі схеми і оберти ВЦ ГПА КЦ;
- редукування на вході КЦ з електроприводом;
- байпасування потоку газу з виходу на вхід ГПА КЦ.

Серед обмежень виділяють:

- мінімальну частоту переключень установок на регуляторах тиску та регуляторах витрати;
- мінімальну частоту зміни схем з'єднання ГПА.

Ціль керування. Критерії якості. Цілями диспетчерської служби є – технологічно допустиме керування з мінімальним числом зміни керування, локально-оптимальне керування КС та ПСГ та оптимальне керування ГТС загалом.

Керування здійснюється встановленням тисків на виходах КЦ, обертами ГТУ ГПА, схемами роботи ГПА; зміною топології мережі, набором параметрів керування; множиною обмежень і вимог, які потрібно виконувати на етапах планування та реалізації керування.

Розглянуті такі цілі керування:

- мінімум часу виводу ГТС на заданий режим роботи;
- максимум заповнення газопроводу за заданий час;

- максимум відбирання /нагнітання газу з (в) ПСГ за заданий час;
- мінімум відхилення від заданого режиму роботи ГТС за умови різних збурюючих впливах;
- мінімум паливно-енергетичних затрат на відбирання / нагнітання заданого об'єму газу з групи газосховищ;
- мінімум часу переводу об'єкта в заданий, чи підтримка заданого режиму за умови мінімальних сумарних затрат;
- мінімум сумарних затрат на підтримку режиму в заданих технологічних межах із заданою надійністю на заданому часовому інтервалі;
- забезпечення виконання критеріїв оптимальності для заданої величини надійності функціонування системи;
- мінімум зміни станів активних елементів.

Крайові умови для різних критеріїв оптимальності. Різні критерії оптимальності вимагають особливих крайових умов. Вони часто є розв'язками певних задач, зокрема, задач оптимального планування.

База оцінених показників діючого і сформованих режимів. Для оцінювання діючих та сформованих режимів пропонується набір абсолютних та зведених параметрів. Багато показників є взаємозалежними між собою.

Існують індивідуальні та інтегральні (загальносистемні) показники. Існують проблеми вибору критеріїв для оцінювання якості роботи підсистем.

Оцінка якості керування, потенціал оптимізації якості. Для оцінки якості керованих процесів найчастіше використовують інтегральний критерій якості, тобто знаходиться екстремум функціонала, який забезпечує критерій оптимальної швидкодії; критерій стабільності роботи системи (відхилення в середньому за фазовими координатами); енергетичний критерій (затрати енергії); змішані інтегральні критерії.

Потенціал оптимізації встановлюється в процесі проведення багатократних чисельних експериментів, або в процесі розв'язування оптимізаційних задач.

Умови зміни керування для різних варіантів керування. В процесі керування системою можливе наближення до межі наявної технологічності чи оптимальності режиму за одним, чи кількома параметрами, або за швидкістю зміни контрольованого параметру. Швидкість зміни контрольованих параметрів за заданим керуванням можна регулювати зміною інтервалів (обмежень) області технологічності чи оптимальності згідно встановленого регламенту.

4.3 Загальна математична постановка задачі керування

Розглянемо ГТС як об'єкт керування, модель структури якого описується графом $G(E, V)$, термогідравлічний стан якого в кожен момент часу $t = t_0, t_1, \dots, t_n$ описується n наборами, у кожен з яких, зокрема, входять n_i ($i = \overline{1, n}$) пар чисел $\{P_j(t_i), T_j(t_i)\}$ – тиски та температура газу у вершинах $e_j \in E$, та n наборами, у кожен з яких, зокрема, входять m_i ($i = \overline{1, m}$) пар чисел $\{q_k^+(t_i), q_l^-(t_i)\}$ – витрата газу на вході та виході об'єкта типу ребро $(e_k, e_l) \in V$.

Такі набори $\{P_j(t_i), T_j(t_i)\}$ і $\{q_k^+(t_i), q_l^-(t_i)\}$ для $e_j \in E, (e_k, e_l) \in V$ називаються фазовими координатами вектору $\bar{r}(t_i) \in R$, які характеризують режим роботи, чи стан ГТС у момент часу t_i . Оскільки координати вектору $\bar{r}(t_i) \in R$ можуть змінюватися за часом, то їх також називають фазовими змінними. Нехай множина $\bar{r}(t_i) \in R$ являє собою сукупність усіх фазових станів, у яких керованому об'єкту дають змогу перебувати. Область фазових станів є замкнутою та обмеженою.

Припустимо, що керування визначається у кожен момент часу $t = t_0, t_1, \dots, t_n$, набором із r_j ($j = 0, s$) величин u_1, u_2, \dots, u_s , які називаються параметрами керування. Можна вважати, що вони утворюють вектор $\bar{u} = (u_1, u_2, \dots, u_r)^T$, який називається вектором керування. Зміна параметрів

керування за часом означає, що ми маємо справу з вектор-функцією $\bar{u}(t) = (u_1(t), u_2(t), \dots, u_r(t))^T$.

Сукупність функцій керування утворює деяку множину U , тобто $u(t) \in U$ і ця множина U називається множиною допустимих керувань або областю керування. Функції керування є кусково-неперервними вектор-функціями, у яких координати можуть мати розриви першого роду. Закон зміни фазових координат, який описує динаміку зміни газових потоків, описується системою, у яку входять диференціальні рівняння із частинними похідними, імітаційні (алгоритмічні) моделі компресорних станцій, балансові рівняння зв'язку тощо.

Нехай у фазовому просторі задана множина режимів R та множина допустимих керувань U . Керування $\bar{u}(t)$ $t \in [t_1, t_2]$ переводить об'єкт зі стану $\bar{x}(t_1)$ у стан $\bar{x}(t_2)$, якщо відповідна цьому допустимому керуванню фазова траєкторія $\bar{x}(t)$ (розв'язок задачі Коші з початковими умовами $\bar{x}(t_1) = \bar{x}_1$) визначена на цьому відрізку часу, себто задовольняє фазовим обмеженням і для $t = t_2$, $\bar{x}(t_2) = \bar{x}_2$.

Для знаходження кусково-неперервної функції $\bar{u}(t)$ загальних рекомендацій не має, а доведення розв'язності задачі керування викликає значні труднощі.

4.3.1 Регламент зміни стану основних технологічних об'єктів

Розглянемо такі основні типи ребр графу технологічної схеми ГТС: $(i_m, j_m) \in M$ – ділянка газопроводу, $(i_k, j_k) \in K$ – запірна арматура, $(i_l, j_l) \in L$ – компресорна станція та компресорні цехи, $(i_p, j_p) \in R_p$ – регулятор тиску, $(i_n, j_n) \in R_n$ – незворотній кран. Зміна стану технологічного об'єкта відбувається згідно певного алгоритму (регламенту).

Наведемо регламент роботи основних технологічних об'єктів.

1. Відкриття лінійного крану $(i_l, j_l) \in L$

Якщо перепад тиску $\Delta P = |P_{il} - P_{jl}| \geq \varepsilon_k$ на лінійному крані, який встановлюється за тисками на кранових площадках, чи на вході та виході ділянки газопроводу, тоді відкривають байпасний кран на час, поки ΔP буде меншим за прийняту величину.

2. Для роботи регулятора тиску $(i_p, j_p) \in R_p$ бажано, щоб у технологічній схемі $G = (V, E)$ – газотранспортної системи не існувало контура, у який би входили вершини i_p і j_p .

3. Перевід роботи компресорної станції $(i_l, j_l) \in L$ із робочого стану “на прохід” проводиться таким способом. Зупиняється робота ГПА, які захищають від зміни зовнішнього тиску незворотні клапани, і закривається кран на виході КС. Після вирівнювання тиску на вході та виході крану його відкривають на прохід. Для вводу КС, а також додаткової потужності – ГПА, необхідний час стабілізації тиску на виході КС – біля 40 хв.

4. Кожної доби на прогнозований інтервал часу формують баланс газу в газотранспортній системі. Постійно проводиться аналіз впливу багатьох факторів, включно й температури зовнішнього повітря, на обсяги споживання газу. На основі статистичної обробки отриманої інформації формується модель споживання газу, залежно від основних факторів впливу на його величину. Крім цього прогнозуються об’єми транзиту, видобування газу та імпорту газу. У процесі формування балансу газу в ГТС розраховуються об’єми газу й на технологічні потреби. Різниця між об’ємами поступлення та відбирання газу в системі повинна незначно відхилятися від встановлених об’ємів акумульованого газу в трубній частині ГТС.

У разі значного розбалансу:

- у літній період – надлишок газу іде на нагнітання в підземні сховища;
- в опалювальний сезон – недостачу газу добирають із підземних сховищ.

Важливо провести попереднє оцінювання часу перехідного режиму за критерієм – мінімальний час. Його проводять за результатами:

- оцінювання об’ємів акумульованого газу за поточного та прогнозованого режимів;
- оцінювання коефіцієнтів завантаження ГТС та компресорних станцій, задіяних у режимах роботи;
- розподіл заданих обсягів відбирання / нагнітання газу між сховищами газу (ліквідація розбалансу газу між режимами) за критеріями – піковості, мінімальними паливно-енергетичними ресурсами та мінімального часу;
- оцінювання технологічних витрат газу на режими роботи;
- оцінювання пікових характеристик ПСГ.

Для забезпечення перехідних режимів необхідне:

- часткове використання потужності КС, які у разі завершення перехідного режиму будуть переведені в режим роботи “на прохід”;
- введення у режим додаткової потужності, яка в новому режимі буде переведена в режим роботи “на прохід”, що не завжди може виявитися економічно доцільним;
- задіяння мінімальної кількості компресорних станцій за встановлений час;
- задіяння мінімальної зміни станів компресорних станцій (працює, не працює).

Основними задачами оптимального керування газотранспортними системами є:

- мінімум відхилення від заданого режиму роботи ГТС за різних збурюючих впливів;
- перевід системи з одного стану в інший, наперед заданий, із врахуванням усталеного руху газу в кожному зі станів за відповідних крайових умов;
- перевід системи в заданий стан чи підтримка фіксованого стану за одночасного виконання умови – мінімуму сумарних затрат.

Формулювання задачі Отже, задача оптимального керування полягає в тому, щоб знайти таке керування $\bar{u}(t)$, яке реалізує ціль, і для якого функціонал приймає екстремальне значення. У таких випадках керування $\bar{u}(t)$ називають оптимальним керуванням, відповідну фазову траєкторію – оптимальною траєкторією, а процес $(\bar{x}(t), \bar{u}(t))$ – оптимальним процесом.

Критерії якості в задачах оптимального керування потоками газу задаються класичними функціоналами таких видів [117]:

а) інтегральний (на мінімальні паливно – енергетичні ресурси – задача Лагранджа)

$$J(x, t) = \int_{t_0}^{t_n} E(x(t), u(t), t) dt ,$$

б) термінальний (мінімальний перехідний час – задача Майєра)

$$d(x(t_0), x(t_n)) \rightarrow \min ,$$

в) змішаний (або функціонал Больца)

$$J(x, t) = \int_{t_0}^{t_n} E(x(t), u(t), t) dt + d(x(t_0), x(t_n)) .$$

Наведені задачі розв’язуються тільки чисельними методами й тому часовий параметр може приймати лише дискретну множину значень. Для простоти вважатимемо, що $t = t_i$ ($i = 0, \dots, n$). У вказані моменти часу починається та завершується те, чи інше керування. Керування може бути здійсненим одномоментно (у вигляді скачка), бути рекурентним (залежним від попередніх керувань), чи розраховуватися за певним правилом. Інтервал часу $\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$ може змінюватися як у сторону збільшення, так і зменшення. Це викликано забезпеченням: стійкості збіжності розрахункових методів, мінімізації часу моделювання, а також більш точним моделюванням швидких перехідних процесів, більш точним врахуванням часу початку та завершення керування та їхньої дії на коротких інтервалах часу (наприклад, відкриття крану проходить орієнтовно дві хвилини).

4.3.2 Формулювання задач

Розглянемо розрахункову схему газотранспортної системи, яка однозначно задається графом її технологічної схеми $G(V, E)$, характеристиками технологічних об'єктів, обмеженнями $s_{ij} \in S$ на газові потоки в об'єктах $(i, j) \in E$ типу ребро; параметрами стану газу $\{P_i, T_i\}$ ($i \in V_3$), $\{Q_j^+, P_j, T_j, \rho_j\}$ ($j \in V_1$) і $\{Q_k^-, P_k\}$ ($k \in V_2$) у вершинах технологічної схеми газотранспортної системи.

Прогнозний режим на часовому інтервалі $[0, t]$ задається: значеннями тисків в певних вершинах P_i ($i \in \{1, 2, \dots, n\}$) та інтервалами їхньої зміни; плановими змінами станів (закрито-відкрито) кранів, зміною параметрів газових потоків газу на входах і виходах ГТС; технологічними обмеженнями на параметри газових потоків і параметри керування; складом контрольованих параметрів; переліком дозволених керувань $u_{ij} \in U$; часовими параметрами керування (середній час виходу ГПА в стаціонарний режим; час необхідний на відкриття чи закриття керованих і некерованих кранів); обмеженнями на швидкість зміни параметрів газових потоків; ціллю керування.

Компонентами $u_{ij}(t_p, t_k, A_{ij})$ вектора керування \vec{u} є: зміна стану запірної та регулюючої арматури та (або) продуктивності КС. Тут t_p – початок керування, t_k – завершення керування, A_{ij} – параметри керування.

Формулювання задачі 1. На інтервалі часу $[0, t]$ знайти такий вектор керування

$$\vec{u}(\{u_{ij}(t_n, t_k, A_{ij})\}, t) \in U,$$

для якого виконується $R_s(\vec{u}, s, t) \in R_s$, і який мінімізує критерій оптимальності

$W = \int_0^T E(t) dt$, де $E(t) = f(\vec{u}, s, t)$ – затрати енергії на режим у кожен момент часу t .

Основною задачею керування є: мінімізація величини W за умов забезпечення технологічних обмежень, виконання контрактних умов та забезпечення заданого ступені надійності роботи об'єктів і системи загалом.

Сформулюємо задачу керування для магістрального газопроводу з n компресорними станціями. Вхід / вихід такої системи характеризується параметрами (P_0, T_0, q_0, t) і $(P_{2n-1}, T_{2n-1}, q_{2n-1}, t)$ відповідно. Параметри на вході КС і вектор керування однозначно визначають параметри на виході КС і паливно-енергетичні затрати q_p . Так для i -ї КС маємо

$$P_{2i-1} = P_{2i-1}(P_{2i-2}, T_{2i-2}, q, u_i), \quad T_{2i-1} = T_{2i-1}(T_{2i-2}, P_{2i-2}, P_{2i-1}, u_i) \quad i$$

$$q_{pi} = \varphi_i(P_{2i-2}, T_{2i-2}, q_i, u_i).$$

Адитивна функція цілі для магістрального газопроводу буде мати вигляд

$$\Phi = \sum_{i=0}^n \varphi_i(P_{2i-2}, T_{2i-2}, q_i, u_i), \text{ де } q_i = q_{i-1} - q_{pi}.$$

Формулювання задачі 2. Для відомих умов на входах / виходах магістрального газопроводу (P_0, T_0, q_0, t) і (P_{2n-1}, q_{2n-1}, t) знайти такі керування $\vec{u}_1, \vec{u}_2, \dots, \vec{u}_n$, щоб функція цілі Φ досягала свого мінімального значення, за умови, що всі тиски газу на входах і виходах КС знаходяться в заданих межах.

Формулювання задачі 3. Для відомого розподілу тисків $P_0, P_2, \dots, P_{2n-2}, P_{2n-1}$ знайти таке керування $\vec{u}_1, \vec{u}_2, \dots, \vec{u}_n$, щоб функція цілі Φ досягала мінімального значення.

Формулювання задачі 4. Для заданого сумарного об'єму акумульованого в трубах газу знайти такий розподіл тиску $P_0, P_2, \dots, P_{2n-2}, P_{2n-1}$ і керування $\vec{u}_1, \vec{u}_2, \dots, \vec{u}_n$, щоб функція цілі Φ досягала мінімального значення.

4.3.3 Основні модулі системи формування керування

Система керування газопотоками включає ідентифікацію фактичних параметрів стану технологічного обладнання; прогнозування й розрахунок параметрів для системи прийняття рішення щодо змін параметрів керування; оптимальне планування режимів транспортування, зберігання й розподілення

газу; формування параметрів керування й регламенту реалізації; формування розрахункових схем ГТС; аналіз і інтерпретацію розрахованих величин (рис. 4.1).



Рисунок 4.1 – Основні підсистеми формування оптимального керування

Основні кроки алгоритму побудови параметрів керування наведені на (рис. 4.2):

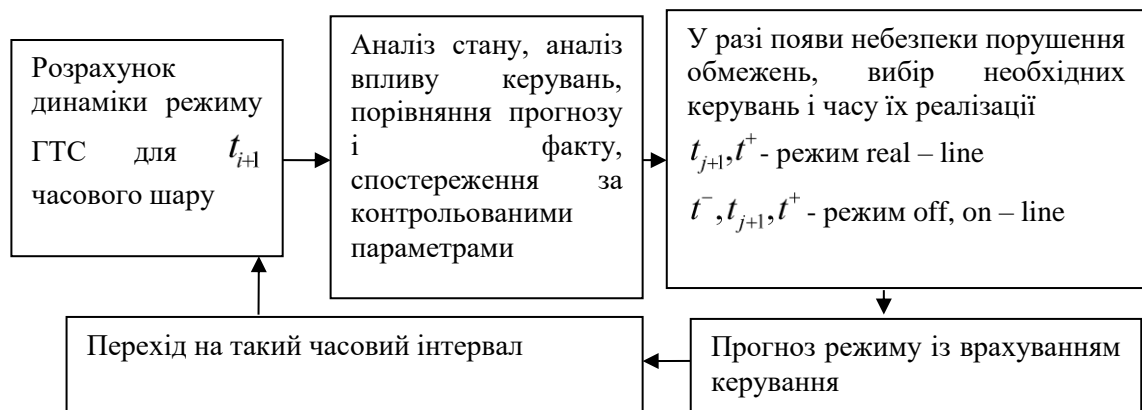


Рисунок 4.2 – Укрупнений алгоритми формування параметрів керування

Однією із підсистем керування є формування технологічних коридорів зміни контрольованих параметрів та умов зміни керування. На основі прогнозу поступлення і відбирання газу та розрахованих оптимальних режимів роботи ГТС формуються технологічні межі зміни режимних параметрів роботи ГТС. Динамічні технологічні межі формуються із врахуванням: темпу зміни інтегральних характеристик як у цілій ГТС, так і її підсистемах. У таких випадках вимагається забезпечення заданої ступені надійності експлуатації обладнання та заданого критерію оптимальності.

Наявні системи автоматики на КС переважно зорієнтовані на підтримку тиску на виходах КС. Інтервал тиску може змінюватися, залежно від ситуації. Для зменшення часу перехідного режиму необхідно звужувати межі. Це призводить до збільшення частоти зміни керування та прискорення зношення компресорного обладнання. Час перехідного режиму може бути різним. У разі нештатних ситуацій такий перехід можна максимально зменшити доступними керуваннями. Частина керувань є недоступною для диспетчерських служб. Вони входять у системи агрегатної автоматики.

4.4. Система оптимального планування

Розрахунок коридорів зміни контрольованих параметрів забезпечується системою планування режимів роботи ГТС. Оптимальний режим забезпечений: зміною розподілу об'ємів акумульованого газу, без зміни об'ємів акумульованого газу, одночасно зміною об'ємів акумульованого газу та потужності КС.

Новопокв Союз	Борова	Першотравнева	Машівка	Кременчук	Олександрівка	Тальне	Гайсин	Q _{fuel}	Volume	Q _{fuel} /Q
Q: 57,91, F: 0,27, Pm: 1,25, E: 1,24, P1: 57,75, P2: 71,46 - 1: F: 0,27, P: 26,25, Pm: 1,25, N: 3[5669]	Q: 57,92, P1: 63,07, P2: 63,07	Q: 57,67, F: 0,26, Pm: 1,19, E: 1,31, P1: 55,11, P2: 71,95 - 1: F: 0,26, P: 24,02, Pm: 1,19, N: 3[5965]	Q: 51,69, P1: 65,15, P2: 65,15	Q: 61,05, F: 0,25, Pm: 1,32, E: 1,19, P1: 58,04, P2: 68,83 - 1: F: 0,25, P: 17,15, Pm: 1,32, N: 3[5084]	Q: 60,81, F: 0,24, Pm: 1,16, E: 1,16, P1: 58,70, P2: 67,91 - 1: F: 0,24, P: 18,39, Pm: 1,16, N: 3[5189]	Q: 60,50, F: 0,24, Pm: 1,66, E: 1,15, P1: 57,79, P2: 66,63 - 1: F: 0,24, P: 17,47, Pm: 1,66, N: 3[5174]	Q: 60,06, F: 0,23, Pm: 1,75, E: 1,13, P1: 57,54, P2: 65,28 - 1: F: 0,23, P: 16,62, Pm: 1,75, N: 3[5127]	1,489	101,399	2,571

Рисунок 4.3 – Реальний режим роботи газопроводу Союз на
08.05.2018р. 10:00

На рис. 4.3 позначено: Q – комерційні об’єми транспортування газу в млн $\text{м}^3/\text{добу}$; F – об’єми витрати паливного газу в млн $\text{м}^3/\text{добу}$; P_m – коефіцієнт віддаленості від зони помпажу робочої точки відцентрового нагнітачу; P_1 – тиск на вході КС в ата (абсолютний тиск у $\text{кгс}/\text{см}^2$); P_2 – тиск на виході КС в ата (абсолютний тиск у $\text{кгс}/\text{см}^2$); N – кількість ГПА в роботі та оберти їхніх відцентрових нагнітачів у об/хв.; Q_{fuel} – сумарні об’єми витрати паливного газу в млн $\text{м}^3/\text{добу}$; Volume – сумарний об’єм акумульованого газу на ділянках газопроводу в млн м^3 ; Q_{fuel}/Q – коефіцієнт ефективності використання паливного газу помножений на 10^2 .

Приклад розрахунку режиму роботи однієї з багатоцехових компресорних станцій наведено на рис. 4.4. На рисунку наведено вхідні дані, результати розрахунку оптимального режиму роботи, робочі точки на зведених характеристиках відцентрових нагнітачів, необхідні обсяги паливного газу на режим, ступінь віддаленості від зони помпажу та оберти відцентрових нагнітачів.

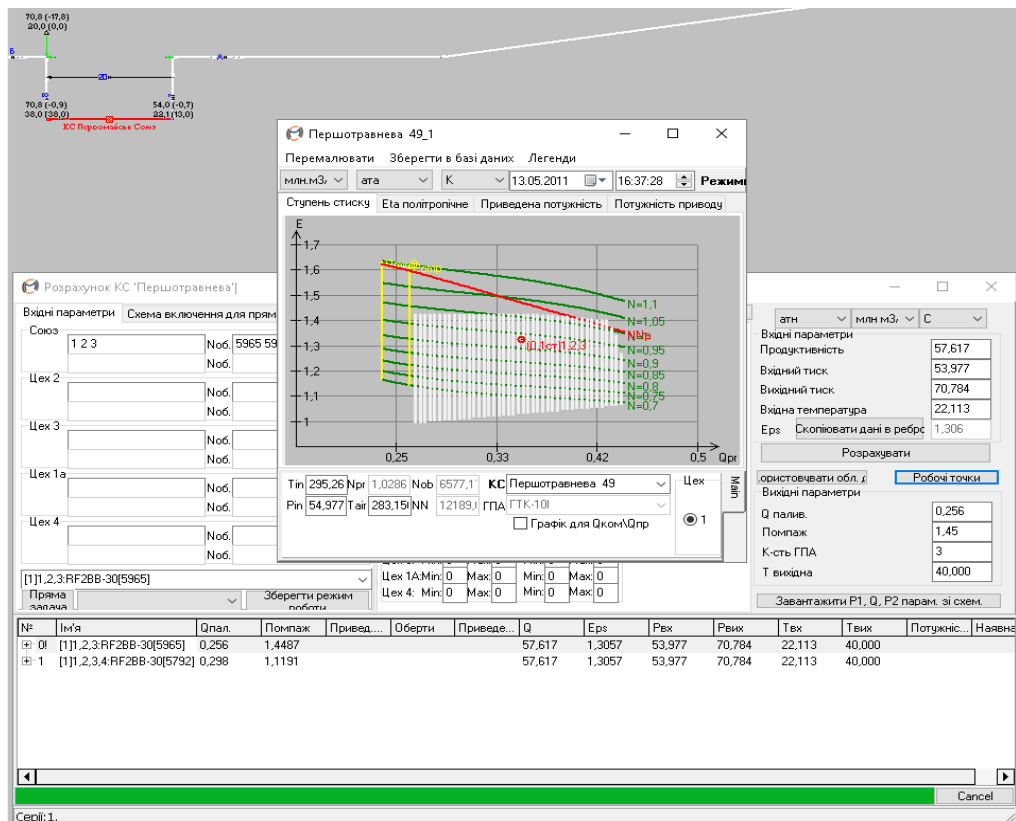


Рисунок 4.4 – Приклад розрахунку режиму роботи КС Першотравнева

У режимі роботи газопроводу Союз станом на 08.05.2018 р. задіяні 6 компресорних станцій із незначним ступенем стиску газу. Треба очікувати, що такий режим має значний потенціал оптимізації й без необхідності збільшення об'ємів акумульованого газу в його трубопроводах (рис. 4.5).

КС Новопокров Союз	КС Борова Союз	КС Первомайськ Союз	КС Машівка	КС Кременчук
Q: 58,06, F: 0,30, Pm: 1,39, E: 1,24, P1: 57,78, P2: 71,41 1: F: 0,30, P: 1,39, Pm: 30,20, N: 3[5667]	Q: 57,90, P1: 63,00, P2: 63,00	Q: 57,62, F: 0,26, Pm: 1,41, E: 1,34, P1: 55,28, P2: 74,00 1: F: 0,26, P: 1,41, Pm: 25,26, N: 3[6049]	Q: 51,52, P1: 67,46, P2: 67,46	Q: 60,72, F: 0,26, Pm: 1,78, E: 1,22, P1: 60,86, P2: 74,00 1: F: 0,26, P: 1,78, Pm: 18,12, N: 3[4991]
Q: 58,06, F: 0,30, Pm: 1,39, E: 1,24, P1: 57,78, P2: 71,41 1: F: 0,30, P: 1,39, Pm: 30,20, N: 3[5667]	Q: 57,90, P1: 63,00, P2: 63,00	Q: 57,62, P1: 55,28, P2: 55,28	Q: 51,52, F: 0,32, Pm: 1,26, E: 1,53, P1: 45,78, P2: 69,87 1: F: 0,32, P: 1,26, Pm: 30,20, N: 3[6955]	Q: 60,72, F: 0,22, Pm: 2,04, E: 1,16, P1: 63,55, P2: 74,00 1: F: 0,22, P: 2,04, Pm: 17,48, N: 2[6229]
Q: 58,06, F: 0,30, Pm: 1,39, E: 1,24, P1: 57,78, P2: 71,41 1: F: 0,30, P: 1,39, Pm: 30,20, N: 3[5667]	Q: 57,90, P1: 63,00, P2: 63,00	Q: 57,62, F: 0,26, Pm: 1,41, E: 1,34, P1: 55,28, P2: 74,00 1: F: 0,26, P: 1,41, Pm: 25,26, N: 3[6049]	Q: 51,52, P1: 67,46, P2: 67,46	Q: 60,72, P1: 60,86, P2: 60,86
Q: 58,06, F: 0,30, Pm: 1,39, E: 1,24, P1: 57,78, P2: 71,41 1: F: 0,30, P: 1,39, Pm: 30,20, N: 3[5667]	Q: 57,90, P1: 63,00, P2: 63,00	Q: 57,62, P1: 55,28, P2: 55,28	Q: 51,52, F: 0,32, Pm: 1,26, E: 1,53, P1: 45,78, P2: 69,87 1: F: 0,32, P: 1,26, Pm: 30,20, N: 3[6955]	Q: 60,72, P1: 63,55, P2: 63,55
Q: 58,06, P1: 57,78, P2: 57,78	Q: 57,90, F: 0,42, Pm: 1,13, E: 1,43, P1: 46,66, P2: 66,67 1: F: 0,42, P: 1,13, Pm: 40,27, N: 4[6610]	Q: 57,62, P1: 59,49, P2: 59,49	Q: 51,52, F: 0,30, Pm: 1,14, E: 1,45, P1: 50,86, P2: 74,00 1: F: 0,30, P: 1,14, Pm: 26,97, N: 3[6539]	Q: 60,72, P1: 68,12, P2: 68,12

КС Олександрівка	КС Тальне	КС Гайсини	Q _{Fuel}	Q _{Supply}	Q _{Fuel} /Q
Q: 60,52, P1: 64,94, P2: 64,94	Q: 60,15, F: 0,34, Pm: 1,69, E: 1,33, P1: 54,38, P2: 72,19 1: F: 0,34, P: 1,69, Pm: 28,87, N: 3[6129]	Q: 59,91, P1: 64,10, P2: 64,10	1,166	105,062	2,008
Q: 60,52, P1: 64,94, P2: 64,94	Q: 60,15, F: 0,34, Pm: 1,69, E: 1,33, P1: 54,37, P2: 72,19 1: F: 0,34, P: 1,69, Pm: 28,89, N: 3[6131]	Q: 59,91, P1: 64,10, P2: 64,10	1,190	101,465	2,050
Q: 60,52, F: 0,44, Pm: 1,31, E: 1,51, P1: 49,07, P2: 74,00 1: F: 0,44, P: 1,31, Pm: 39,87, N: 4[6714]	Q: 60,15, F: 0,20, Pm: 1,90, E: 1,11, P1: 65,11, P2: 72,19 1: F: 0,20, P: 1,90, Pm: 12,85, N: 3[4476]	Q: 59,91, P1: 64,10, P2: 64,10	1,207	104,522	2,079
Q: 60,52, F: 0,39, Pm: 1,33, E: 1,41, P1: 52,46, P2: 74,00 1: F: 0,39, P: 1,33, Pm: 33,43, N: 4[6145]	Q: 60,15, F: 0,20, Pm: 1,90, E: 1,11, P1: 65,11, P2: 72,19 1: F: 0,20, P: 1,90, Pm: 12,85, N: 3[4476]	Q: 59,91, P1: 64,10, P2: 64,10	1,215	101,487	2,092
Q: 60,52, F: 0,30, Pm: 1,71, E: 1,28, P1: 58,01, P2: 74,00 1: F: 0,30, P: 1,71, Pm: 25,75, N: 3[5743]	Q: 60,15, F: 0,20, Pm: 1,90, E: 1,11, P1: 65,11, P2: 72,19 1: F: 0,20, P: 1,90, Pm: 12,85, N: 3[4476]	Q: 59,91, P1: 64,10, P2: 64,10	1,218	102,218	2,098

Рисунок 4.5 – Розраховані режими роботи газопроводу Союз на 08.05.2018р. 10:00

Розраховані різні варіанти оптимальних режимів, які різняться між собою різними: режимами роботи компресорних станцій; розподілами наявних та додаткових об'ємів акумульованого газу, обсягами паливного газу на режим роботи КС.

Аналіз результатів моделювання режимів роботи частини газопроводу Союз за даними, наведеними на рис. 4.5. показав, що:

- моделюючий комплекс запропонував певний набір режимів, які є більш оптимальні, ніж діючий за витратою паливного газу (перші три режими);

- перший режим, наведений на рис. 4.5, забезпечує економію 28,4% обсягів паливного газу, що становить – $1,489 - 1,166 = 0,323$ млн м³ за добу;

- другий режим, наведений на рис. 4.5, забезпечує економію 25,2% обсягів паливного газу без збільшення об'ємів акумульованого газу в системі;

- за ціни 10 614,54 грн. за 1000 м³ паливного газу в жовтні 2018 року економія становить майже 3,43 млн грн. на добу;

- серед наведених режимів, за потреби, можна вибирати режими ще й за критерієм його стійкості відносно коливання обсягів транспортування газу – за коефіцієнтом віддаленості від зони помпажу робочих точок відцентрових нагнітачів;

- диспетчерські служби повинні, для повної реалізації потенціалу оптимізації або завчасно акумулювати необхідні об'єми газу, або ефективніше використати потенціал наявної потужності КС для забезпечення оптимальної роботи магістрального газопроводу.

Проведений чисельний експеримент забезпечив встановити інтервал зміни контрольованих параметрів оптимального режиму (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Інтервал зміни контрольованих параметрів оптимального режиму

Компресорна станція	Тиск газу на вході-виході ГПА, ата	Зміна контрольованих параметрів, ата
КС Новопсков	57,78–71.41	71.00–72.5
КС Первомайск	55,28–74,00	73.00–75.0
КС Кременчук	60,86–74,00	73.00–75.0
КС Тальне	54,38–72,19	71.50–73.00

Можливими умовами зміни керування p_k є досягнення межі існування технологічності режиму за одним, чи кількома параметрами, або за швидкістю зміни контрольованого параметру.

Частина умов зміни керування формується різними експлуатаційними службами за нормативними експлуатаційними документами технологічних об'єктів, або за проектами проведення ремонтних та профілактичних робіт.

Деякі з умов керування:

- а) керування не потрібно, якщо контрольований параметр p_k знаходиться в області допустимих значень;
- б) керування не потрібно, якщо контрольований параметр p_k знаходиться в області керування.

Керування не потрібно, якщо

$$\frac{\partial p_k}{\partial t} \geq 0, p_k \geq p_{\min}; \quad \frac{\partial p_k}{\partial t} \leq 0, p_k \leq p_{\max};$$

Керування потрібно, якщо

$$\frac{\partial p_k}{\partial t} \geq 0, p_k \leq p_{\max}; \quad \frac{\partial p_k}{\partial t} \leq 0, p_k \geq p_{\min}; \quad \left| \frac{\partial p_k}{\partial t} \right| \geq \varepsilon_p.$$

4.4.1 Алгоритм керування перехідним режимом роботи магістрального газопроводу

Розглянемо магістральний газопровід, який складається з ділянок газопроводів, зосереджених відборів, надходжень газу, компресорних станцій з однотипними ГПА з газотурбінними приводами. Вхідні дані для розрахунку режиму МГ задають декількома способами. Переважно заданими вважаються тиски на виходах системи, витрата газу на вході і витрата газу на всіх відборах із ділянок та підтоках до ділянок газопроводу. Режимів роботи МГ у стаціонарному режимі, які задовольняють заданим вхідним даним, може бути багато. Ці режими можуть відрізнитися: набором КС, які працюють; кількістю в роботі ГПА на кожній КС; робочими параметрами ГПА; об'ємами акумульованого газу як у системі, так і його розподілом між ділянками

газопроводу; об'ємами паливного газу, а за умов охолодження газу, ще й режимами роботи АПО (кількість задіяних АПО та вентиляторів).

Стаціонарний режим роботи магістрального газопроводу однозначно задається тиском і витратою газу на вході та тисками газу на виходах компресорної станції МГ. Замість тисків на виходах КС, за необхідності, задають один із цих наборів даних – тиски на входах КС, оберти відцентрових нагнітачів, потужності КС у роботі. Очевидно, що й оптимальний режим, у межах точності розрахунку режимів роботи МГ, отримується не один. Легко бачити, що оптимальний режим вимагає певного об'єму акумульованого газу, або, інакше кажучи, для кожного заданого об'єму акумульованого газу й типових вхідних даних існує свій оптимальний режим роботи. Оптимальні режими роботи МГ для різних об'ємів акумульованого газу в системі будуть відрізнятися об'ємами паливного газу.

Проведені числові експерименти показали, що за параметри керування зручно вибирати потужність компресорної станції. Задача вибору режиму роботи компресорної станції магістрального газопроводу полягає в мінімізації сумарної внутрішньої потужності, і, відповідно, витрати газу на власні потреби. Задача ставиться в такий спосіб: для заданих вхідних даних $Q, P_0, P_{N+1}, q_i^+, q_j^-$ (витрат газу, тиски на кінцях ділянки та попутні надходження та відбори газу), знайти такі $(P_{ai}, P_{bi}, u_i) \ i = 1, \dots, N$ (вхідні та вихідні тиски та керування для i -ї КС), щоб виконувалася умова

$$F(P_{a1}, P_{b1}, \dots, P_{aN}, P_{bN}) = Ni(P_{a1}, P_{b1}, u_1) + \dots + Ni(P_{aN}, P_{bN}, u_N) \rightarrow \min. \quad (4.1)$$

За мінімізації виразу (4.1) можливо, що для деяких i виконуватимуться умови $P_{ai} = P_{bi}$. Як бачимо, іде перебір КС, тисків на входах та виходах КС і керування в області технологічних режимів.

Чисельний експеримент 2. (Задача керування нестационарним режимом).

У загальному випадку для ГТС задача ставиться в такий спосіб.

На інтервалі часу $[0, T]$ знайти такий вектор керування $\vec{u}(\{u_{ij}(t_n, t_k; A_{ij})\}, t) \in U$, для якого виконується $R_s(\vec{u}, s, t) \in R_s$ і який мінімізує критерій оптимальності

$$Q_p(0, T) = \int_0^T \sum_i q_{pi}(u_i, s_i, t) dt,$$

де $q_{pi}(u_i, s_i, t)$ – витрата енергії на режим i -ої КС у момент часу t .

Основною задачею керування є мінімізація величини Q_p за умов дотримання технологічних обмежень, забезпечення контрактних умов та заданого рівня надійності роботи об'єктів і системи загалом. Керування ґрунтується на однозначному двосторонньому зв'язку параметрів:

$$q_p \leftrightarrow N_e \leftrightarrow (\text{схема} - \text{КС}, P_{2i-1}, n_j) \leftrightarrow N_j \leftrightarrow (P_{2i-2}, P_{2i-1}).$$

Установлені за вхідним та вихідним тисками технологічні межі роботи КС можна корегувати, виходячи з інформації про зміну об'ємів акумульованого газу в системі. Надто вузькі задані чи розраховані інтервали зміни тисків будуть вимагати частішу зміну режиму роботи КС, що приводитиме до збільшення зношеності обладнання КС, але може забезпечити більш оптимальну роботу МГ. У таких випадках шукають компроміс між оптимальністю та довговічністю експлуатації ГПА. Для визначення варіантів (перехід у новий стаціонарний режим, чи підтримання режиму в технологічних межах) необхідно інтервал часу прогнозування розбивати на інтервали часу з умовно постійними крайовими умовами та будувати оптимальні перехідні режими на кожному з інтервалів часу.

Для автоматизації процесу переходу з режиму в прогнозований режим, розраховують межі зміни контрольованих режимів на компресорній станції за тисками, продуктивністю та коефіцієнтами стиску газу. Забезпечення переведення режимних параметрів роботи компресорної станції в область розрахованих меж та подальше їхнє підтримання в цих межах автоматично

вводить усі наявні КС у режим компримування газу, чи в режим роботи на прохід. Темпи змінення режиму роботи КС встановлюються в процесі моделювання перехідних режимів. Для таких складних систем дотримуються правила – на кожному інтервалі часу потрібно мінімізувати реалізацію кількості керувань. Оскільки перехідні режими в ГТС України проходять досить повільно (на ділянці газопроводу біля трьох годин, а на всій ГТС декілька діб), то бажано керування проводити насамперед в місцях суттєвих змін режимних параметрів. Найсуттєвіше на режим роботи ГТС впливають параметри зовнішніх вхідних та вихідних потоків, і тому реагувати на такі зміни мають найближчі КС до місць збурення потоків газу.

Такий підхід дає можливість автоматизувати процеси виводу з режиму, чи введення КС у режим, та підтримувати їхні потужності в межах робочих областей для забезпечення підтримання контрольованих параметрів у встановлених межах. Величина меж впливає на частоту зміни режимів роботи КС, яка (частота включення / виключення ГПА чи зміна режиму роботи) пов'язана з інтенсивністю зношення його елементів.

Моделювання впливу керування на режимні параметри роботи магістрального газопроводу продемонстровано на наведеному прикладі. Задано крайові умови на вході та виході магістрального газопроводу та керування. Потрібно знайти режим роботи всіх компресорних станцій, задіяних у режимі за заданих умов на тиск газу на їхніх виходах.

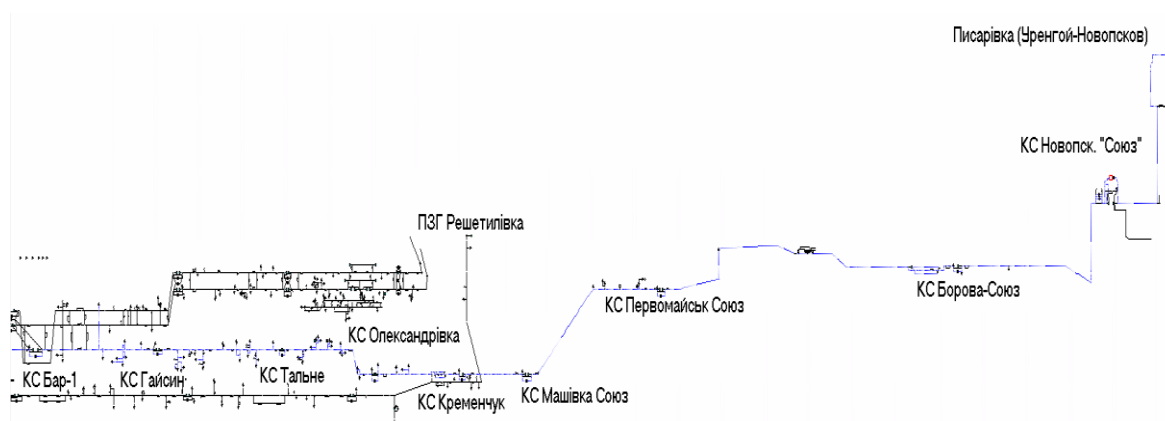
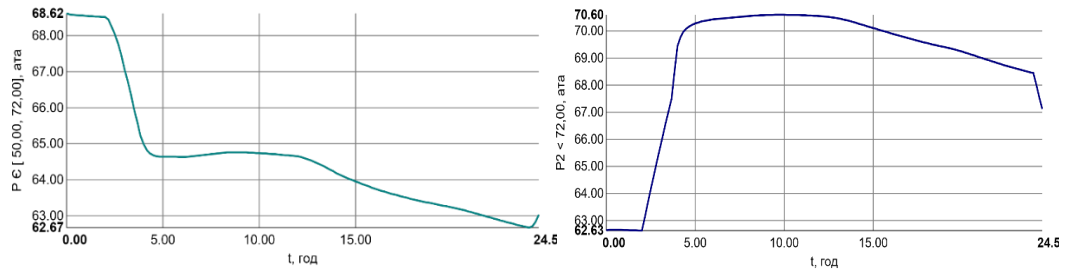


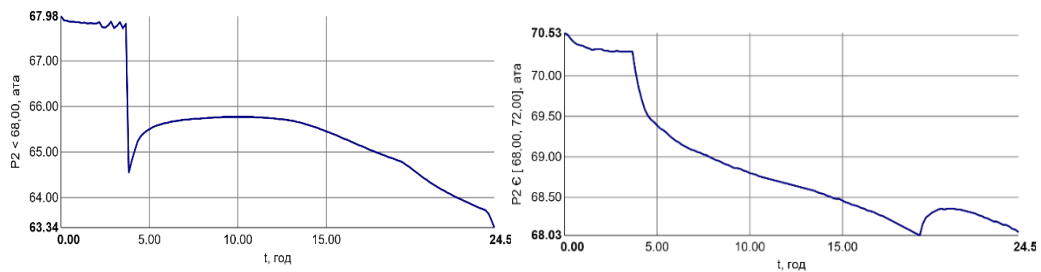
Рисунок 4.6 – Технологічна схема газопроводу

Результати моделювання. Зміни режимних параметрів на КС наведено на рис. 4.7.

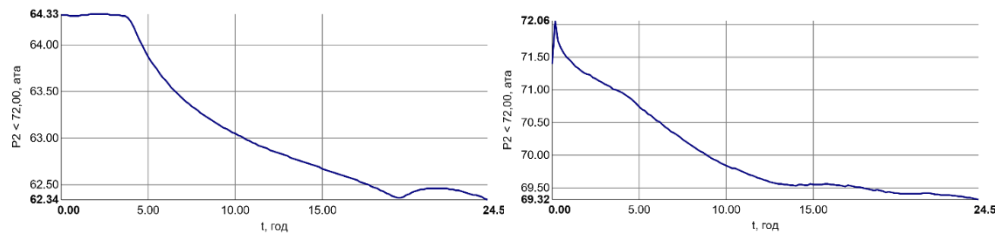
КС Новопсков КС Борова



КС Первомайськ КС Машівка



КС Кременчук КС Олександрівка



КС Тальне КС Гайсин

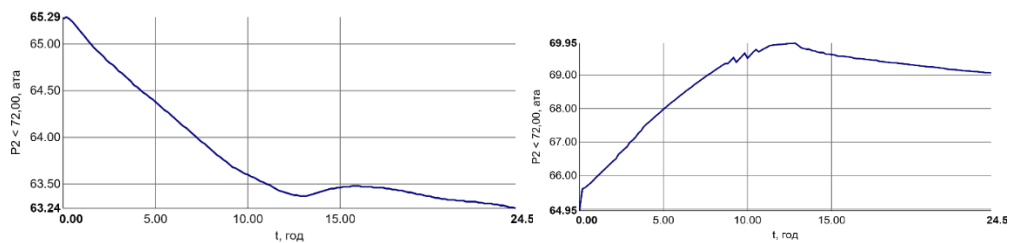


Рисунок 4.7 Результати моделювання газодинамічних процесів. Наведені режими роботи КС (тиск на виході КС) протягом часу моделювання МГ

4.4.2 Керування режимами роботи основних магістральних газопроводів

Розглядається частина технологічної схеми ГТС України (рис. 4.9). За прогнозованими даними розраховується оптимальний режим роботи.

Нехай на інтервалі часу $[t_0, t]$ є відомими: крайові умови, планові ремонтні та інші роботи, які впливають на топологію системи чи обмежують режимні параметри; контрольовані параметри. Розбиваємо інтервал часу $[t_0, t]$ на ту кількість підінтервалів, на кожному із яких крайові умови незначно змінюються, та топологія мережі є незмінною. Для спрощення складності алгоритмів комбінаторної оптимізації розбивається також технологічна схема на зв'язні компоненти в такий спосіб, щоб у вершинах, які забезпечують зв'язність усіх компонентів граф-схеми, були задані контрольовані параметри на витрату чи тиск. Це дає змогу, за умови відомого тиску, у певних межах ітерувати перебір за витратою, а в іншому разі – за тиском. Розроблені одно та декілька прохідні алгоритми – від входів системи до виходів за рухом газу та навпаки. Це забезпечує достатній рівень оптимізації ГТС.

Знайдені режими роботи ГТС забезпечують формування коридорів зміни контрольованих параметрів. Задача полягає в забезпеченні нестационарних переходів.

Кожен оптимальний режим характеризується об'ємом акумульованого газу, його розподілом у системі та необхідними паливно-енергетичними ресурсами. У процесі аналізу можливостей забезпечення розрахованого об'єму акумульованого газу в системі, може виникнути потреба сформувавши інший (з іншим об'ємом акумульованого газу) оптимальний режим.

За незмінної топології розроблені алгоритми на графах представляють технологічну схему ГТС у вигляді, зображеному на рис. 4.8.

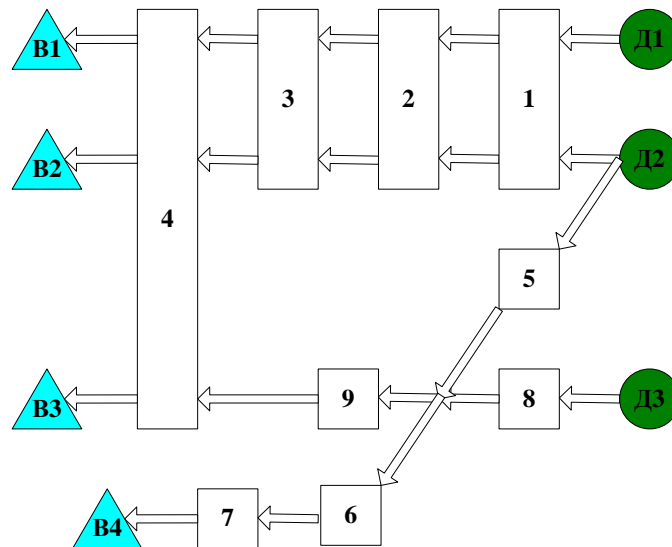


Рисунок 4.8 – Фрагмент представлення технологічної схеми

На рисунку виділені входи (круги), компресорні станції (квадрати), та виході із системи (трикутники). Розроблені алгоритми комбінаторної оптимізації режимів роботи ГТС.

Для наведеної схеми (рис. 4.8) отримаємо наступні ланцюжки:

1. (Д1, Д2) → (1) → (2) → (3) → (4) → (В1, В2, В3)
2. (Д2) → (5) → (6) → (7) → (В4)
3. (Д2) → (5) → (9) → (4) → (В1, В2, В3)
4. (Д3) → (8) → (9) → (4) → (В1, В2, В3)
5. (Д3) → (8) → (6) → (7) → (В4)

Комбінаторний алгоритм забезпечує оптимальну роботу всієї системи та оптимальну роботу кожного ланцюжка за параметрами газу на їхніх входах та виходах, які встановлюються в процесі цілеспрямованих переборів.

Режими керування умовно можна розділити на ручний, ручний – автоматичний та автоматичний. У ручному варіанті дозволено:

- зупинку моделювання та його продовження (з можливістю повернення в часі назад)
- зміну параметрів режимів роботи КС;

– зміну параметрів газу на його входах та виходах за рівнем дисбалансу (різниця між поступленням та відбиранням газу).

У ручному – автоматичному режимі керування проводиться аналіз зміни контрольованих параметрів та формуються рекомендації диспетчеру на зміну режимів роботи КС та топології ГТС.

В автоматичному режимі немає змоги зупиняти процес моделювання (реалізацію встановленого регламенту).

В усіх випадках обов'язково контролюються:

- технологічні умови (верхні) за тисками на виходах КС;
- контрактні умови на параметри газу (межі зміни);
- знаходження режимних параметрів ГПА в робочій області.

Моделювання газодинамічних процесів проведено на частині технологічної схеми (рис. 4.9) з використанням реальних заміряних даних. Керування здійснювалось автоматично за розробленим алгоритмом. Результати моделювання наведено на рис. 4.10–4.11

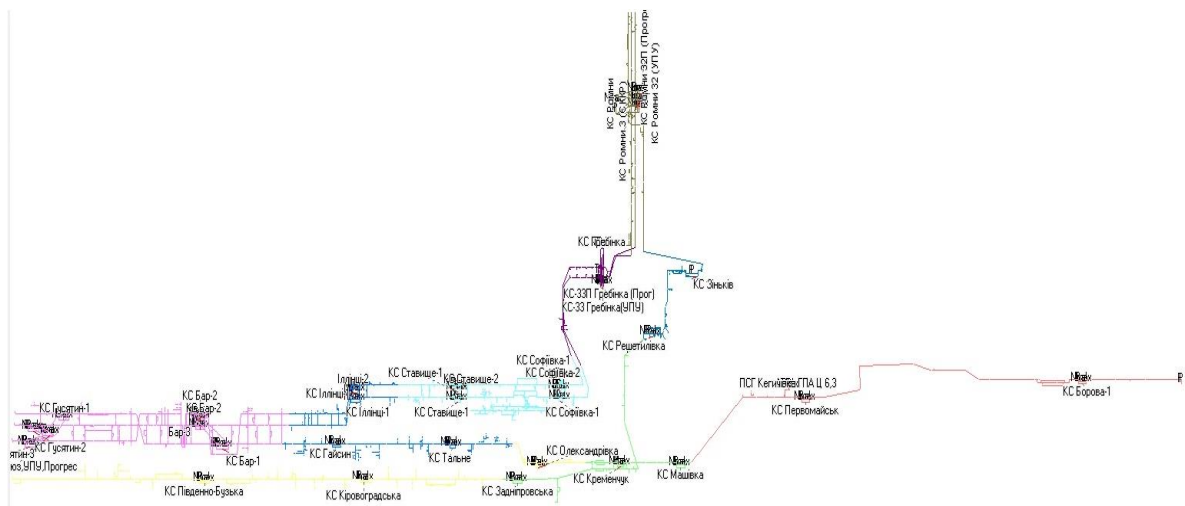


Рисунок 4.9 – Частина ГТС України

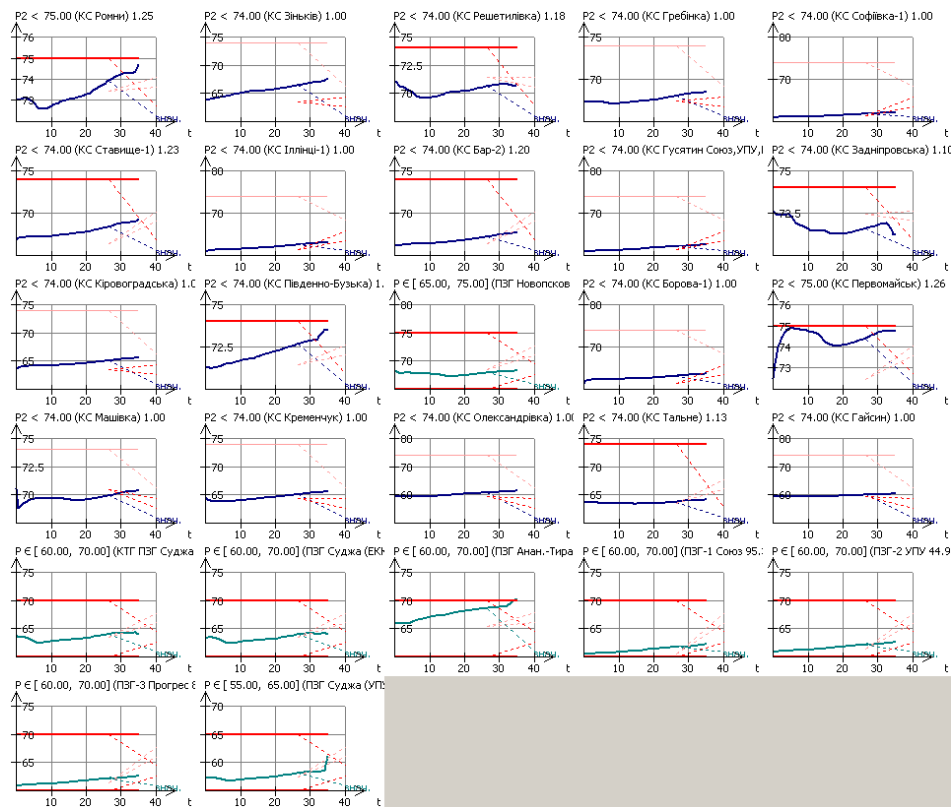
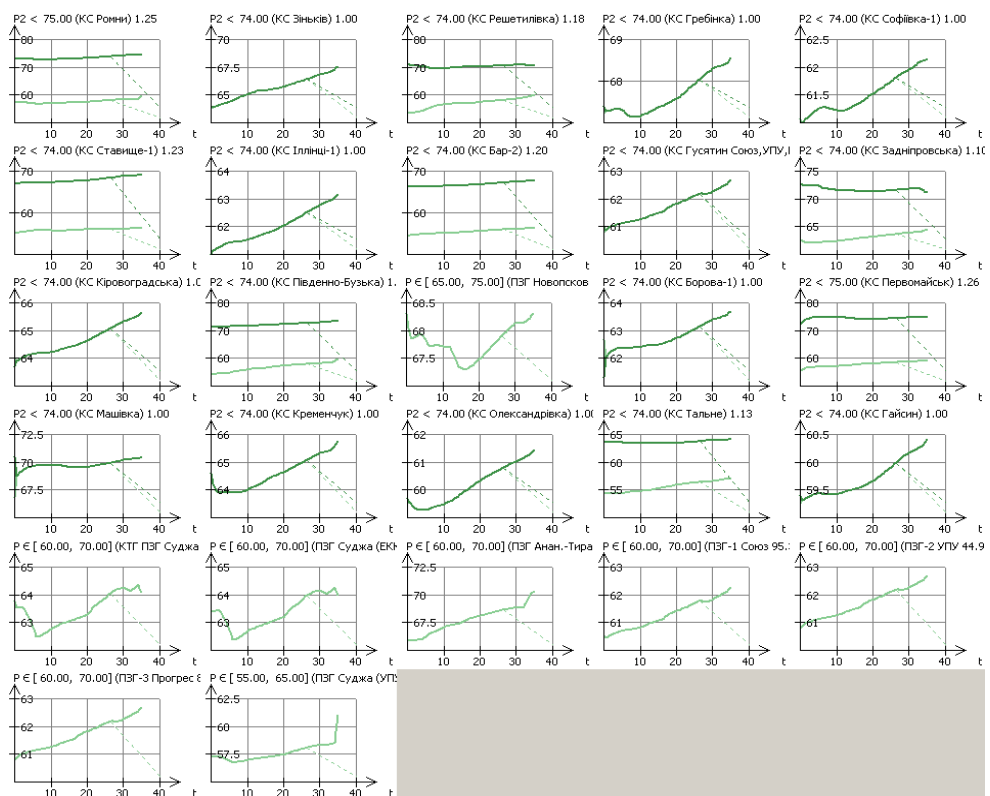


Рисунок 4.10 – Динаміка зміни значень контрольованих параметрів

Рисунок 4.11 – Динаміка зміни тисків на контрольованих об'єктах
(для КС – входу та виходу)

Крім наведеного результату на рис. 4.12 ,система розраховує також:

- динаміку зміни тисків на контрольованих об'єктах (для КС – входу та виходу);
- динаміку зміни ступеня стиску газу на контрольованих об'єктах (лише для КС);
- динаміку зміни витрати газу на контрольованих об'єктах;
- динаміку зміни акумульованого об'єму газу у підсистемах, на яких контролюються параметри газу.

Потреба розв'язування задач автоматизації процесу керування нелінійними динамічними складними системами мережевого типу породила певні теоретичні підходи, концепції та методи, які виходять за рамки класичної теорії керування. Більшість підходів є, переважно, інтуїтивно – емпіричними й не пройшли апробації на реальних системах в Україні. Вивчення запропонованих підходів без їхньої реалізації й апробації на реальних системах є малоперспективними. Широкого розповсюдження набули різні нежорсткі методи – нечіткі, генетичні та інші. На даний час проходить розвиток так званих методів ситуаційного керування. У роботі запропоновано алгоритм, який поєднує прогнозування процесів, оптимального планування та ситуаційного керування.

Часто об'єкти газотранспортної системи працюють не оптимально, й мають значні резерви за багатьма якісними та кількісними показниками. На складність процесу встановлення оцінки якості режиму, реалізації наявних резервів у процесі керування режимами роботи для економії паливно–енергетичних ресурсів впливає багато факторів.

Задачу керування перехідними режимами в газотранспортній системі, як і для більшості реальних систем, не вдається привести до класичних задач оптимального керування. Задача керування газодинамічними процесами в системах мережного типу має свої особливості. Вона породжена унікальністю об'єкта за: набором процесів, методами керування, складністю, функціями,

динамікою змін у системні внаслідок зовнішнього втручання, нечіткого прогнозування та деградаційних процесів тощо.

Розроблене алгоритмічне та програмне забезпечення (ПЗ) інтегроване зі всіма розробленими для потреб АТ “Укртрансгаз” комплексами моделювання, оптимізації режимів роботи та розрахунку балансових режимних показників.

Досліджені фактори впливу на оптимальність роботи ГТС забезпечують формування керування на перехідних режимах роботи системи. Якщо задача полягає у виборі керування технологічно можливого, то воно здійснюється за умови досягненні (порушення) контрольованого параметру тої чи іншої межі своєї області технологічності.

Розроблена система забезпечує:

- розрахунок динамічних балансових показників роботи підсистем ГТС;
- проведення аналізу ефективності роботи підсистем і ГТС загалом;
- прогнозування розвитку газодинамічних процесів в об’єктах ГТС;
- формування регламенту роботи об’єктів ГТС;
- зручну візуалізацію наявної вхідної, розрахованої й обробленої інформації для формування наявної диспетчерської звітності;
- ідентифікацію режимів транспортування газу, параметрів моделей і газодинамічних станів об’єктів;
- формування режимних меж, областей і коридорів зміни контрольованих параметрів;
- оперативне й перспективне прогнозування режимів роботи ГТС;
- формування технологічних регламентів роботи об’єктів ГТС;
- візуальну інтерпретацію динаміки зміни контрольованих параметрів;
- оцінки надійності й оптимальності режимів роботи ГТС;
- актуалізацію параметричного опису та термогідравлічного стану об’єктів ГТС.

4.5. Висновки до четвертого розділу

У роботі сформульовано задачі керування перехідними режимами та розроблено адаптивний алгоритм до зміни вхідних даних формування параметрів керування.

Запропонований алгоритм керування перехідними режимами забезпечує високий рівень автоматизації процесу розрахунку параметрів керування за заданими критеріями на прогнозному інтервалі зміни вхідних даних.

Розроблене алгоритмічне та на його основі програмне забезпечення пройшло апробацію на реальних прикладах, яка підтвердила правильність вибраного підходу щодо формування параметрів керування перехідними режимами роботи ГТС.

Результати апробації розробленого підходу продемонстрували можливість забезпечити більш ефективну роботу диспетчерських служб.

РОЗДІЛ 5

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ МАСОПЕРЕНЕСЕННЯ В СИСТЕМАХ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

Підземні сховища газу забезпечують не лише стійку й надійну експлуатацію газотранспортної системи, а також є важливим фактором оптимізації розподілу потоків у газотранспортній системі та надійного забезпечення виконання контрактних транзитних умов. За умов різкого зростання споживання газу та недостатнього об'єму імпортованого та газу з родовищ єдиним джерелом забезпечення надійної та оптимальної роботи газотранспортної системи, на значних інтервалах часу, є активна складова об'ємів газу в пластах–колекторах газосховищ.

Ефективна експлуатація підземних сховищ газу вимагає постійного контролю пропускної спроможності його технологічних об'єктів, дебіту свердловин для запобігання руйнування їхніх вибійних зон та утворення конусу підтоку води, задіяння в режимі роботи оптимальної кількості технологічного обладнання, надійного обґрунтування режимів роботи наземного обладнання для заданої продуктивності та тисків на входах та виходах технологічного обладнання тощо. Вказані та багато інших проблем вимагають оперативного та високоточного розв'язування задач для включення їх у системи прийняття рішень – системи диспетчерського керування ПСГ і ГТС загалом. Відсутність таких програмних інтегрованих продуктів на ринку України, які б були адаптованими до наявного технічного, технологічного, інформаційного забезпечення та наявних систем реалізації режимів роботи підземних сховищ газу, спонукали до їхнього розроблення.

Матеріали розділу викладено в працях [3, 5, 6, 12, 29].

5.1 Об'єкт дослідження

Більшість підземних сховищ газу в Україні створені у виснажених пластах, із яких видобувався газ. Усі газосховища є унікальними за: пластами-колекторами та їхніми фільтраційними та колекторськими властивостями; кількістю свердловин та системою збору газу; дотискувальними станціями та типами газоперекачувальних агрегатів тощо. Перелік ПСГ наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Проектні показники ПСГ України

Назва ПСГ	Загальний обсяг газу в ПСГ, млн м ³	Обсяг активного газу в ПСГ, млн м ³
Більче-Волицько-Угерське	33 450,0	17 050,0
Угерське (гор. XIV-XV)	3 850,0	1 900,0
Опарське	4 570,0	1 920,0
Дашавське	5 265,0	2 150,0
Богородчанське	3 420,0	2 300,0
Кегичівське	1 300,0	700,0
Вергунське	951,0	400,0
Краснопопівське	800,0	420,0
Пролетарське (гор. М-7)	2 000,0	1 000,0
Солохівське	2 100,0	1 300,0
Червонопартизанське	3 000,0	1 500,0
Олишівське	660,0	310,0
Глібовське	1 881,1	1 000,0
Всього	63 247,1	31 950,0

Технологічні об'єкти, які забезпечують процеси нагнітання, відбирання та зберігання газу є різнотипними як за своїм призначенням так і математичним представленням моделей газових потоків. Групи технологічно поєднаних об'єктів називатимемо системними. Серед основних системних об'єктів виділимо – пласт-колектор, дотискувальна компресорна станція, система збору та підготовки газу тощо (рис. 5.1).

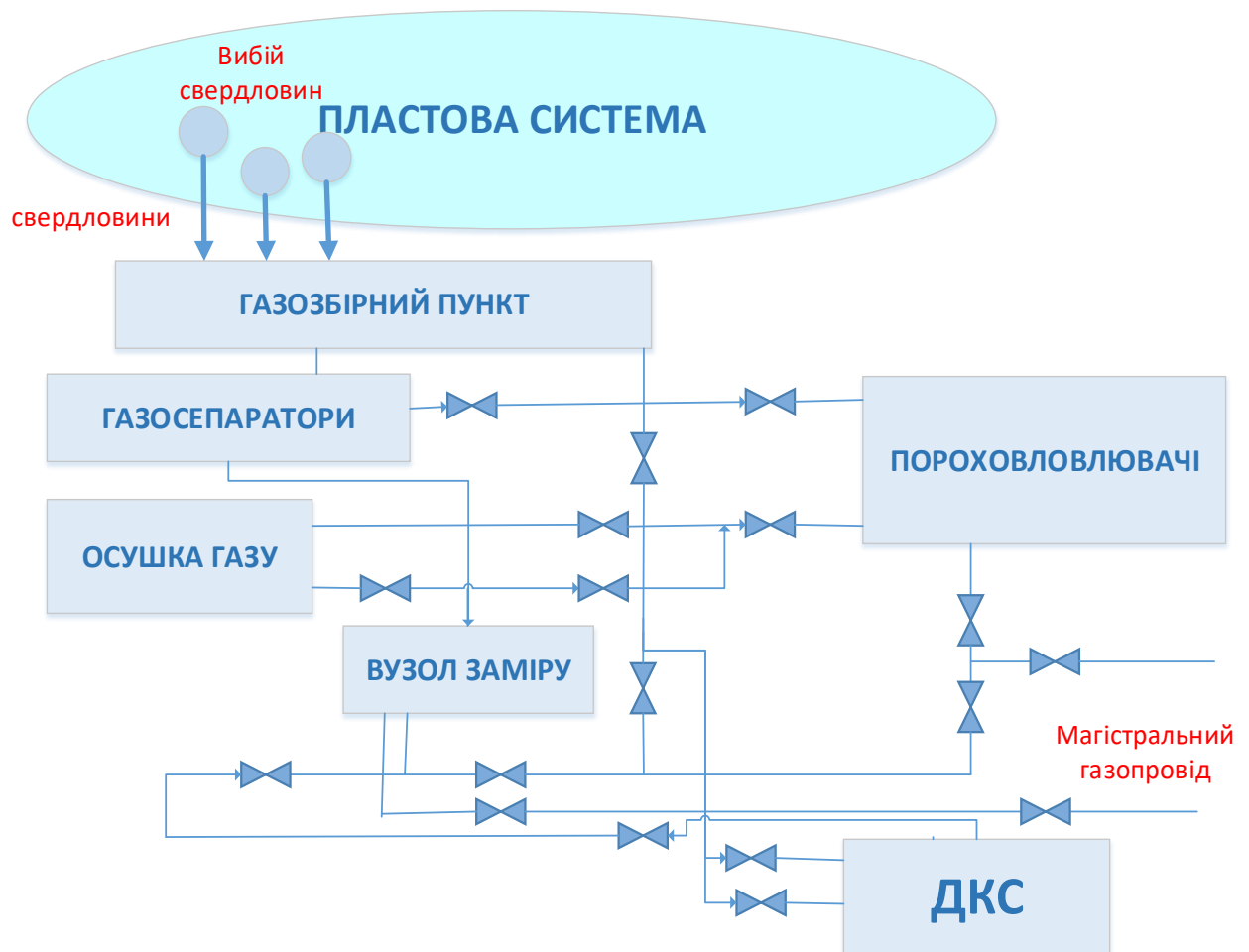


Рисунок 5.1 – Схематичне представлення технологічного ланцюжка – пласт – магістральний газопровід

У роботі розглянемо одне із газосховищ України (моделюючі системи розроблені для всіх 12 ПСГ України) – Більче-Волицько-Угерське ПСГ, яке створене у виснажених процесом розробки покладах XVI продуктивного горизонту Більче-Волицького та Угерського газових родовищ. У вересні 1974 р. Угерський поклад після зниження пластового тиску зі $103,5 \text{ кгс/см}^2$ до $14,6 \text{ кгс/см}^2$ і в травні 1983 р. Більче-Волицький поклад після зниження пластового тиску зі $103,8 \text{ кгс/см}^2$ до $9,5 \text{ кгс/см}^2$ були переведені в режим підземного сховища газу.

Певні параметри Більче-Волицько-Угерського підземного сховища газу наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Загальна характеристика Більче-Волицько-Угерського ПСГ

Показники	Одиниці виміру	Більче-Волицький поклад	Угерський поклад	ПСГ загалом
Загальний об'єм	млн м ³	25620	7830	33450
Активний об'єм	млн м ³	14350	2700	17050
Буферний об'єм в т. ч. залишкові запаси	млн м ³	11050 1300	5350 2200	16400 3500
Пластовий тиск	МПа/кг/см ³			
Максимальний в робочій зоні середньозважений тиск	МПа/кг/см ³	7,65/78,0 6,63/67,6	4,27/43,5 4,01/40,9	
Мінімальний в робочій зоні середньозважений тиск	МПа/кг/см ³	2,4/24,5 2,98/30,4	2,55/26,0 3,15/32,1	
Кількість експлуатаційних свердловин	одиниць	291	50	341
Продуктивність – середня за 100 днів	млн м ³ /добу	111,4	18,1	129,5
Тривалість періоду відбирання	доба	165	165	165

Розміри Більче-Волицького пласту-колектору становлять – 7х12 км, а Угерської- 3х13 км (рис. 5.1 – 5.2). Пористість пласту коливається від 5 до 31% і в середньому, рівна 25%. У продуктивному горизонті Більче-Волицького покладу ефективна товщина пісковиків становить в середньому 60–77% від загальної газонасиченої товщини горизонту. Середня пористість становить 21,4%. Поклади масивні, знаходяться на глибині 900–1080 м. Отже, геологічна будова Угерської та Більче-Волицької структур представляється складною. Ці особливості не можуть не впливати на технологічні показники та герметичність створеного в XVI горизонті ПСГ.

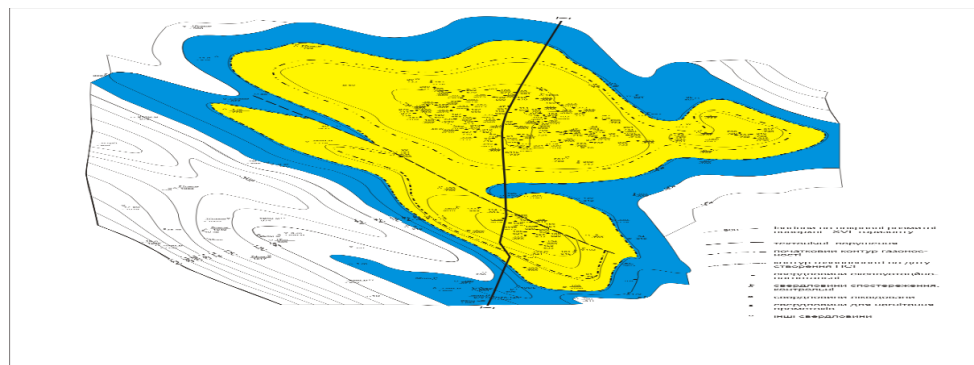


Рисунок 5.2 – Структурна карта Більче-Волицько-Угерського ПСГ

Усі підземні сховища газу оснащені дотискувальними компресорними станція (ДКС). На більшості ПСГ працюють ДКС із ГПА газотурбінного типу з відцентровими нагнітачами. На певних ПСГ крім сказаного типу ще працюють ГПА поршневого типу з газомоторним приводом.

Так, наведемо для прикладу, до складу основних потужностей ДКС Більче-Волиця входить п'ять компресорних цехів: КЦ № 1 ГПА-Ц-6,3 – 8 агрегатів; КЦ № 2 ГПА-Ц-16 – 5 агрегатів; КЦ № 3 ГПА-Ц-16 – 6 агрегатів; КЦ № 1А ГПА-Ц-16 – 4 агрегати; КЦ № 4 ГПА-Ц-6,3В – 5 агрегатів. Всього зараз в експлуатації нараховується 28 ГПА з авіа привідними двигунами НК-12СТ, НК-16СТ. Загальна потужність агрегатів – 321900кВт.

Основна функція підготовки газу – доведення показників газу до галузевих стандартів перед подаванням його в магістральні газопроводи. Гази горючі, що подаються в магістральні газопроводи, мають задовольняти певним технічним умовам. Усі свердловини під'єднані до площадок ГЗП-1,2,3,4, де змонтовані об'єкти в яких проводиться первинна очистка газу.

У процесі проведення аналізу методичного, метрологічного, програмного забезпечення та наявної системи прийняття рішень (стратегічного та оперативного планування) показали, що:

- частина прийнятих рішень обґрунтовуються інформацією набутою в процесі багаторічної експлуатації ПСГ. Проведений аналіз режимів роботи ПСГ за багато років показав, що немає хоча би двох сезонів з однаковими режимами їхньої експлуатації;

- параметри процесів за межами наявних робочих областей отримуються екстраполяційним способом без врахування їхнього суттєвого нелінійного характеру;

- наявне метрологічне обладнання забезпечує заміри режимних параметрів процесів у незначних областях їхнього проходження, що не дає змогу проводити їхній коректний системний аналіз розвитку за часом та забезпечити прогнозування розвитку процесів із потрібною точністю на значних інтервалах часу;

– багато необхідних режимних даних для оперативного регулювання процесів не замірюється;

– для забезпечення достатнього рівня автоматизації та телемеханізації ПСГ (інтелектуалізація процесів роботи ПСГ) необхідні значні ресурси, наявність яких на найближчу перспективу не передбачається;

– часто виникає необхідність проведення аналізу поведінки ПСГ за межами проектних режимів її експлуатації (аварійні ситуації та які pojawiaються в процесі аналізу варіантів реконструкції об'єктів ПСГ).

Значну частину перерахованих проблем можна розв'язати математичними методами. Для цього необхідно забезпечити реалізацію розробленого математичного забезпечення. Для побудови системної математичної моделі, яка б включала моделі фільтраційних та газодинамічних процесів у технологічних об'єктах ПСГ необхідно:

– розробити інтегровану математичну модель підземного сховища газу зі складною структурою її технологічної схеми;

– сформулювати режимні задачі розрахунку параметрів фільтрації та потоків газу за змінних початкових та крайових умов;

– розробити адаптивні стійкі методи розв'язування систем нелінійних рівнянь, та алгоритми мінімальної складності для проведення імітаційного моделювання й побудови оптимальних рішень для систем з об'єктів дискретної дії;

– провести реалізацію розробленого математичного забезпечення для розв'язування режимних задач, які виникають у процесі експлуатації ПСГ, та забезпечити задачі аналізу режимів необхідними даними, які не вимірюються;

– дослідити ефективність розробленого програмного забезпечення для розв'язування прямих та обернених задач та провести аналіз якості програмного забезпечення за функціональністю, надійністю, зручністю, простотою його супроводу та пристосуванням до роботи за умови зміни програмного середовища експлуатації.

5.2 Аналіз технологічних процесів

Основні процеси в ПСГ – процеси фільтрації газу в його пластах-колекторах та у вибійних зонах свердловин, які є суттєво нестационарними. Пласт – колектор, як анізотропне пористе середовище, характеризується пористістю, проникністю, газонасиченістю, фільтраційними коефіцієнтами тощо, а також структурними, геометричними параметрами, кількістю пластів-колекторів, глибиною розміщення і всі вони є відомими наближено. Крім цього вказані параметри впливають нелінійним чином на процеси фільтрації газу, як за інтенсивністю, так і за напрямом. У періоди різкого зростання споживання газу надійність експлуатації ГТС залежить від продуктивності ПСГ – величини максимально можливих відборів газу (піковість) за одиницю часу. Пікова характеристика суттєво залежать від фільтраційних параметрів вибійних зон свердловин. Можливість зміни обсягів відбирання та нагнітання газу в значних обсягах для ГТС є важливим інструментом, який забезпечує як керуваність потоками газу в системі магістральних газопроводів, так і в оптимізації експлуатаційних показників роботи ГТС. На ПСГ наявні різної складності системи збору газу. Серед них виділяються, як індивідуальні шлейфи для кожної свердловини, так і групові – шлейфово-колекторні системи. Довжина шлейфів та колекторів міняється в межах від сотень до декількох тисяч метрів. Інші об'єкти – система підготовки газу включає об'єкти очищення та осушення газу. На сховищах компримування газу забезпечується різнотипними компресорами. Серед них є компресори поршневого типу та з відцентровими нагнітачами, з газотурбінними та газомоторними приводами. Вони можуть працювати в умовах декількох ступенів стиску газу (від одного до трьох).

Математична модель ПСГ формується на основі моделей об'єктів, які об'єднані в єдину гідравлічну модель згідно технологічної схеми. Різнотипність математичних моделей об'єктів ускладнює розроблення

ітераційних процедур узгодження параметрів руху газу між сусідніми технологічними об'єктами. Чим менше буде наявних у моделі місць узгодження параметрів руху газу, тим швидшою та стійкішою буде ітераційна розрахункова процедура. Розроблене математичне забезпечення моделюючого комплексу передбачає узгодження параметрів на межах – пласт – вибійна зона та газозбірний пункт – дотискувальна компресорна станція.

Передбачена можливість представлення технологічної схеми (ТС) КС із різним рівнем детальності. Детальність ТС дещо впливає на швидкість та точність отримання результатів моделювання. Оптимальність роботи ДКС забезпечується мінімальними енергетичними затратами на режим за заданого рівня стійкості її роботи. Стійкість роботи ДКС забезпечується заданою віддаленістю робочих точок усіх ГПА від помпажних зон, які встановлюються для кожного ГПА в процесі проведення натурних досліджень.

5.3 Математична модель фільтрації газу в пластах-колекторах та його підтоку до вибою свердловин

Умовно область фільтрації газу в пластах-колекторах ми розбиваємо на вибійні зони свердловин та область пласту за її межами. Це пов'язано із характером фільтрації газу. У вибійних зонах свердловин порушується лінійний закон Дарсі – лінійна залежність між швидкістю фільтрації і градієнтом тиску.

5.3.1 Математична модель фільтрації газу в пластах-колекторах

В області Ω в точках із координатами $\{x_i, y_i\}$, $i = 1, \dots, n$ задано значення тисків (пластові тиски в області розміщення експлуатаційних та спостережних свердловин). Розглянемо пласт як область Ω^* , товщина якого $h(x, y)$ є значно менша від її інших геометричних розмірів. У зв'язку з цим будемо вважати цю область двовимірною Ω з контуром Γ . Декартову систему координат вибрано

так, що вісь Oz скеровано вертикально вгору (протилежно до сил тяжіння). З області фільтрації виключаємо області навколо точок $\{x_i, y_i\} i = 1, \dots, n$, де знаходяться свердловини. Тому границя Γ складається з $\Gamma_w (i = 1, \dots, n)$ – контурів підтоку газу до свердловин та Γ_z – непроникного зовнішнього контура пласту-колектору ($\Gamma = \Gamma_w \cup \Gamma_z$), а $\Gamma_w = \bigcup_{i=1}^n \Gamma_i$.

У процесі фільтрації тиск газу $p(x, y, t)$ визначається з рівняння [155]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kh}{\mu z} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{kh}{\mu z} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = 2\alpha m h \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{z} \right] + 2q(t) h p_0. \quad (5.1)$$

Рівняння (1) на границі Γ області Ω задовольняє крайові умови:

– умову Діріхле на Γ_w :

$$p(x_i, y_i) = p_i, \quad (x_i, y_i) \in \Gamma_w; \quad (5.2)$$

– умову Неймана на Γ_z :

$$\Phi p(x, y) = \frac{k \cdot h}{\mu \cdot z} \frac{\partial p}{\partial x} v_x + \frac{k \cdot h}{\mu \cdot z} \frac{\partial p}{\partial y} v_y = 0, \quad (x, y) \in \Gamma_z, \quad (5.3)$$

де $v_x = \cos(\nu, x)$, $v_y = \cos(\nu, y)$ – компоненти вектору ν – зовнішньої нормалі до області $\Omega \subset R^2$;

$k(x, y, p)$, $m(x, y)$, $h(x, y)$ – коефіцієнти проникності, пористості, газонасичена товщина пласта, відповідно;

$q(t)$ – функція джерел;

z – коефіцієнт стисливості;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості;

p_0 – тиск повітря за атмосферних умов.

Відбирання (нагнітання) газу з підземних сховищ здійснюються через n свердловин, які розміщені в точках (x_i, y_i) , протягом деякого проміжку часу $t \in [t_{1i}, t_{2i}]$, ($i = \overline{1, n}$). Густина відбирання визначається за формулою:

$$q(t) = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n q_i \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) [\eta(t - t_{1i}) - (t - t_{2i})], \quad (5.4)$$

де q_i – відбирання газу з i -ї свердловини;
 $\delta(x)$ – дельта-функція Дірака;
 $\eta(t - t_{ji})$ – одинична функція Хевісайда;
 V – об'єм газонасиченого пласту-колектору.

5.3.2 Модель підтоку газу до вибійної зони свердловини

За умови, що газ зі сховища надходить у вибійну область свердловини за сферичним законом і може бути представлений рівнянням [155]:

$$-d \left(\frac{p}{p_0} \right)^2 = \frac{\mu}{\pi h k p_0} \frac{q_0}{F} dF + \beta \frac{\rho_0}{\pi p_0 d h} \frac{q_0^2}{F^2} dF, \quad (5.5)$$

де p_0, q_0, ρ_0 – значення тиску, дебіту свердловини та густини газу в нормальних умовах; F – площа поверхні фільтрації; h – товщина пласту.

Коефіцієнт β вихрового опору є найменш вивченим. У роботі [156] наведені дані з розрахунку коефіцієнту вихрових опорів для фільтрації газу в пласті, який сформований із чотирьох розмірів зерен (від 3,1 до 0,42 мм). У результаті аналізу отриманих даних показано, що коефіцієнт β приблизно рівний одиниці. Зокрема, зустрічаються такі представлення коефіцієнту β [156].

$$\beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} d^3}{m k^{3/2}}, \quad \beta = \frac{0.22}{(m - m_0)^{2.5}}, \quad (5.6)$$

$$\beta = \frac{3.5 \times 10^{-2}}{m^{1.5} k_g^{1.5}}, \quad \beta = \frac{7.4 \times 10^{-12}}{k}, \quad (5.7)$$

де $m(m_0)$ – коефіцієнти відкритої (закритої) пористості; k_g – коефіцієнт газонасиченості; k – коефіцієнт проникності; d – діаметр зерну породи. Для визначення коефіцієнта β використовують коефіцієнт макро шорсткості l . У першому наближенні залежність між l і k має вигляд:

$$l = \frac{k^{1.45}}{7.4 \times 10^{-12}}. \quad (5.8)$$

Для рівномірно анізотропних пластів пластовий тиск P_r і вибійний P_c пов'язані співвідношенням:

$$P_r^2 - P_c^2 = AQ + BQ^2. \quad (5.9)$$

У разі ізотропних пластів коефіцієнти фільтраційного опору будуть:

$$A = \frac{\mu z p_0 T_r}{\pi k h T_0} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right), \quad (5.10)$$

$$B = \beta \frac{\rho_0 z p_0 T_r}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k} T_0} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (5.11)$$

де R_k – радіус каверни, м;

T – температура газу, К;

R – газова стала, н м/кг К;

ρ_0 – густина газу за нормальних умов, кг/м³;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості газу в пластових умовах;

P_0 й T_0 – тиск і температура за нормальних умова; $P_0=1,013 \cdot 10^5$ Па;

$T_0=273$ К;

T_r – середня у пласті температура, К;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

R_k – радіус зони дренажу, м.

Для аналізу оцінювання якості розкриття вибійної зони та моделювання притоку газу до свердловини можна використовувати формулу:

$$p_{nn}^2 - p_b^2 = Aq_0 + Bq_0^2, \quad A = \frac{A_1}{k_{nn}} + \frac{A_2}{k_b}, \quad B = \frac{B_1}{k_{nn}^{3/2}} + \frac{B_2}{k_b^{3/2}}, \quad (5.12)$$

де позначено:

$$A_1 = \frac{\mu p_0}{\pi h_x} \ln \frac{R_k h}{R_c h_x}; \quad (5.13)$$

$$A_2 = \frac{\mu p_0}{\pi h_x} \ln \frac{R_c}{r_{k1} l_{k1} n_{01} + r_{k2} l_{k2} n_{02}}; \quad (5.14)$$

$$B_1 = 12 \cdot 10^{-5} \frac{\rho_0 p_0}{2\pi^2 h_x} \frac{d^2}{m} \left(\frac{1}{R_c h_x} - \frac{1}{R_k h} \right); \quad (5.15)$$

$$B_2 = 12 \cdot 10^{-5} \frac{\rho_0 p_0}{2\pi^2 h_x^2} \frac{d^2}{m} \left(\frac{1}{r_{k1} l_{k1} n_{01} + r_{k2} l_{k2} n_{02}} - \frac{1}{R_c h_x} \right); \quad (5.16)$$

де R_c – радіус межі вибійної зони;

R_k – радіус контура живлення;

h_x – висота тої частини обсадної колони, яка є перфорованою;

n_{01}, r_{k1}, l_{k1} та n_{02}, r_{k2}, l_{k2} , де r_{ki}, l_{ki} – радіуси та довжини перфораційних каналів, а n_{0i} – густини перфорації ($i = 1, 2$).

Дослідження свердловин проводиться в такий спосіб. Замірюють дебіт свердловини й за тисками на буфері й затрубному розраховують тиск в околі свердловини. За вказаними тисками можна оцінити й дебіт свердловини. Після зупинки свердловини ще раз заміряють тиск газу на буфері свердловини. Якщо тиск на буфері стабілізувався після чого проводять розрахунок тиску у вибої свердловини, який і вважають за пластовий тиск. За дебітом свердловини (розрахованим чи заміряним) та тисками на вибої та пластовим розраховують фільтраційні опори. Для шлейфово-колекторної та шлейфовою схемами збору газу методики дослідження свердловин можуть дещо відрізнятись. Наявні методики для дослідження свердловин використовуються, переважно, на стаціонарних режимах експлуатації свердловин. І тому в умовах нестаціонарної експлуатації свердловин, знайдені коефіцієнти фільтраційних опорів свердловин за формулами (5.10)-(5.11), використовувати для розрахунку режимів роботи ПСГ у всій області зміни вхідних даних, без постійного їхнього уточнення, не зовсім коректно. За зміни режиму експлуатації пласту міняється вплив багатьох факторів на фільтраційні опори, долю впливу кожного із них оцінити неможливо. І тому необхідно провести дослідження впливу параметрів ближньої зони свердловин на депресію чи репресію в області свердловин за нестаціонарного режиму експлуатації на значних інтервалах часу для різних дебітів свердловин.

Пластовий тиск у робочій зоні свердловин міняється незначно протягом декади (1–2 атм.), а тиск у вибійній зоні міняється за квадратичним законом від дебіту свердловин протягом перших секунд, часом, у рази більше. Після цього дещо тиск починає плавно мінятися й залежно від дебіту свердловин

його зміна може бути в декілька разів більшою за зміну пластового тиск за певного дебіту свердловин. Такий ефект проявився в процесі аналізу реальні заміряних тисків на газозбірному пункті.

Розглянемо нестационарний режим притоку газу до свердловини, який описує формула [155]

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} + \frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p^2}{\partial t}, \quad (5.17)$$

де $\chi = \frac{kr}{m\mu}$ – п'єзопровідність.

Якщо за початково – граничні умови взяти

$$t = 0, p = p_0 = const,$$

$$\frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r \rightarrow 0} = qp_a = const, \quad (5.18)$$

$$r \rightarrow \infty, p = p_0 = const,$$

у тому разі розв'язок задачі (5.17)-(5.18) має вигляд

Для нестационарного притоку газу до свердловини, за тих же початково-граничних умов, будемо мати

$$p_0^2 - p^2(r, t) = \frac{q\mu z p_a T}{2\pi kh T_s} \int_{r^2}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du.$$

5.4 Математична модель технологічного ланцюжка "вибійні зони свердловин – газозбірний пункт"

Притік газу до свердловини супроводжується порушенням закону Дарсі – процес проходить за нелінійним законом опору. Переважно дослідження свердловин проводиться за стаціонарної моделі підтоку газу, у процесі чого знаходяться фільтраційні опори. У реальних умовах експлуатації ПСГ, на значних інтервалах часу, виникає необхідність дослідження процесів підтоку газу до свердловин в умовах суттєвих змін дебітів та тисків у вибійній зоні. І тому вибійну зону свердловин виділяємо як окремий об'єкт дослідження.

Математична модель структури технологічного ланцюжка "вибійні зони свердловин –газозбірний пункт" формується в термінах теорії графів.

Вважається, що область живлення кожної свердловини має форму круга. Радіус такого круга за величиною, приймають рівним половині віддалі до найближчої свердловини. Кругова зона, у центрі якої знаходиться обсадна колона свердловини, і в якій відбувається порушення лінійного закону Дарсі, називають вибійною зоною. Радіус вектор кругової вибійної зони будемо інтерпретувати ребром графу технологічної схеми $G(E,V)$ – пласт – газозбірний пункт. Інші об'єкти структурної моделі – ребра типу свердловини, ребра підграфу $G(E,V)$ газозбірної системи. Область вибійної зони вважається однорідною за параметром "проникність". Можливе ще введення, за необхідності, ребр типу гідравлічний еквівалент.

Математична модель технологічного ланцюжка "вибійні зони свердловин –газозбірний пункт" формується на основі моделей його об'єктів.

Оскільки процес збору газу проходиться системою трубопроводів, тому виникає необхідність їхнього гідравлічного розрахунку. Відомо, що в системі збору газу на ПСГ (рис. 5.3) застосовуються труби середнього діаметру й довжиною до декількох кілометрів.

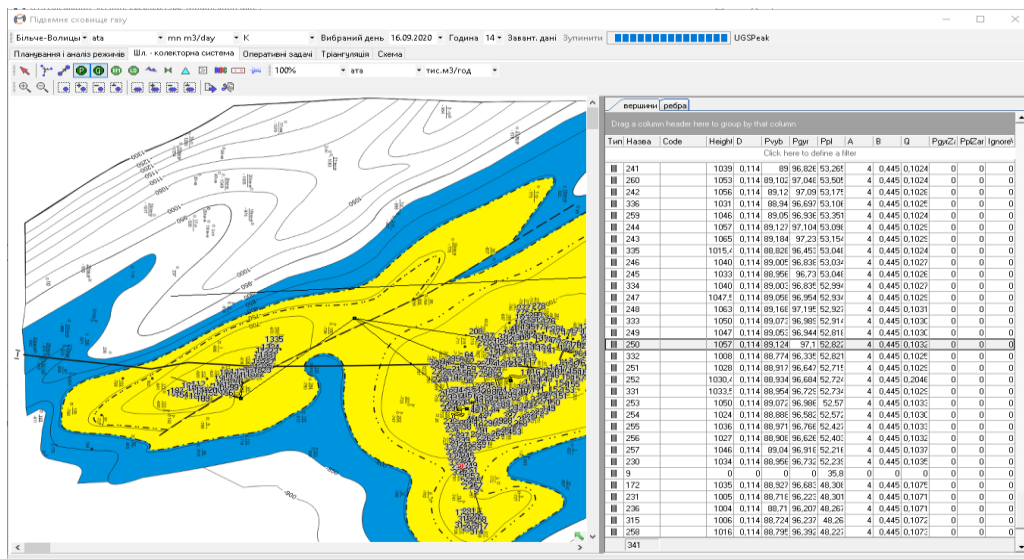


Рисунок 5.3 – Структура шлейфово-колекторної системи збору газу, координати розміщення свердловин та їхні фільтраційні опори

Відповідно можна вважати, що процес руху газу в такій системі є стаціонарним і ізотермічним. Тоді параметри газових потоків у трубах задовольняють рівнянню [56]:

$$\frac{\partial}{\partial x}(p + \rho v^2) = -\rho \left(\frac{\lambda v |v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \quad (5.19)$$

де ω – швидкість газового потоку, м/с; D – внутрішній діаметр трубопроводу, м; dh – зміна висотної відмітки прокладання трубопроводу, м; λ – коефіцієнт гідравлічного опору; g – прискорення вільного падіння, м/с²; x – поточна координата $x \in [0, l]$, м; l – довжина трубопроводу, м.

Якщо у (5.17) покласти $dh = h$ - зміна висотної відмітки рівна висоті свердловини, тоді розв'язок рівняння (5.17) дасть можливість розраховувати параметри потоку газу у вертикальних трубах – свердловинах, у разі відбирання газу. Формула розрахунку буде мати вигляд

$$p_1^2 e^{-bc} - p_2^2 = \frac{\lambda q_n \rho_n z R T h}{S^2 D} \frac{1 - e^{-bc}}{b}, \quad (5.20)$$

Об'ємна витрата та густина у формулі (5.20) наведені до нормальних умов. У разі $\Delta h = 0$ і $c = 1$ формула (5.20) прийме вигляд

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{\lambda q_n \rho_n z R T l}{F^2 D}. \quad (5.21)$$

Формули (5.9), (5.20), (5.21), умови балансу масової витрати на межі об'єктів

$$\sum_i m_{ij} + \sum_k m_{jk} = 0, \quad j \in V \quad (5.22)$$

і другий закон Кірхгофа забезпечують формування математичної моделі технологічного ланцюжка – вибій свердловин-газозбірний пункт.

Можливі такі варіанти задання початкових умов: пластовий тиск на контурі області вибою свердловин та тиск або витрата газу на газозбірному пункті. У таких випадках розраховується витрата або тиск на газозбірному пункті.

Граф структури "вибійні зони свердловин –газозбірний пункт" містить ребра моделі газових потоків які мають різне математичне представлення.

Основна задача – за пластовими тисками заданими на вході ребра типу вибійна зона й тиском чи витратою на газозбірному пункті знайти витрату й тиск відповідно. Для швидкого розв’язування таких задач адаптовано метод, який був розроблений для розрахунку режимів роботи газотранспортних систем з активними (компресорними станціями) об’єктами, що дало змогу уникнути використання ітераційних перебірних процедур, які вимагають значного часу й не гарантують збіжність до розв’язку з необхідною точністю.

5. 5. Проблеми створення гідродинамічної моделі

Для створенням гідродинамічних моделей (ГДМ) використовує програмний пакет Eclipse фірми Schlumberger. І тому методика побудови гідродинамічної моделі, яка домінує, є такою – від геологічної моделі до фільтраційної зі збереженням структурної моделі.

Запропонований у роботі підхід щодо розроблення диспетчерських програмних комплексів дещо відрізняється від загально прийнятого, який не вимагає створення геологічної моделі. Гідродинамічне моделювання використовує методи обробки геофізичних і гідродинамічних дослідження свердловин, досліджень керна і флюїдів тощо. Основні проблеми та їхній аналіз наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Проблеми створення гідродинамічної моделі ПСГ

Проблема	Опис	Коментар
Геологічна модель пласта	Геологічні моделі створюються на підставі інформації, отриманої в процесі сейсмозвідки та свердловинних даних.	Важко оцінити точність геологічних моделей. Уточнена інформація про пласт відома в певних координатах пласта.
Розмір та орієнтація геометричних елементів розбиття пласта	Перша задача переходу від геологічної моделі до математичної вимагає встановлення величини анізотропії пласта.	Розмір елементів розбиття пласта встановлюється в процесі пошуку балансу між швидкістю й точністю розрахунків. Чим більше розмір елементів, тим більш грубою й менш точною буде

Кінець таблиці 5.3

	Розмір елементів розбиття пласта залежить від моделі пласта та моделей вибійних зон свердловин	модель, але тим швидше вона буде розрахована.
Інтегрована модель ПСГ	Є два підходи для побудови єдиного комплексу моделювання ПСГ: перший – розроблення програмних модулів моделювання роботи певних технологічних об'єктів, а після цього робиться спроба їх об'єднати у єдиний програмний комплекс; другий – розроблення єдиної моделі, який включає газодинамічні та фільтраційні процеси, а після розробляються методи реалізації інтегрованої моделі.	Числові експерименти демонструють переваги другого підходу. Це обґрунтовується тим, що в процесі першого підходу виникають некоректні математичні задачі і, відповідно, pojawiaються проблеми розроблення методів розв'язування таких задач.
Модель пласта	Є декілька варіантів представлення моделі пласта: єдина модель пласта; у моделі пласта виділяються окремо вибійні зони свердловин.	Другий підхід дає змогу суттєво спростити моделювання фільтраційних процесів за часом та точністю результатів.
Модель вибійної зони	Моделей вибійної зони є декілька варіантів за складністю та врахуванням факторів впливу на дебіт свердловини.	Фільтраційні опори вибійної зони розраховують без врахування їхнього фізичного взаємозв'язку.

У процесі визначення параметрів геологічної моделі й рівня допустимої похибки враховано, що ступінь детальності геологічної й гідродинамічної моделей повинна відповідати ступеню вивченості родовища. Неможливо отримати модель, більш точну, ніж точність вихідних даних.

Важливими критеріями якості переходу від геологічної моделі до фільтраційної є:

– збереження структурної моделі. Для цього проводиться контроль збереження всіх реперів геологічної моделі. Насамперед перевіряється відповідність координат свердловин. Для диспетчерських задач висока точність координат свердловин є не обов'язковою.

– збереження положення розломів, яке можна оцінити візуально. Крім того, треба контролювати положення свердловин щодо розломів, щоб у результаті цієї процедури вони не виявилися з іншої сторони розлому.

– об'єднання елементів із різними параметрами за проникністю та пористістю не рекомендується. У процесі виникнення такої необхідності використовується усереднення із врахуванням величин елементів.

Існує проблема отримання проникності пластів. Якщо проникність представити повним тензором на основі розрахунку потоків – практично для всіх пластів-колекторів ПСГ таке представлення майже є неможливим тому, що результати дослідження кернів пластів-колекторів є відсутніми. До того ж, розрахунок моделей із повним тензором проникності суттєво збільшить час розрахунку й немає гарантії, що точність моделювання збільшить точність результатів. Як показали числові експерименти, необхідності у фільтраційній моделі використовувати всі три напрямки проникності, які несуть інформацію про анізотропію проникності немає потреби.

Числові дослідження пластів-колекторів більшості ПСГ показали, що

– для розрахунку проникності використовувати залежність пористість – проникність, яка отримана за даними аналізу кернів, немає потреби тому, що залежність пористість – проникність, здебільшого, є неоднозначна:

– незначна зміна пористості може спричиняти значну зміну розрахованої проникності. Під час об'єднання кількох елементів розбиття пласта-колектору з різними значеннями пористості значення підсумкової пористості може відрізнятись від вихідних значень в елементах, і ця різниця буде залежати від ступеня неоднорідності пласта і грубості перерахунку.

– для неоднорідних колекторів бажано проводити еквівалентування проникності, а не перераховувати її залежно від пористості.

Основним критерієм, який використовується в роботі, оцінювання якості побудови гідравлічної моделі пласта-колектору є величина відхилення результатів розрахунків за моделлю з укрупненими елементами розбиття пласту-колектору від результатів замірювання.

Основні геолого-фізичні й технологічні чинники, які враховуються в процесі моделювання:

– багат шаровий характер експлуатаційних пластів-колекторів;

- неоднорідність пластів за товщиною і заляганням, їхня уривчастість;
- порядок розбурювання, система розміщення й режими роботи свердловин;
- дані щодо структури об'єкта, що моделюється (геометричні дані про контакти флюїдів (ГВК));
- відомості щодо кількості геологічних шарів і розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів у них (коефіцієнтів пористості, проникності);
- дані щодо первинного насичення колекторів, початковий пластовий тиск і тиск насичення продуктивних пластів;
- дані визначення абсолютної проникності і відносної фазової проникності;
- дані про стан фонду свердловин, дебіт і технологічні режими експлуатації;
- дані контролю за вимірювання поточного пластового тиску;
- результати дослідження свердловин на стаціонарному й нестаціонарному режимах;
- гідрогеологічні дані про поклади.

Процес формулювання задач, розроблення методів та алгоритмів їхнього розв'язування враховує особливості наявного інформаційного забезпечення ПСГ:

- існуюча промислова інформація не може бути однозначно інтерпретованою;
- різні фахівці використовують для адаптації моделі різні підходи, фактично знаходячи різні фізичні пояснення для одного й того ж масиву наявних вихідних даних;
- вхідні дані для гідродинамічного моделювання часто містять випадкові й систематичні похибки, які не допускають коректного фізичного пояснення;
- коректність отриманої гідродинамічної моделі часто визначається коректністю геологічної моделі;

- геологічна інформація фрагментарна й неоднорідна за детальністю, достовірністю та повнотою;
- окремий аналіз результатів петрофізичного, геологічного та гідродинамічного моделювання, може призводити до протиріч різних моделей одного й того ж об'єкта.

У процесі експлуатації ПСГ задіяно багато служб, кожна з яких оперує інформацією, яку можна отримати тільки способом розв'язування певного набору задач. І тому, забезпечення якісною, вчасно, у повному об'ємі всі служби аналітичною обґрунтованою інформацією ставить вимоги до формулювання задач, розроблення методів та алгоритмів, багатоваріантного представлення та інтерпретації результатів тощо.

5.6 Моделювання роботи підземних сховищ газу

Наведені моделі технологічних об'єктів дають змогу провести аналіз впливу факторів на дебіт свердловин. Серед основних факторів необхідно виділити такі: контур живлення свердловини, проникність пласту, вихрові потоки, анізотропія вибівної зони та просторова анізотропія пласта, макрошорсткість, взаємовплив свердловин, густина та параметри перфораційних каналів тощо. На можливість оцінювання факторів впливає висока ступінь невизначеності, складний взаємний зв'язок факторів і тому зазвичай вхідні параметри задовольняють відповідні математичні рівняння та системи також наближено. Окремо ідентифікувати всі вказані параметри проблематично оскільки у пласті є взаємозв'язаними геометричні, фільтраційні та геофізичні параметри, які знайти окремо з достатньою точністю не завжди вдається.

5.6.1 Числова модель фільтрації газу в пластах колекторах

Більшість ПСГ мають невелику потужність за висотою й порівняно незначні ухили. І тому їх можна вважати плоскими й горизонтальними. Як показують числові експерименти, таке припущення в багатьох випадках є оправданим.

Для побудови числової двомірної моделі фільтрації газу в пластах-колекторах сховища (рис. 5.4) область пласту Ω розбивається на скінченну кількість трикутних елементів. Розбиття області проводиться в такий спосіб, щоб координати заміряних значень шуканого розв'язку співпадали з координатами вершин трикутників. В області меншої проникності (меншої швидкості фільтрації газу) пласту площа трикутних елементів є дещо більшою.

Під час обчислення параметрів роботи газосховища необхідно знайти значення пластового тиску на контурах області вибою, які належать робочим свердловинам, себто $p(x_i, y_i, t)$.

На рис. 5.4 (x_i, y_i) – координати точок, у яких відомі значення шуканого розв'язку в початковий момент часу, а $(\tilde{x}_i, \tilde{y}_i)$ – вузли вершин трикутників у МСЕ, значення в яких потрібно знайти.

Послідовність елементів із їхніми координатами дає змогу побудувати матрицю вузлів і локальні матриці для кожного елемента.

Для розрахунку розподілу тиску в пласті-колекторі із зосередженими джерелами реалізовано метод скінченних елементів із врахуванням розрідженості матриці системи лінійних рівнянь.

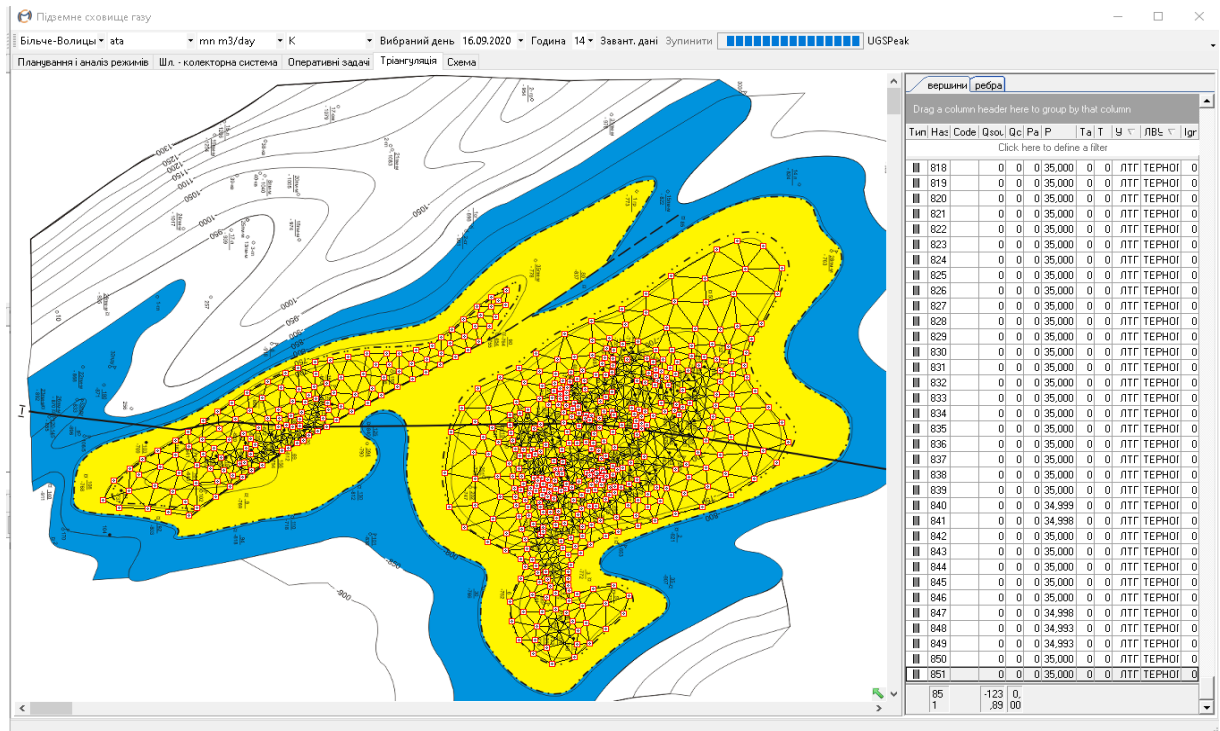


Рисунок 5.4 – Триангуляція структурної карти Більче-Волицько-Угерського ПСГ

5.6.2 Розрахунок підсистеми – вибійна зона – свердловини- система збору газу – газозбірний пункт

Граф G структура технологічного ланцюжка – вибій свердловин – свердловини -шлейфово – колекторна система (ВСК) включає структуру системи збору газу, свердловини та ребра (радіус -вектор) вибійних зон. Усі об'єкти структурних елементів системи мають різні моделі газових потоків.

Будемо вважати, що система ВСК працює в стаціонарному режимі. Для стаціонарних газових мереж виконуються обидва закони Кірхгофа. Нехай зв'язний граф G має n вершин і m ребр. З теорії графів відомо, що такий граф має $p = m - n + 1$ незалежних циклів: C_1, C_2, \dots, C_p . Для кожного циклу задано обхід ребр. Тоді виконання другого закону Кірхгофа означає, що

$$\sum_{(i,j) \in C_k} (-1)^{V_{ij}} \cdot \Delta P_{ij} = 0, \quad (14)$$

де $v_{ij}=1$, якщо орієнтація ребра (i, j) співпадає з напрямком обходу і $v_{ij} = 0$ — в іншому разі, a_{ij} — коефіцієнт, який залежить від моделі ребра (i, j) .

Нелінійна система рівнянь на знаходження поточкорозподілу в таких системах має, у загальному випадку, не єдиний розв'язок. Для розв'язування системи рівнянь (14), додатково потрібно задати витрату газу на в одній із вершин графу G (на ГЗП) та тиск природного газу на всіх інших входах ВСК.

Одним із результатів розрахунку ВСК є дебіт кожної свердловини. На сьогодні перевірити достовірність таких результатів не має змоги, бо не існує замірів дебітів свердловин у процесі їхньої роботи. Заміри параметрів потоку газу на певних свердловинах проводяться з виводом на певні сепаратори і, відповідно, заміри дебіту. У таких випадках заміри не відповідають реальним. Проведені числові експерименти підтверджують: надійність розрахунку середньопластових тисків в області відбирання/нагнітання газу; достатню стабільність середніх фільтраційних опорів свердловин, які дещо відрізняються для процесів відбирання й нагнітання газу. В інтегрованій моделі непросто достатньо точно встановити параметри моделей об'єктів ВСК. Оскільки основні втрати тиску в процесі відбирання/нагнітання газу відбуваються у вибійній зоні свердловин. На розподіл пластового тиску на контурі вибійної зони впливає велика кількість факторів, розділити долю впливу кожного із них є проблематичним. У межах точності (невизначеності) параметрів моделей, початкових та крайових умов існує нескінченна множина розв'язків рівняння фільтрації. Треба очікувати, що одні фактори посилюють чи послаблюють інші й тому значних відхилень, за умови усереднення параметрів моделей для різних областей пластів — колекторів, знайдені усереднені результати на певних інтервалах часу не будуть значно відхилятися від реальних.

Оригінальний розроблений метод розв'язування системи нелінійних рівнянь — моделі ВСК, забезпечує швидке знаходження розв'язку, є стійким та не вимагає ітераційних перебірних процедур забезпечення параметрів газу на

його входах та виходах. Цей метод покладений в основу розв'язування багатьох гідравлічних задач, які виникають у процесі роботи ПСГ.

5.6.3 Ідентифікації параметрів моделей газових потоків у технологічних об'єктах

Одна із задач – ідентифікація параметрів моделей за замірами пластових тисків, тисків і витрати газу на межах об'єктів технологічного ланцюжка "пласт –газопровід-відвід". Ідентифікація параметрів моделей системи за ретроспективними даними отриманими за декілька сезонів експлуатації ПСГ включає:

- уточнення геометричних параметрів газосховища проводиться масштабним множником, а відкритої пористості – за балансом газу на нейтральних періодах роботи;

- розрахунок параметрів проникності певних областей, зон і ізольованих пластів і пропластків, ступеню та характеру розкриття вибійних зон чи площ відкритої перфорації;

- розрахунок середньої проникності ближніх зон, або фільтраційних опорів вибійних зон свердловин;

- розрахунок середніх ККД приводів за паливним газом та політропних ККД відцентрових нагнітачів ДКС.

Більшість їх можна розділити на робочу та периферійну зони за низкою параметрів. Досвід ідентифікації параметрів пластів ПСГ за замірами тисків у контрольних свердловинах, перевірених на реальних даних, показав, що такі заміри не завжди адекватно реагують на зміну середніх характеристик зони їх розміщення.

Особлива увага приділяється вибійним зонам свердловин. Наведені моделі дають змогу реалізовувати різну ступінь детальності процесів у недалекій та безпосередньо у вибійній зонах свердловин.

Розрахунок руху газу у вибійній зоні, свердловинах та системах збору газу проводиться за інтегрованою моделлю, яка реалізована для розподільчих

мереж із врахуванням комплексу характеристик, зокрема рельєфу траси прокладання для шлейфів і газопроводів.

На ПСГ експлуатуються ГПА, як поршневого типу з газомоторним приводом, так і з відцентровими нагнітачами з газотурбінним приводом. Можлива різна ступінь деталізації параметрів ДКС у програмних комплексах. Реалізація проведена, як на детальних технологічних схемах, так і спрощених. Необхідна також постійна ідентифікація параметрів, які забезпечують достатню точність розрахунку паливно-енергетичних та режимних параметрів.

Процес адаптації фільтраційної моделі пласта проводиться за експлуатаційними та геофізичними даними, гідрогазодинамічними дослідженнями свердловин та розрахованих середньопластових тисках за заміряними тисками газу на гирлах певних свердловин (затрубного та буферного).

Для розрахунку втрати тиску у вибійних зонах свердловин використовуються фільтраційні опори чи коефіцієнти проникності ближньої та дальньої зон. Інші коефіцієнти – гідравлічний опір свердловин, величина геотермального градієнту, втрата тиску в обв'язці свердловини та якість перфорації експлуатаційної колони встановлюються в процесі проведення чисельних експериментів на реальних замірянних даних. На певних свердловинах величина втрати тиску може залежати ще і від наявності фільтрів та способу розкриття вибою.

Перед проведенням чисельних експериментів проведена адаптація моделей технологічних об'єктів на реальних даних. Більче-Волицько-Угерського газосховище, переважно, працює в газовому режимі відбирання та нагнітання газу. У межах наявної точності замірянних даних і інтервалу зміни пластових тисків водонапірний режим роботи не проявляється.

Результати розрахунку середнього пластового тиску в робочій зоні свердловин та тиску на газозбірному пункті (ГЗП) Більче-Волицького ПСГ протягом чотирьох періодів відбирання/нагнітання газу наведені на рис. 5.6.

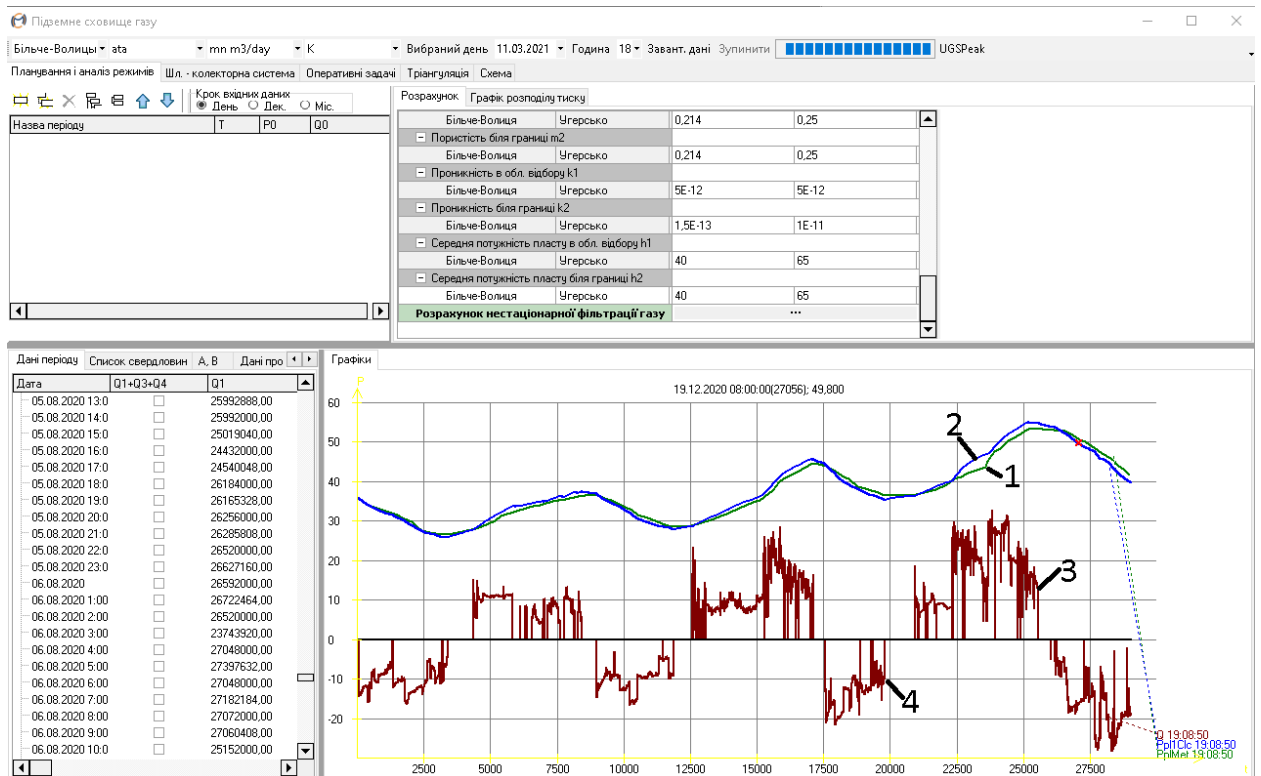


Рисунок 5.6 – Головна форма програмного комплексу

Верхні два графіки – розрахований (2) і заміряний (1) пластові тиски в області відбирання газу, а нижній – обсяги нагнітання (3) та відбирання (4) газу.

Результати адаптації математичної моделі на реальних заміряних даних проводилися способом знаходження фільтраційних опорів вибійних зон, проникності робочої та периферійної областей пласту, гідравлічних опорів свердловин та системи збору газу.

5.7 Розрахунок параметрів режимів роботи підземного сховища газу

Наведемо послідовність розрахунку ПСГ за заданого обсягу нагнітання газу.

1. Розрахунок тиску в магістральному газопроводі ГТС за об'ємами добового відбирання/нагнітання газу

2. Розрахунок тиску на вході/виході ДКС за об'ємами добового відбирання газу та за тиском у газопроводі-відводі
3. Розрахунок тиску на ГЗП (вході/виході ДКС), дебіт кожної свердловини за об'ємами добового відбирання/нагнітання газу, фільтраційними опорами чи коефіцієнтом проникності вибійних зон свердловин та пластовим тиском на контурі вибою свердловин
4. Якщо тиск на ГЗП є меншим (більшим) за тиск на виході(вході) ДКС переходимо на крок 5, а в іншому разі регулюємо об'єми відбирання газу кількістю свердловин чи редукуванням газу на ГЗП.
5. Розрахунок режиму роботи ДКС за витратою та тисками на вході та виході ДКС
6. Розрахунок пластового тиску – на контурах живлення кожної свердловини за дебітами свердловин
7. Розрахунок тиску в області вибою свердловин за дебітами свердловин
8. Розрахунок режиму роботи на наступну добу – переходимо на крок 1

Програмний модуль для розв'язування оперативних задач формування параметрів режимів роботи об'єктів ПСГ, включно із задачами на екстремум, інтегрований із базою заміряних даних і тому він є постійно в актуалізованому стані. Передбачена можливість проводити числові експерименти на реакцію системи, корегуючи вхідні дані, зокрема, технічні обмеження на параметри процесів, фільтраційні опори, розподіл потоків газу тощо, для розв'язування перелічених прямих та обернених задач.

5.8 Числові експерименти на реальних даних

Усі наведені числові експерименти були проведені на замовлення служб АТ “Укртрансгаз”.

5.8.1 Аналіз ефективності реконструкції Більче-Волицького ДКС

Розглянуто один із варіантів реконструкції Більче-Волицького ДКС заміною діючих ГПА на ГПА іншого типу. Задача полягала в дослідженні

ефективності використання газоперекачувальних агрегатів поршневого типу фірми WARTSILA за наданими необхідними технічними та технологічними характеристики ГПА. Результати моделювання (чисельних експериментів) та їхній аналіз наведений у табл. 5.4–5.6. Моделювалася робота ПСГ із ДКС які оснащені діючими ГПА і ГПА фірми WARTSILA. Порівняння режимів із ГПА двох типів проводився за паливним газом для заданих тисків на вході та виході ДКС. На виході ДКС приймалося 5.5 МПа. У таблицях 5.6 – нижній індекс “1”- відноситься до режимів роботи ГПА фірми WARTSILA, а індекс “2”- до режимів діючих ГПА.

Таблиця 5.4– Результати процесу відбирання газу

Кількість днів	Добові об'єми відбирання газу Q_1 (млн m^3)	Добові об'єми відбирання газу Q_2 (млн m^3)	Добові об'єми паливного газу на режим Q_{1p} (млн m^3)	Добові об'єми паливного газу на режим Q_{2p} (млн m^3)	Відношення наведених затрат в%
10	124,6		0,12		
20	127,8	122	0,23	0,32	145
30	128,9	122	0,33	0,44	139
40	127,7	122	0,43	0,8	194
50	128,5	122	0,57	1,04	191
60	123,8	100	0,73	0,8	136
70	113,2	100	0,78	0,91	131
80	101,6	95	0,78	0,95	131
90	95,1	89	0,78	0,97	132
100	81,5	81	0,73	0,95	131
110	70,9	66	0,63	0,76	130
120	66,9	61,5	0,63	0,72	125
130	57,3		0,63		
140	47,8		0,52		
150	43		0,47		
160	38,2		0,42		
165	38,2		0,42		

Результати моделювання режимів роботи ПСГ показали, що ГПА фірми WARTSILA:

– економніші за наявні і ступінь їхньої економичності пов'язана з об'ємами активного газу в пластах -колекторах;

– забезпечують більшу добову піковість протягом усього періоду роботи;

– забезпечують роботу ПСГ за умови низьких тисків у пластах-колекторах із достатньо високою піковістю.

Використання ГПА фірми WARTSILA забезпечує значну економію паливного газу, а також дещо більшу піковість, що дасть змогу вивести з експлуатації декілька сховищ газу із максимальними експлуатаційними затратами на одиницю зберігання газу.

Таблиця 5.5– Результати моделювання процесу нагнітання газу

Кількість днів	Добові об'єми відбирання газу Q_1 (млн м ³)	Добові об'єми відбирання газу Q_2 (млн м ³)	Добові об'єми пал. газу на режим Q_{1p} (млн м ³)	Добові об'єми пал. газу на режим Q_{2p} (млн м ³)	Відношення наведених затрат в%
1	2	3	4	5	6
10					
20	102,2	100	0,14		
30	106,8	100	0,18	0,27	164%
40	106,7	100	0,21	0,29	144%
50	106,5	100	0,26	0,34	140%
60	106,4	100	0,29	0,38	138%
70	106,3	100	0,32	0,46	154%
80	106,2	100	0,35	0,63	193%
90	102,8	100	0,36	0,66	186%
100	108,6	100	0,42	0,68	177%
110	101	100	0,42	0,71	172%
120	107,1	100	0,47	0,74	169%
130	100,8	100	0,47	0,77	165%
140	106,3	100	0,52	0,83	169%
150	102,4	100	0,62	0,85	139%

Агрегати фірми WARTSILA суттєво економніші й у разі нагнітання газу (табл. 5.4, 5.5). Реалізація зекономленого паливного газу у випадках нагнітання та відбирання газу забезпечить покрити витрати на модернізацію ДКС Більче-Волиця.

У табл. 5.6 наведені результати режимів роботи ДКС які забезпечують режим відбирання газу (табл. 5.6). Структура стрічки режим – [2]9,10: НЦ-16/56[4692], 11: НЦ-16/41[4872] – [2]12,13: НЦ-16/56[4562], 14: НЦ-16/76[4564], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6086] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6511] є такою – [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти]-[№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти], [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти] – [№цеху]№ГПА1, №ГПА2[оберти].

Ще треба знати, що „-” – роз’єднує ступені стиску газу, “,” – цехи працюють паралельно.

Таблиця 5.6 – Режими роботи ДКС Більче-Волиця

Кількість днів	Режим роботи ДКС
30	[1]1: Ц-6,3/41[6318], [2]9,10,12: НЦ-16/56[4124]
40	[1]1: Ц-6,3/41[6108], [2]9,10,12: НЦ-16/56[4395]
50	[1]1: Ц-6,3/41[6035], [2]9,10,12: НЦ-16/56[4936]
60	[1]1: Ц-6,3/41[6879], [2]9,10,12: НЦ-16/56[5067]
70	[2]9,10,12,13: НЦ-16/56[5087], [4]24: Ц-6,3В/29[6448]
80	[2]9: НЦ-16/56[4765],11: НЦ-16/41[4671] – [2]12,13: НЦ-16/56[4119], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6204] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6300]
90	[2]9: НЦ-16/56[4765],11: НЦ-16/41[4671] – [2]12,13: НЦ-16/56[4349], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6204] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6642]
100	[2]9: НЦ-16/56[4924],11: НЦ-16/41[4674] – [2]12,13: НЦ-16/56[4685], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6006] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6092]
110	[2]9: НЦ-16/56[4924],11: НЦ-16/41[4674] – [2]12,13: НЦ-16/56[4872], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6006] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6468]
120	[2]9,10: НЦ-16/56[5150] – [2]12,13: НЦ-16/56[4410], [4]24,25,26: Ц-6,3В/29[6045] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6478]
130	[2]9,10: НЦ-16/56[4860],11: НЦ-16/41[5030] – [2]12,13: НЦ-16/56[4484], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6325] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6254]
140	[2]9,10: НЦ-16/56[4692],11: НЦ-16/41[4872] – [2]12,13: НЦ-16/56[4562],14: НЦ-16/76[4564], [4]24,25: Ц-6,3В/29[6086] – [4]27,28: Ц-6,3В/41[6511]
150	[1a]22: Ц-16/29–1.6[5506],23: НЦ-16/41[3985] – [2]9,10,12: НЦ-16/56[4279] – [3]15,16,17,18,19: НЦ-16/100[4506]

5.8.2 Розрахунок пропускальної здатності технологічних об’єктів та пікових характеристик

1. Пропускальна здатність пласта залежить від багатьох факторів. Серед них – проникність ближньої та дальньої зон свердловин, проникність пласта, кількість свердловин, параметри свердловин та якість розкриття їхніх вибійних зон, неоднорідність пластової системи, пластовий тиск тощо.

Дослідження пропускальної здатності технологічного ланцюжка – пласт-вибійна зона-свердловини проводиться в такий спосіб:

- задаються пластові тиски з певним кроком за тиском на інтервалі – від максимального до мінімального;
- приймається тиск на газозбірному пункті такий, який відповідає його мінімальному значенню за входом на ДКС;
- включаємо в роботу всі наявні свердловини;
- за таких вхідних даних проводимо розрахунок дебіту свердловин.

2. *Пропускальна здатність свердловини* (розрахунки на реальних даних – коефіцієнтів фільтраційних опорів)

На дебіт свердловин, переважно, впливає проникність її ближньої зони пласта. Реальний дебіт свердловин між собою відрізняється на декілька порядків. Дольовий вклад у загальний дебіт свердловин постійно і значно міняється як у режимах нагнітання, так і в режимах відбирання газу. Передбачити, з достатньою точністю, такі зміни дебітів майже нереально. На це, швидше всього, суттєвий вплив має постійна зміна режимів роботи ПСГ, що зумовлює постійну зміну фільтраційних потоків як за напрямком так і інтенсивністю в неоднорідному анізотропному пласті-колекторі за проникністю, пористістю тощо.

3. *Пропускальна здатність системи збору газу*. Система збору Більче-Волицького-Угерського ПСГ за максимальних газових потоків створює перепад тиску не більше ніж 0,03 МПа, що незначно впливає на піковий дебіт свердловин.

4. *Пропускальна здатність системи підготовки газу*. Максимальна пропускальна як і номінальна здатність системи підготовки газу дещо більша за пропускальну здатність пласта. Гідравлічні втрати на очищення та осушування газу є в інтервалі 0.02–0.06 МПа.

5. *Пропускальна здатність дотискувальної компресорної станції*. Основним об'єктом ПСГ, який визначає пропускальну здатність ПСГ є ДКС. Пропускальна здатність ДКС залежить від: тисків газу на його входах та виходах, стану технологічних об'єктів, допустимих статичних та динамічних обмежень, пластового тиску газу та тиску газопроводі-відводі тощо.

6. *Загальна пропускальна здатність ПСГ*. На загальну пропускальну здатність, переважно, впливають проникність ближніх зон свердловин та наявна продуктивність ДКС. Так в інтервалі тисків від 0,0 МПа до 1,0 МПа дебіт свердловин міняється незначно, що дає змогу оцінити максимальну пропускальну здатність свердловин і ПСГ загалом.

Чисельний експеримент 5.3. Розрахунок пікових режимів роботи ПСГ

Проведені числові експерименти для розрахунку пікових відборів для заданих умов на пластові тиски в робочих зонах Більче-Волицького й Угерського пластів та тиску у газопроводі-відводі. Задавалися різні тиски на вході в першу ступень ДКС (табл. 5.7–5.9). Розраховувалося максимальне відбирання газу з Більче-Волицького й Угерського пластів окремо. Після цього проводився розрахунок ДКС. В останньому стовпчику виділені жирним шрифтом ті добові відбори, які можна реалізувати ДКС. Це говорить про те, що основним фактором обмеження піковості є ДКС.

Таблиця 5.7 – Результати моделювання процесу відбирання газу

№ Режиму	Середній тиск у роб. обл. Б-В пл., ата	Середній тиск у роб. обл. Уг. пласта, ата	Добовий обсяг відбирання з Б-В пласта, млн м ³	Добовий обсяг відбирання з Уг. пласту, млн м ³	Тиск на вході ДКС, ата	Тиск на вході в МГ, ата	Сумарний добовий відбирання, млн м ³
1	55,00	36,00	123,75	20,86	18,00	40,00	144,61
2	52,00	35,00	115,04	19,89	18,00	40,00	134,93
3	49,00	34,00	106,23	18,90	18,00	40,00	125,13
4	46,00	33,00	97,30	17,89	18,30	40,00	115,19
5	43,00	32,00	88,20	16,87	18,30	40,00	105,07
6	40,00	31,00	78,89	15,81	18,30	40,00	94,70
7	37,00	30,00	69,30	14,72	18,30	40,00	84,02
8	34,00	29,00	59,32	13,60	18,30	40,00	72,92
9	30,50	28,00	46,90	12,42	18,50	40,00	59,32
10	27,50	27,00	35,11	11,18	18,50	40,00	46,29
11	24,50	26,00	21,08	9,86	18,50	40,00	30,94
12	21,00	24,50	7,10	7,64	18,50	40,00	14,74

Таблиця 5.8– Результати моделювання процесу відбирання газу

№ Режиму	Середній тиск у роб. обл. Б-В пл., ата	Середній тиск у роб. обл. Уг. пласта, ата	Добовий обсяг відбирання з Б-В пласта, млн м ³	Добовий обсяг відбирання з Уг. пласту, млн м ³	Тиск на вході ДКС, ата	Тиск на вході в МГ, ата	Сумарний добовий відбирання, млн м ³
1	55,00	36,00	95,27	7,38	35,00	40,00	102,65
2	52,00	35,00	83,99	-	35,00	40,00	83,99
3	49,00	34,00	71,96	-	35,00	40,00	71,96

Таблиця 5.9 – Результати моделювання процесу відбирання газу

№ Режиму	Середній тиск у роб. обл. Б-В пл., ата	Середній тиск у роб. обл. Уг. пласта, ата	Добовий обсяг відбирання з Б-В пласта, млн м ³	Добовий обсяг відбирання з Уг. пласту, млн м ³	Тиск на вході ДКС, ата	Тиск на вході в МГ, ата	Сумарний добовий відбирання, млн м ³
1	55,00	36,00	107,31	10,81	28,00	40,00(36,00)	118,12
2	52,00	35,00	97,29	8,93	28,00	40,00(36,00)	106,22
3	49,00	34,00	86,90	6,7	28,00	40,00(36,00)	93,60
4	46,00	33,00	76,01	3,64	28,30	40,00	79,65
5	43,00	32,00	64,40	2,63	28,30	40,00	67,03
6	40,00	31,00	51,64	-	28,30	40,00	51,64
7	37,00	30,00	36,94	-	28,30	40,00	36,94
8	34,00	29,00	17,30	-	28,30	40,00	17,30
9	30,50	28,00	-	-			
10	27,50	27,00	-	-			
11	24,50	26,00	-	-			
12	21,00	24,50	-	-			

5.8.3 Розрахунок відбирання частини буферного газу на Більче-Волицькому-Угерському ПСГ

Значні об'єми газу – 11.05 млрд м³, які знаходяться в пласті-колекторі Більче-Волицького газосховища – буферний газ. Була поставлена така задача провести дослідження можливості відбирання частини буферного газу обсягом 3700млн м³ “технологічно непідйомного” газу. Дослідження проведені способом моделювання режимів відбирання газу. Розрахунки проведені на розробленому програмному моделюючому комплексі GIMS.

Проведено моделювання процесу відбирання газу за різних добових об'ємів. Моделювання процесу відбирання газу припинявся за умови попадання робочих точок відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів у помпажну зону. Перший чисельний експеримент проведений для витрати 8 млн м³/добу.

На рис. 5.5 графіки розміщені в порядку (зверху до низу) – середньопластовий тиск (1), пластовий тиск у робочій зоні (2), тиск на ГЗП (3), загальні обсяги газу в Більче-Волицькому покладі (4, млрд м³). Витрата відбирання газу склала 8 млн м³/добу

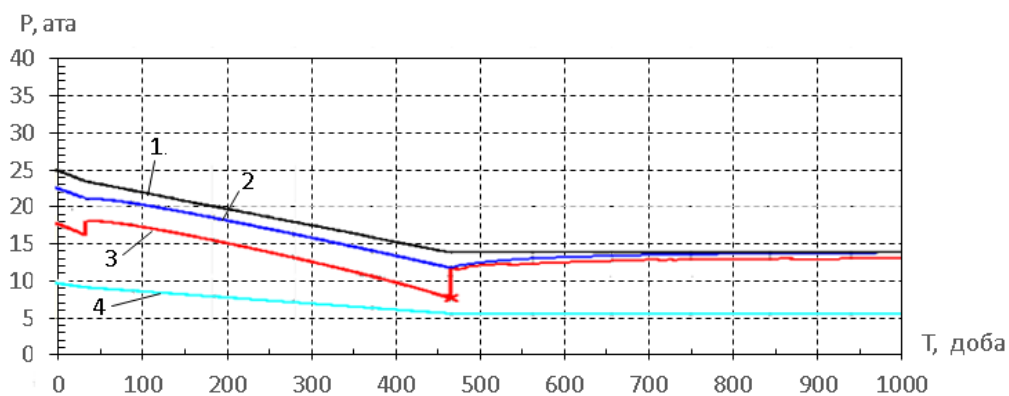


Рисунок 5.5 – Результати моделювання за витрати 8 млн м³/добу

Моделювання процесу відбирання газу проходило протягом 500 діб, після чого пластовий тиск газу в робочій зоні почав повільно наблизитися до середнього у всьому пласті. Дотискувальна компресорна станція не забезпечила компримування газу на всьому 500 добовому інтервалі часу моделювання процесу відбирання газу. Робочі точки відцентрових нагнітачів ДКС після певного інтервалу часу почали попадати в помпажну зону. У таких випадках процес відбирання газу припинявся.

У таблиці 5.10 наведені результати певних режимних параметрів процесу моделювання процесу відбирання 8 млн м³/добу газу.

Таблиця 5.10 – Обсяги відбирання газу рівні 8 млн м³/добу

Тиск на виході ДКС, ата	Пластовий тиск в області відбирання, ата	Кількість днів відбирання	Обсяг відбирання, млн м ³
36	13,33	220	1760
31	11,48	300	2400
26	9,62	375	3000

Витрата паливного газу для режиму відбирання 8 млн м³/добу є близькою до витрати паливного газу для режиму відбирання 10 млн м³/добу. Це пов'язано з тим, що режими роботи ДКС із продуктивністю 8 млн м³/добу знаходяться в зоні близькій до помпажної. Для виходу із зони помпажу прийшлося забезпечити подавання газу із виходу на вхід ДКС обсягом 2 млн м³/добу способом рециркуляції уже компримованого газу.

Другий чисельний експеримент проведений для витрати газу (відбирання) рівного 10 млн м³/добу. Результати експерименту наведені на рис. 5.6–5.7. та в табл. 5.11–5.13.

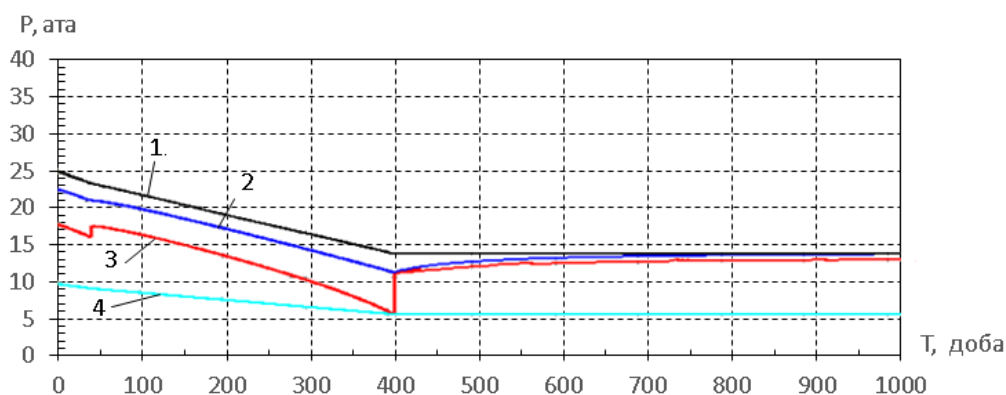


Рисунок 5.6 – Результати моделювання за витрати 10 млн м³/добу

Таблиця 5.11 – Експлуатаційні параметри у разі відбирання 10 млн м³/добу газу

Тиск на виході ДКС, ата	Пластовий тиск, ата	Кількість днів відбирання	Обсяг відбирання, млн м ³	Паливний газ, млн м ³	Зведені затрати паливного газу, млн м ³	Витрата паливного газу, млн м ³ /добу
36	13,33	150	1500	41,25	0,0275	0,275
31	11,48	210	2100	52,05	0,0248	0,248
26	9,62	260	2600	57,6	0,0222	0,222

У сезоні 2014 – 2015 із Більче-Волицького покладу відібрано 2,744 млрд м³ газу. Витрата паливного газу склала 33,504 млн м³. Витрата паливного газу на одиницю відібраного об'єму склала 0,01221.

Таблиця 5.12 – Витрата паливного газу в разі відбирання 10 млн м³/добу газу

Тиск на виході ДКС (ата)	Тиск на вході ДКС (ата)			
	17,7	13,33	11,48	9,62
Паливний газ (млн м ³ /добу)				
36	0,26	0,29	-	-
31	0,20	0,27	0,29	-
26	0,12	0,25	0,27	0,3

Результати експерименту продемонстрували, що незначне збільшення дебіту свердловин призводить до швидкого зменшення тиску на газозбірному пункті і відповідно зменшення як часу так і обсягів відбирання газу.

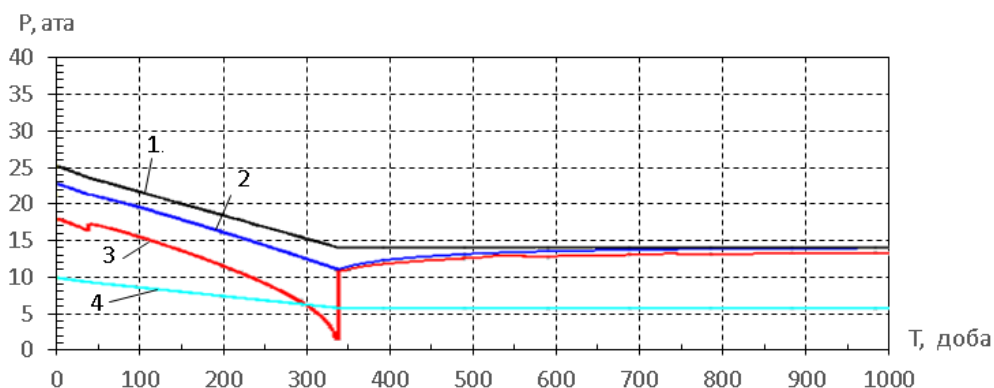


Рисунок 5.7 – Результати моделювання за витрати 12 млн м³/добу

Таблиця 5.13 – Результати моделювання за витрати 12 млн м³/добу в режимі відбирання газу

Тиск на виході ДКС (ата)	Пластовий тиск в області відбирання (ата)	Кількість днів відбирання	Обсяг відбирання (млн м ³)
36	13,33	110	1320
31	11,48	148	1776
26	9,62	190	2280

5.8.4 Аналіз процесу розгерметизація системи на ПСГ

На газосховищі в процесі проведення ремонтних робіт пройшла розгерметизація однієї зі свердловин. Виникла задача оцінювання обсягів газу які попали в зовнішнє середовище за 66 годин. Середній пластовий тиск у робочій зоні свердловин складав 42 атм.

Чисельний експеримент проведений у такому порядку:

- уточнили коефіцієнти фільтраційного опору вибійної зони свердловини;
- забезпечили відсутність руху газу вздовж шлейфу свердловини № 70 (закрили відповідний кран);
- на виході свердловини, яку від'єднали від шлейфу, задавали тиски вихідного факелу газу в атмосферу в діапазоні 1–10 атм. для встановлення

основних факторів впливу на об'єми витоку газу та дослідження чутливості параметрів витоку від точності встановлення початкових умов.

Експеримент показав, що:

- основний фактор впливу на об'єми витоку газу – коефіцієнти фільтраційного опору вибійної зони та проникність ближньої зони пласту;
- зміна вихідного тиску у вказаному діапазоні (1–10 атм) на об'єми витоку суттєво не вплинули;
- встановлені об'єми витоку за добу знаходяться в діапазоні 0,2269 – 0,2344 млн м³.

Результати проведеного числового експерименту представлені на рис. 5.15.

5.9 Основи задачі експлуатації ПСГ

Задачі, які виникають у процесі експлуатації ПСГ, умовно, розділені на такі групи, для:

- геологічних служб – дослідження геофізичних властивостей пластів-колекторів та вибійних зон свердловин;
- диспетчерських служб – оперативне та перспективне планування режимів експлуатації ПСГ узгоджених із режимом роботи ГТС;
- служб експлуатації компресорних станцій – дослідження режимів роботи ДКС для забезпечення ефективної експлуатації ПСГ;
- оцінювання ефекту від модернізації об'єктів ПСГ та втрат від нештатних ситуацій;
- дослідження газодинамічних процесів на ПСГ за експлуатаційними межами.

Приведена більш детальна класифікація розв'язаних задач щодо їхньої належності до структурних об'єктів ПСГ є такою:

Пласт газосховища:

- розрахунок розподілу тиску газу у всій області фільтрації за умови непроникності границі;
- розрахунок об'єму відкритих пор пласта-колектору сховища;
- розрахунок неоднорідних коефіцієнтів пористості, проникності, газонасиченості пласту – колектору сховища;
- уточнення геометричних та геологічних параметрів пластів – колекторів;
- розрахунок об'ємів акумульованого газу за розподілом тиску та уточнення гідродинамічних фільтраційних параметрів у процесі експлуатації ПСГ;
- аналіз балансу газу та факторів впливу на величину його розбалансу;
- визначення динаміки наявного перетікання газу та акумулюючої здатності газонесних пластів.

Вибій свердловини:

- розрахунок фільтраційних властивостей вибійних зон;
- розрахунок коефіцієнту якості розкриття вибою;
- розрахунок впливу параметрів збільшення площі відкритої фільтрації вибою свердловин на дебіт свердловин;
- оброблення даних дослідження вибою свердловин газогідродинамічними методами в процесі нестационарних режимів фільтрації.

Свердловина:

- розрахунок дебіту, гирлового і вибійного тисків газу;
- розрахунок впливу додаткової перфорації свердловин на її дебіт;
- розрахунок гідравлічного опору руху газу;
- розрахунок пластового тиску на контурі живлення свердловини.

Обв'язка гирла свердловини:

- побудова гідравлічного еквіваленту обв'язки гирла свердловин.

Шлейфово-колекторна система (ШКС):

- термогідравлічний розрахунок ШКС за умови всіх можливих варіантах задання тисків і витрати;

- розрахунок еквівалентного гідравлічного опору ШКС.

Компресорні станції:

- розрахунок режимів роботи ГПА, цеху, багатоцехових КС із різнотипними ГПА;

- розрахунок паливно-енергетичних затрат на заданий режим роботи ГПА, КС;

- розрахунок оптимальних режимів роботи багато цехових КС;

- розрахунок робочих характеристик нагнітачів та приводів за оперативними заміряними даними.

Процес планування режимів роботи ПСГ використовує результати розв'язування задач:

- термо – гідравлічний розрахунок технологічного ланцюжка пласт-магістраль;

- розрахунок параметрів газових потоків – вибій пластів – газозбірний пункт, ДКС із різнотипними газоперекачувальними агрегатами (ГПА) (газотурбінні, поршневого типу);

- формування допустимих оптимальних експлуатаційних режимів роботи системи зберігання газу;

- розрахунок пропускної спроможності технологічних об'єктів системи пласт-магістраль;

- розрахунок екстремальних режимних параметрів експлуатації ПСГ

- оперативне формування інформаційно-аналітичних для прийняття рішень для керування режимами ПСГ.

У процесі експлуатації ПСГ постійно виникає необхідність розв'язування ще таких задач:

- оброблення замірянних даних для уточнення фільтраційних параметрів пласту й середніх фільтраційних опорів вибійних зон свердловин;

- дослідження залежності екстремальних експлуатаційних характеристик пласту і зміни вибійних параметрів свердловин;
- дослідження впливу облаштування нових свердловин чи їхнього ремонту на експлуатаційні показники роботи пласту і ПСГ;
- дослідження варіантів досягнення максимальних експлуатаційних показників роботи пласту і ПСГ для їхнього економічного оцінювання;
- дослідження можливості експлуатації ПСГ у непроєктних режимах;
- оперативне формування інформаційно-аналітичних для прийняття рішень для керування режимами ПСГ;
- дослідження граничної межі економічної доцільності модернізації об'єктів ПСГ
- дослідження потенціалу збільшення продуктивності пласта і вибійних зон ПСГ.

Проведено системний аналіз проблем, які виникають у процесі експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ).

На підставі гідравлічного ув'язування об'єктів ПСГ побудовано інтегровану модель системи пласт ПСГ - магістральний газопровід; поставлено задачі моделювання, оптимізації, ідентифікації й обробки даних вимірів; розроблено методи й алгоритми розв'язування поставлених задач математичної фізики зі ступенем вірогідності й точності, які необхідні для оптимального керування роботою ПСГ. Крім цього досліджено вплив: розподілених параметрів моделей (зокрема проникності) на рішення поставлених задач; динаміки режимів відбирання/нагнітання на економічні параметри експлуатації газосховищ; параметрів вибійної зони і пласту на основні динамічні характеристики газосховищ.

5.10 Висновки до п'ятого розділу

Аналіз проведених чисельних експериментів та реальних режимів роботи ПСГ підтвердив достатню точність розрахункових режимів. Розроблене алгоритмічне та програмне забезпечення забезпечило, за прийнятний час, отримати оптимальні параметри роботи ПСГ. Інтеграція програмного забезпечення з диспетчерськими інформаційними базами даних забезпечила мінімальне втручання в процес задання вхідних даних та процесу оптимізації системи.

Апробація розробленого математичного забезпечення проведена в процесі його багаторічної експлуатації. Точність моделювання роботи ПСГ залежить від точності ідентифікації параметрів моделей його об'єктів. Точність розрахунку середньопластових тисків співмірна із точністю його вимірювання. У реальних умовах досяжною є точність моделювання КС у межах одного проценту. Моделюючий комплекс підтримує високу точність розрахунку режимних показників протягом багатьох років моделювання процесів у ПСГ без уточнення ідентифікаційних параметрів моделей об'єктів.

Досліджено вплив параметрів перфорації обсадних колон, коефіцієнтів фільтраційних опорів на роботу певних свердловин та ПСГ загалом, а також вплив гідродинамічних параметрів на роботу системи пласт ПСГ – магістральний газопровід загалом. Нестационарні моделі й методи аналізу технологічних об'єктів ПСГ дали можливість провести газогідродинамічні дослідження пластів і свердловин ПСГ.

РОЗДІЛ 6

ЗАМІЩЕННЯ БУФЕРНОГО ГАЗУ АЗОТОМ У ПЛАСТАХ ГАЗОСХОВИЩА

У розділі розглянуто проблему заміщення частини буферного газу азотом. Наведено постановки задач та варіанти їх розв'язування. Запропоновано математичну модель процесу заміщення буферного газу азотом, яка включає модель фільтрації газу та модель фільтрації газів із зосередженими джерелами. Для випадку не змішування газів розроблено алгоритм знаходження контура поширення азоту. Проведено числові експерименти.

Пласти–колектори газу Дашавського газосховища являють собою пористі середовища різної проникності, пористості та розмірності. Фільтрація газу в пористому середовищі супроводжується процесами конвекції та дифузії. Математична модель фільтрації газу в неоднорідних пластах є досить складною. Це пов'язано, зокрема, з істотною неоднорідністю пластів. Іншим чинником є те, що процеси дифузії й конвекції створюють потоки різної інтенсивності: конвективні процеси в пористому середовищі є, зазвичай, на порядок інтенсивнішими, ніж дифузійні. Унаслідок цього математичні моделі фільтраційних процесів у пластах газосховищ містять нестационарні нелінійні диференціальні рівняння із частинними похідними зі швидкозмінними та розривними коефіцієнтами. Більшість режимних задач, які можна формулювати в рамках таких моделей, неможливо розв'язати аналітично, тому для їхнього розв'язування використано числові методи.

Газ у пластах–колекторах умовно поділяється на дві частини — буферний і товарний газ. На відміну від товарного, буферний газ, зазвичай, не виходить за межі пласта-колектора. У газосховищі частина буферного газу перебуває в колекторі з низькою проникністю. Істотне зростання цін на природній газ актуалізує проблему розроблення економічно доцільної технології заміни деякої частини буферного газу на дешевший газ за умов

збереження наявних режимів відбирання / нагнітання товарного газу та екологічної безпеки.

Розроблення такої технології для кожного конкретного газосховища передбачає проведення чисельних, а відтак і натурних експериментів. Для проведення чисельних експериментів необхідні математичні моделі, які описують фізичні процеси, що супроводжують заміщення природного буферного газу іншим газом чи рідиною. У рамках таких моделей можна оцінювати вплив різних фізичних процесів на процес заміщення буферного газу, проводити прогностні розрахунки на значних інтервалах часу та відпрацювати технології заміщення, які б забезпечили контрольований вплив заміщення природного газу на наявні режими відбирання / нагнітання газу в сховищі, а також відпрацювати можливі варіанти заміщення. Усі можливі варіанти заміщення, розроблені на основі моделювання й експертних оцінок, можна класифікувати за економічними та режимними критеріями, ступенем надійності, обґрунтованістю тощо.

Однією з основних проблем, які треба врахувати в процесі моделювання заміщення природного газу азотом, є кількісна оцінка їхнього змішування із врахуванням впливу змін напрямків руху товарного газу (режими відбирання та нагнітання) та швидкості фільтрації, а також взаємної дифузії азоту з товарним і буферним газом. За високої інтенсивності змішування якість товарного газу знижується, тож заміщення буферного газу азотом може виявитися економічно невиправданим. Процес змішування буферного (азоту) і товарного газів у неоднорідних пластах істотно залежить від інтенсивності нагнітання азоту, перетікання газів між пластами газосховища, на які впливає режим роботи сховища.

Побудова математичної моделі для опису фізичних процесів, які супроводжують заміщення частини буферного газу азотом, аналіз різних варіантів заміщення, встановлення економічно вигідних об'ємів і темпів заміщення вимагає вирішення низки завдань, зокрема:

- проведення порівняльного аналізу газодинамічних характеристик азоту і природного газу;
- дослідження фільтраційних, дифузійних властивостей та розчинності азоту в природному газі за реальних умов їхньої взаємодії в процесі руху між собою та з водою;
- дослідження динамічних параметрів взаємодії газу з пористим простором пласту (вивчення чинників впливу на динаміку взаємодії);
- дослідження процесів змішування природного газу й азоту в процесі їх сумісної фільтрації;
- проведення аналізу процесів взаємної дифузії азоту, природного газу і води;
- дослідження процесів горіння природного газу з різною концентрацією азоту та впливу концентрації азоту в природному газі на теплотворну здатність суміші;
- моделювання процесу відбирання / нагнітання природного газу з одночасним нагнітанням азоту;
- планування режимів роботи ПСГ із частковим заміщенням буферного газу азотом і отримання оцінки його ефективності для конкретних пластів – колекторів.

Проблемі моделювання процесів фільтрації газу в підземних сховищах присвячені роботи [155, 157], проте, дослідження процесів фільтрації газів, які супроводжуються заміщенням буферного газу азотом у конкретних газосховищах на сьогодні вивчені ще недостатньо [158].

Матеріали розділу викладено в працях [3, 5, 6, 12, 15, 19].

6.1 Фізичний об'єкт дослідження (пласт – колектор)

За даними досліджень, проведених у процесі циклічної експлуатації Дашавського підземного сховища газу (ПСГ), газонасичену зону сховища й

накопичені в ній об'єми газу можна поділити на чотири блоки (рис. 6.1), які розмежовані областями низької проникності. Перший блок містить основні робочі поклади "Г" і "Е", які безпосередньо працюють у режимі нагнітання та відбирання газу. У процесі циклічної експлуатації відбувається відтік газу з цих покладів у поклад "Д-Д₁" та такий і у зворотному напрямку.

Другий блок є перехідним від активної зони першого блоку до застійних зон. До нього належить поклад "Д-Д₁"



Рисунок 6.1 – Структурна карта з розподілом на блоки активності ПСГ

Третій блок розташований на південь від тектонічного порушення. Четвертому блоку відповідає розміщення покладу "Ж+В". Для нього можливе незначне надходження газу з другого блоку покладу "Д-Д₁".

На цей час взаємодія між покладами набула стабілізації, що зумовлює стабільну роботу сховища загалом. Газові поклади Г, Е, Д і Ж+В утворюють у сукупності єдину газо гідродинамічну систему і працюють як один об'єкт газосховища.

Параметри об'єкта дослідження. Загальний пористий об'єм ПСГ становить 117,4 млн м³, зокрема покладів "Е+Г+Д" — 108,5 млн м³, покладів "Ж+В" — 8,9 млн м³. Загальна площа покладів ПСГ ("Е+Г+Д") становить 62790 тис. м², зокрема першого блоку — 19350 тис. м² (30,8%), другого — 23600 тис. м² (37,6%), третього та четвертого — 19840 тис. м² (31,6%).

Аналізуючи розподіл газу між блоках на кінець сезонів відбирання (станом на 01.04.2012 р.) та нагнітання (станом на 01.10.2012 р.) встановили, що третій і четвертий блоки є "застійні" зони із запасами газу приблизно 460 млн м³, які практично не значно змінюються упродовж циклу. У другому блоці "застійна" зона утримує близько 1500–1600 млн. м³ природного газу. На цій підставі можна зробити висновок, що в застійних зонах нагромаджено приблизно 1,9 млрд м³ природного газу, який, за потреби, можна замінити азотом.

Таблиця 6.1 — Розподіл газу по блоках на кінець сезонів

Блоки	Період відбирання газу		Період нагнітання газу	
	Об'єм газу на 01.04.2012 р.		Об'єм газу на 01.10.2012 р.	
	млн м ³	%	млн м ³	%
I	212,0	6,1	214,8	4,1
II	247,6	7,1	246,7	4,8
III	1352,6	39,1	1910,1	36,9
IV	1651,3	47,7	2806,6	54,2
Всього	3463,5	100	5178,2	100

6.2 Математична модель процесу фільтрація

Фільтрація азоту в пористому середовищі, яке заповнене природним газом, спричиняється взаємним конвективним рухом та дифузією газ-газ. Внаслідок цього на межі середовищ виникає зона змішування газів, які є близькими за в'язкістю. Конвективна дифузія залежить від структури пористих каналів. На величину коефіцієнта конвективної дифузії впливає розкид розмірів пор. За малих швидкостей здійснення процесу витіснення природного газу азотом визначальною є молекулярна дифузія. За швидкостей руху газу порядку 3–4 м/с коефіцієнти молекулярної дифузії та конвективної фільтрації є одного порядку[159]. За великих швидкостей фільтрації газу коефіцієнт конвективної дифузії на один-два порядки перевищує коефіцієнт молекулярної дифузії. Зі збільшенням ступеня турбулентності газу величина молекулярної дифузії зменшується практично до нуля.

Формулюючи математичну модель заміщення буферного природного газу азотом виходитимемо із того, що за газодинамічними характеристиками природний газ і азот відрізняються незначно. Тому треба очікувати, що їхня проникність у пористих середовищах відрізнятиметься також незначно. Це дає змогу об'єднати задачі фільтрації двох газів в одну фільтраційну задачу. Такі припущення не мають суттєво вплинути на результати моделювання, позаяк невизначеності щодо основних геофізичних, фільтраційних, акумулюючих і геометричних параметрів пласту є більш істотні.

За такого припущення, у разі, коли природний газ і газ-азот не змішуються, задача зводиться до знаходження межі розділу газів у кожен момент часу в процесі їх фільтрації. В іншому разі треба встановити концентрацію азоту (або природного газу) у суміші газів, яка утворюється в процесі заміщення, як функції просторових координат і часу.

Об'єми газу-заміщення в пласті розраховуватимемо за рівнянням стану азоту. Коефіцієнт стисливості азоту за реальних пластових умов буде близьким до 0.97.

6.2.1 Математична модель дифузії газу

Розподіл концентрації азоту $C(x, y, t)$ в пористому середовищі, заповненому природним газом, визначає рівняння [160]

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D \frac{\partial C}{\partial y} \right) - \frac{\partial(v_x C)}{\partial x} - \frac{\partial(v_y C)}{\partial y} + U(x, y, t), \quad (6.1)$$

де D – коефіцієнт молекулярної дифузії;

v_x, v_y – компоненти вектору швидкості фільтрації (конвективного переносу) газу;

$U(x, y, t)$ – функція зосереджених джерел азоту.

Коефіцієнт молекулярної дифузії можна визначити за відомою формулою [7]

$$D = \frac{10^{-3} T^{1.75}}{P(v_A^{1/3} + v_G^{1/3})^2} \sqrt{\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_G}}, \quad (6.2)$$

де T – абсолютна температура;

P – тиск газу;

v_A, v_G та M_A, M_G – мольні об'єми та мольні маси азоту і природного газу відповідно.

Розв'язок рівняння (6.1) треба підпорядкувати на контурі Γ_z крайовій умові

$$\frac{\partial C}{\partial x} v_x + \frac{\partial C}{\partial y} v_y = 0, \quad (x, y) \in \Gamma_z, \quad (6.3)$$

яка визначає непроникність для азоту межі пласта Γ_z .

Функція джерел U визначає інтенсивність надходження газу-замінника через свердловини, які використовують для нагнітання азоту в пласт. Оскільки

вибійні області є малі порівнюючи з розмірами пласту, то функцію U розглядаємо як сукупність зосереджених джерел, подаючи її у вигляді

$$U(x_i, y_i, t) = \sum_{i=1}^{N_A} U_{0i} \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) [\eta(t - t_{1i}) - \eta(t - t_{2i})]$$

де N_A – кількість свердловин, через які нагнітають азот у пласт;

U_{0i} – інтенсивність нагнітання азоту через i -ту свердловину ($i \in \{1, 2, \dots, N_A\}$);

$\delta(\dots)$ – дельта-функція Дірака;

$\eta(\dots)$ – функція Хевісайда;

x_i, y_i – координати i -тої свердловини;

t_{1i}, t_{2i} – моменти початку та завершення процесу нагнітання газу через i -ту свердловину.

6.3 Формулювання задач

6.3.1 Задача ідентифікації

Розглядаємо пласт Ω який сформований з n гідравлічно пов'язаних різних пластів Ω_i : $\Omega = \bigcup_{i=1}^n \Omega_i$. Множину пластів Ω поділяємо на підмножини

робочих $\Omega^W = \{\Omega_1^W, \Omega_2^W, \dots, \Omega_{n^W}^W\}$ та буферних $\Omega^B = \{\Omega_1^B, \Omega_2^B, \dots, \Omega_{n^B}^B\}$ пластів:

$\Omega = \Omega^W \cup \Omega^B$, де n^W та n^B – кількості робочих та буферних пластів відповідно.

Припустимо, що в будь-якому пласті Ω_i ($i = 1, \dots, n$) наявні свердловини, через які забезпечують вимірювання пластового тиску. Результати такого вимірювання для k -тої свердловини, що в i -тому пласті можна подати у вигляді часової залежності $p_{ik}(t)$, $t \in T_{ik}$, де T_{ik} – часовий проміжок, впродовж якого проводили вимірювання тиску в k -тій свердловині i -того пласта.

Ці емпіричні дані можна використати сумісно із математичною моделлю (6.1) – (6.3) для визначення розподілів тиску в пластах та ідентифікації фільтраційних властивостей пластів. Зокрема, базуючись на даних вимірювання пластового тиску $p_{ik}(t)$ в рамках математичної моделі (6.1) – (6.3) можна розглядати наступні задачі.

1. Знайти зміну за часом середнього значення пластового тиску $\bar{p}_i(t)$ для кожного пласта Ω_i ($i = 1, \dots, n$) і встановити інтенсивність фільтраційних потоків між пластами та проникність між пластових зон.
2. Знайти коефіцієнти проникності k_i пластів Ω_i , їхню потужність h_i та коефіцієнти пористості m_i .
3. За зміною середньо пластових тисків $\bar{p}_i(t)$, ($i = 1, \dots, n$) встановити об'єми V_i акумульованого газу в пластах Ω_i ;
4. Уточнити середні параметри пластів \bar{m}_i, \bar{h}_i та \bar{p}_i , використовуючи рівняння стану газу $V_i = V_i(S_i, \bar{m}_i, \bar{h}_i, \bar{p}_i)$ ($S_i, \bar{m}_i, \bar{h}_i, \bar{p}_i$ - площа поверхні, середня пористість, потужність та тиск у пластах Ω_i відповідно).

Треба зазначити, що не існує універсальних алгоритмів ідентифікації параметрів моделей пластів–колекторів. Це пов'язано зі складною геологічною будовою пластів, їхньою неоднорідністю розподілу, застосування двовимірної моделі, неможливістю розділити вплив багатьох параметрів на розподіл тиску, нерівномірністю розміщення свердловин як робочих, так і спостережних, неможливістю проведення вимірювань витрати одночасно на всіх свердловинах тощо.

6.3.2 Задача заміщення буферного газу.

Нехай I_s – множина свердловин, наявних на блоках 1–3, а I_w — множина додаткових свердловин, які, за потреби, можна встановити на газосховищі. Кожну із множин розглядатимемо як об'єднання двох підмножин $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$, $I_w = I_{wa} \cup I_{wn}$, де I_{sa} – множина наявних свердловин, які планувалося

використовувати для нагнітання азоту в пласт у процесі заміщення, I_{sn} – множина наявних свердловин, які можна використовувати для відбирання газу з пласту в процесі заміщення, I_{wa} – множина додаткових свердловин, які треба встановити для нагнітання азоту в пласт, I_{wn} – множина додаткових свердловин, які треба встановити для відбирання природного газу з пласту в процесі заміщення природного газу азотом. Множини координат свердловин із множин I_{wa} та I_{wn} позначимо як R_{wa} та R_{wn} : $R_{wa} = \{(x_i, y_i), i = 1, \dots, N_{wa}\}$, $R_{wn} = \{(x_j, y_j), j = 1, \dots, N_{wn}\}$, N_{wa} – кількість додаткових свердловин, призначених для нагнітання, (x_i, y_i) – координати цих свердловин, N_{wn} – кількість додаткових свердловин, призначених для відбирання газу, (x_j, y_j) – координати цих свердловин. Позначимо як $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ (N_{sn} – кількість наявних свердловин, призначених для відбирання газу) інтенсивність відбирання (витрату) природного газу через i -ту наявну свердловину, а через $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$ інтенсивність відбирання (витрату) через j -ту додаткову свердловину, яку необхідно встановити для відбирання газу. Позначимо як $g_i^{sa}(t)$, $g_j^{sn}(t)$, $g_i^{wa}(t)$ та $g_j^{wn}(t)$ – витрати паливного газу на свердловинах із множин I_{sa} , I_{sn} , I_{wa} та I_{wn} відповідно. Нехай T – заданий проміжок часу. Введемо функціонали відбирання газу Q_n , нагнітання азоту Q_a та затрат паливного газу Q_g в процесі заміщення буферного газу в пластах азотом

$$Q_n = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sn}} q_i^{sn}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wn}} q_j^{wn}(t) \right) dt \quad (6.4)$$

$$Q_a = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sa}} q_i^{sa}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wa}} q_j^{wa}(t) \right) dt \quad (6.5)$$

$$Q_g = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sn}} g_i^{sn}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wn}} g_j^{wn}(t) + \sum_{i=1}^{N_{sn}} g_i^{wn}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wn}} g_j^{wa}(t) \right) dt \quad (6.6)$$

Із математичної моделі (6.1) – (6.6) випливає, що за заданих початкових умов у всіх пластах Ω_i , заданих режимах відбирання газу $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ та $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$, а також заданих режимах нагнітання азоту $q_i^{sa}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sa}\}$ та $q_j^{wa}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wa}\}$ функціонали Q_n , Q_a та Q_g залежать тільки від поділу множини I_s на підмножини I_{sa} та I_{sn} , а також від множин додаткових свердловин I_{wa} та I_{wn} і координат їхнього розміщення в пластах, які визначаються множинами R_{wa} та R_{wn} :

$$\begin{aligned} Q_n &= Q_n(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}), \quad Q_a = Q_a(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}), \\ Q_g &= Q_g(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}) \end{aligned} \quad (6.7)$$

Сформулюємо задачу визначення оптимального за продуктивністю процесу відбирання буферного газу під час заміщення його азотом: за заданих режимів відбирання газу $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ та $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$ і режимів нагнітання азоту $q_i^{sa}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sa}\}$ та $q_j^{wa}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wa}\}$ визначити множини $I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}$, за яких функціонал відбирання газу Q_n , розрахований із використанням математичної моделі (6.1) – (6.6), досягає максимального значення:

$$Q = \max_{I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}} (Q_n) \quad (6.8)$$

за умов, що функціонал витрати паливного газу не перевищує заданого значення Q_g^* :

$$Q_g(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}) \leq Q_g^*, \quad (6.9)$$

а максимальні концентрації C_i^{\max} , $i \in \{1, 2, \dots, n^W\}$ азоту в робочих пластах не перевищують задані значення C_i^* :

$$C_i^{\max} \leq C_i^*, \quad i \in \{1, 2, \dots, n^W\} \quad (6.10)$$

Нехай тепер множина свердловин I_s і її підмножини I_{sa} та I_{sn} є задані: $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$. У цьому разі можна формулювати задачу оптимального

керування режимами відбирання буферного газу та нагнітання азоту в процесах заміщення.

Позначимо як $q_a(t) = [q_1^{sa}(t), q_2^{sa}(t), \dots, q_{N_{sa}}^{sa}(t)]^T$ набір функцій, визначених на часовому інтервалі T_a , які визначають режими нагнітання азоту в пласт через свердловини I_{sa} , $q_n(t) = [q_1^{sn}(t), q_2^{sn}(t), \dots, q_{N_{sn}}^{sn}(t)]^T$ набір функцій, визначених на часовому інтервалі T_n , які визначають режими відбирання з пласта через свердловини I_{sn} . Як випливає із математичної моделі (6.1) – (6.6) за заданої множини $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$ функціонали Q_n , Q_a та Q_g залежать лише від початкових умов та режимів роботи свердловин I_{sa} та I_{sn} :

$$Q_n = Q_n(q_a(t), q_n(t)), \quad Q_a = Q_a(q_a(t), q_n(t)), \quad Q_g = Q_g(q_a(t), q_n(t)) \quad (6.11)$$

Сформулюємо тепер задачу визначення режиму оптимального нагнітання азоту за заданої множини свердловин $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$: для заданого набору функцій $q_n(t)$, які визначають режими роботи свердловин I_{sn} , визначити набір $q_a(t) \in M_{q(t)}$ функцій, що визначають режими роботи свердловин I_{sa} , за якого функціонал Q_a досягає максимального значення Q

$$Q = \max_{q_a(t)} (Q_n), \quad (6.12)$$

де $M_{q(t)}$ – множина всіх можливих наборів функцій $q_a(t)$, які визначають режими роботи свердловин I_{sa} , для яких максимальні концентрації азоту C_i^{\max} , $i \in \{1, 2, \dots, n^w\}$ в робочих пластах, розраховані за математичною моделлю (6.1) – (6.6), не перевищують задані значення C_i^* .

Нехай $q_w(t) = [q_1^{wn}(t), q_2^{wn}(t), \dots, q_{N_{wn}}^{wn}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^w , які визначають режими відбирання газу свердловинами I_w в робочих пластах, $q_a(t) = [q_1^{ba}(t), q_2^{ba}(t), \dots, q_{N_{ba}}^{ba}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^{Ba} , які визначають режими нагнітання азоту через

свердловини I_{Ba} в буферних пластах, $q_n(t) = [q_1^{bn}(t), q_2^{bn}(t), \dots, q_{N_{bn}}^{bn}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^{Bn} , які визначають режими відбирання буферного газу зі свердловин I_{Bn} в буферних пластах.

Сформулюємо задачу оптимального керування режимами заміщення буферного газу азотом у пласті, що перебуває в експлуатації: за заданого набору функцій $q_w(t)$, які визначають режими роботи свердловин у робочих пластах Ω^W , знайти набори функцій $q_a(t)$ та $q_n(t)$, за яких функціонал Q_n , обчислений у свердловинах I_{sn} у буферних пластах, досягає свого максимального значення Q

$$Q = \max_{q_a(t), q_n(t)} (Q_n), \quad (6.13)$$

за найменшого з усіх можливих інтервалу T^{Ba} нагнітання азоту та за умови, що розраховані за моделлю (6.1) – (6.6) максимальні концентрації азоту в робочих пластах Ω^W не перевищують заданих значень.

6.4 Алгоритм розрахунку координат контура поширення азоту

Розглянемо неоднорідний пласт за проникністю, пористістю та потужністю. Вважаємо, що процес поширення азоту проходить без його змішування з природнім газом, себто розглядається роздільна фільтрація двох газів. Через деякі свердловини нагнітається азот, а через інші можливий відбирання природного газу. Пласт – колектор за потужністю (різниця висотних відміток верхньої та нижньої поверхонь пласту) порівняно з іншими розмірами є незначним. Характерні віддалі в задачі – сотні метрів, а часи – місяці й роки. У цих припущеннях відношення капілярного тиску до повної гідродинамічної втрати тиску є малим. Це дає змогу нехтувати капілярними силами. Рух газів підпорядкований закону Дарсі. Гравітаційні сили не враховуються.

Відбирання (нагнітання) газу з підземних сховищ здійснюється через n свердловин, які розміщені в точках (x_i, y_i) , протягом деякого проміжку часу $t \in [t_{1i}, t_{2i}]$, ($i = \overline{1, n}$). Густина відбирання визначається формулою

$$q(t) = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n q_i \delta(x - x_i)(y - y_i) [\eta(t - t_{1i}) - (t - t_{2i})], \quad (6.14)$$

де q_i – відбирання газу з i -ї свердловини, $\delta(x)$ – дельта-функція Дірака, $\eta(t - t_{ji})$ – одинична функція Хевісайда, V – об'єм газосховища.

Множина всіх свердловин S є об'єднання двох підмножин свердловин – S_1 та S_2 . У множину S_1 входять робочі свердловини, а в множину S_2 свердловини, через які проходить нагнітання азоту. У зв'язку із цим область пласта – колектора також розбивається на дві множини областей. В одній із множин областей є присутнім азот. В області поширення азоту має місце рівняння стану для азоту

$$P = g \rho_a z_a R_a T, \quad (6.15)$$

а в зовнішній – рівняння стану для природного газу

$$P = g \rho z R T \quad (6.16)$$

На межі азот – природний газ виконується умова на рівність тисків. Повинна мати місце ще й умова на об'єм газу у внутрішній області.

$$Q_\Sigma = \frac{T_{am}}{P_{am}} \int_0^F \int_0^h \frac{p m}{T z} dF dh \approx \frac{T_{cm}}{P_{cm}} \frac{\bar{p}}{\bar{T} \bar{z}} \bar{m} \bar{h} F \quad (6.17)$$

де F – площа розміщення азоту.

Для знаходження координат точок контура виконуються наступні дії: у кожен момент часу знаходиться $\bar{v}(x, y, t)_{\bar{n}} = -\frac{k}{\mu_a} \frac{dp}{d\bar{n}}$ – швидкість руху координат $(x, y) \in \Gamma_a$ контура за градієнтом тиску вздовж нормалі \bar{n} до контура розмежування природного газу й суміші азоту з природнім газом, де \bar{v} – градієнт швидкості фільтрації в напрямку нормалі в точці (x, y) на контурі Γ_a , k – коефіцієнт проникності, μ_a – динамічна в'язкість азоту, p – тиск газу. У

процесі зміни довжини контура густину точок $(x, y) \in \Gamma_a$ на контурі підтримуємо стабільною. Для прискорення часу розрахунку параметрів контура, густину точок на контурі бажано суттєво не нарощувати.

Необхідно постійно контролювати виконання, із потрібною точністю, рівності $V_a(t) = V_n(t)$. Тут позначено: $V_a(t)$ - об'єм газу, який знаходиться в області $\Omega_a(t, \Gamma_a)$, а $V_n = \sum_{i=1}^n V_i(t)$ – сумарний об'єм азоту, який надійшов у пласт–колектор за час t через n нагнітальних свердловин. У разі, якщо розрахований об'єм азоту за розрахованим контуром є нерівний об'єму закачаного азоту (розраховується за параметрами зосереджених свердловин), то проводиться корегування швидкості руху точок на контурі в такий спосіб, щоб досягти рівності (6.17) із заданою точністю.

Якщо корегування швидкості поширення на кожному часовому кроці буде значним, то його можна уточнювати

$$\bar{v}(x, y, t)_{\bar{n}_a} = \begin{cases} -\frac{k_a}{\mu_a} \frac{\Delta p_a}{\Delta \bar{n}_a} - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta \bar{n}}, \frac{\Delta p_a}{\Delta p} \geq 0 \\ -0.5 \left(\frac{k_a}{\mu_a} \frac{\Delta p_a}{\Delta \bar{n}_a} - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta \bar{n}} \right), \frac{\Delta p_a}{\Delta p} \leq 0, \end{cases} \quad (6.18)$$

де перший доданок знаходиться у внутрішній області (області знаходження азоту), а другий – у зовнішній області. За час Δt точка $(x, y) \in \Gamma_a$ в напрямку нормалі пройде шлях $\Delta t v(x, y, t + \Delta t)$.

Під час нагнітання азоту в декілька свердловин кількість незв'язних областей заповнених азотом постійно змінюється.

6.5 Чисельні експерименти

Проведенню чисельних експериментів передувало адаптування математичної моделі за замірними даними реальних газодинамічних та фільтраційних процесів, які проходять у неоднорідних пористих областях

(пластах – колекторах). Процес адаптування полягав у знаходженні параметрів проникності пластів газосховища, його певних блоків та слабо проникних пропластків між певними пластами. Багаторазові числові експерименти на програмному комплексі забезпечували постійне уточнення адаптивних параметрів моделей. Одним із важливих і досить переконливих аргументів щодо адекватності моделі є достатня точність розрахованих параметрів динаміки зміни тисків у нейтральний період (між завершенням відбирання та початком нагнітання газу).

Розрахунок пластового тиску в робочій області проведено протягом шести сезонів нагнітання та відбирання газу. Оцінити результати адаптації можна за графіками заміряних та розрахованих пластових тисків у робочій зоні, які наведені на рис. 6.2.

Розрахунок проведений за таких початкових параметрів (див. табл. 6.2).

Таблиця 6.2 – Ідентифіковані середні проникності областей пластів-колекторів

№ з/п	Середньо пластовий тиск на початку нагнітання газу	Середня проникність області
1 блок № 1	$p_1=21.8$	$k_1=7e-12$
2 блок № 1	$p_2=28.0$	$k_2=4e-14$
3 блок № 2	$p_3=32.0$	$k_3=0.8e-14$
4 блок № 3	$p_4=34.0$	$k_4=2e-13$
5 блок № 4	$p_5=24.0$	$k_5=0.9e-15$

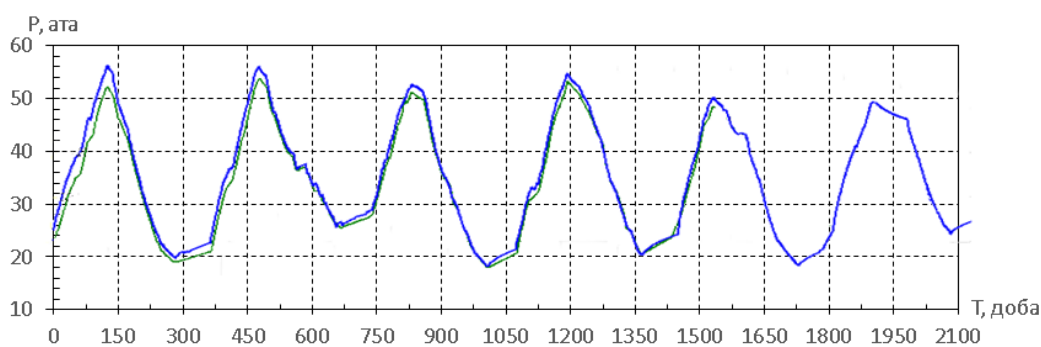


Рисунок 6.2 – Розрахований та заміряний тиски протягом п'яти сезонів нагнітання та відбирання газу

Незначне відхилення розрахованих та замірених пластових тисків у початковий момент (перший сезон нагнітання) проявляється за недостатньої збалансованості модельних та реальних параметрів, а також у різних підходах до розрахунку пластових тисків (програма дає змогу розраховувати середній тиск у робочій області за встановленими пластовими тисками в області вибою всіх робочих свердловин).

6.5.1 Проблеми адаптації параметрів моделей технологічних об'єктів ПСГ

На точність адаптації фільтраційних та термо-гідравлічних моделей впливає багато факторів. Короткий перелік основних факторів впливу наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Фактори впливу на точність розрахунку адаптивних параметрів

Тип моделі	Фактори впливу	Коментар
Фільтраційна модель пласту	Геологічні розломи Неоднорідність пласту Часта зміна режиму Нечіткі геометричні та геофізичні параметри Заміри тиску в незначній кількості координат пласту Часта зміна фільтраційних потоків за інтенсивністю та напрямками	Тиск міряється, часто, в одній точці зони пласту.
Фільтраційна модель вибійної зони	Постійна зміна області живлення Коефіцієнт проникності Коефіцієнт вихрових опорів Якість розкриття вибою Стан вибійної зони Точка роси	Фільтраційні опори можуть певним чином залежати від режиму експлуатації свердловин. Середня область невизначеності знаходження опірних параметрів становить 10–12%
Свердловини	Гідравлічний опір Коефіцієнт тепловіддачі в зовнішнє середовище Місцевий гідравлічний опір гирла	
Шлейфова система збору газу	Гідравлічний опір	Шлейфова система збору газу має незначний вплив на дебіт свердловин
Газоперекачувальний агрегат	Область допустимих режимів Ефективна потужність ВН Політропічний ККД Зведені характеристики ВН Коефіцієнти технічного стану ВН Коефіцієнти технічного приводу за потужністю та паливним газом Номинальні параметри	Як перше наближення для ГПА достатньо встановити ККД технічного стану приводу та політропічне ККД для відцентрового нагнітачу

Адаптація пластової системи проводиться в такий спосіб. У найдовший нейтральний період, треба очікувати, що середній тиск у робочій зоні стабілізується й буде близьким до середньо пластового тиску. Розраховуємо об'єм газу, який знаходиться в пласті-колекторі. Якщо він не відповідає вже встановленому на етапі, коли газосховище було ще родовищем, за одним із методів (наприклад, за падінням середньо пластового тиску), у такому разі змінюю масштабного коефіцієнт, який змінює геометричні параметри пласту, а також параметру відкритого пористого середовища – пористість. Важливо пам'ятати, що частина газу знаходиться в слабо проникних периферійних зонах, або в зонах відділених від робочої зони геологічними розломами чи слабо проникними поропластами. Сказане впливає на темп відновлення тиску в робочій зоні.

Інший параметр – проникність, встановлюємо таким, щоб він забезпечив достатню близькість тисків заміряних та розрахованих у контрольних свердловинах та рівність середньо пластових тисків у робочій зоні протягом не менше ніж п'ять сезонів нагнітання та відбирання газу. Важливо пам'ятати, що проникність встановлена на одних режимах, може не відповідати іншим режимам, які за характером між собою дещо, чи значно відрізняються.

Розглянемо адаптацію системи вибій свердловин-газозбірний пункт. На шляху руху газу від пласту до газозбірного пункту зустрічаються гідравлічні опори, які розраховуються за: проникністю ближньої зони чи за фільтраційними опорами, гідравлічним опором робочої колони свердловини та гідравлічним опором системи збору газу. Ще треба врахувати місцевий опір який створює звуження потоку газу на гирлах свердловин. Залежність величини втрати тиску від дебіту свердловин є близькою до квадратичного й тому уточнювати всі перераховані величини можна одним коефіцієнтом.

На вказаному шляху – газозбірний пункт – вихід ДКС, втрати тиску відбуваються на вхідних та вихідних шлейфах, на апаратах підготовки газу, АПО й безпосередньо на обв'язці ГПА. Найскладніший зв'язок є між параметрами газу на входах та виходах ГПА та режимними параметрами приводу і відцентрового нагнітача ГПА. Для цього необхідно встановити

політропні ККД ВН та ККД приводів за паливним газом. Усі інші втрати тиску можна апроксимувати квадратичною залежністю від обсягів потоку газу.

Адаптація фільтраційної моделі проведена за заміряними тисками протягом 5 сезонів нагнітання та за тисками газу в певних свердловинах наявних у різних блоках пласту-колектору. Результати моделювання наведені на рис. 6.3–6.6. Результати моделювання з достатньою точністю співпадають із заміряними даними. Зміна тиску в робочій зоні значно випереджає зміну тиску в блоках пласту 2–4 майже 2–6 місяців залежно від віддаленості від робочої зони свердловин. Виявилось, що другому блоці замірянний пластовий тиск газу у двох різних свердловинах міняється по різному (рис. 6.4).

На (рис. 6.3–6.6) представлені результати розрахунку пластового тиску в робочій зоні та у вказаних свердловинах. У свердловинах заміру пластового тиску діапазон його зміни є меншим за діапазон у робочій зоні свердловин. Треба зазначити, що динаміка зміни тиску у вказаних свердловинах є близькою до реальної.

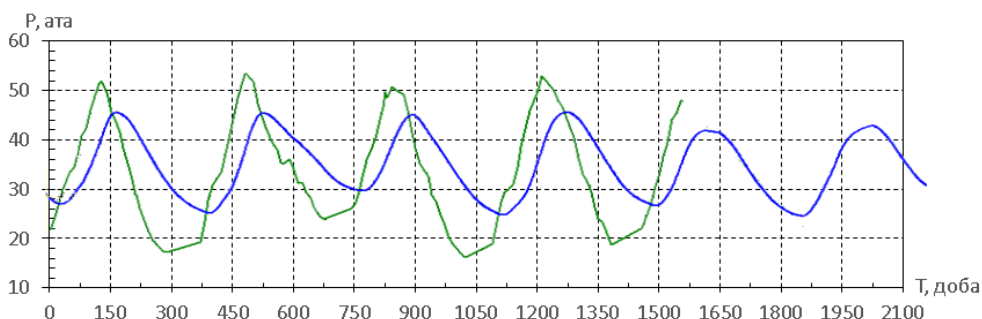


Рисунок 6.3 – Результати розрахунку зміни тиску у свердловині № 405 (блок 1) протягом шести сезонів відборів нагнітання газу

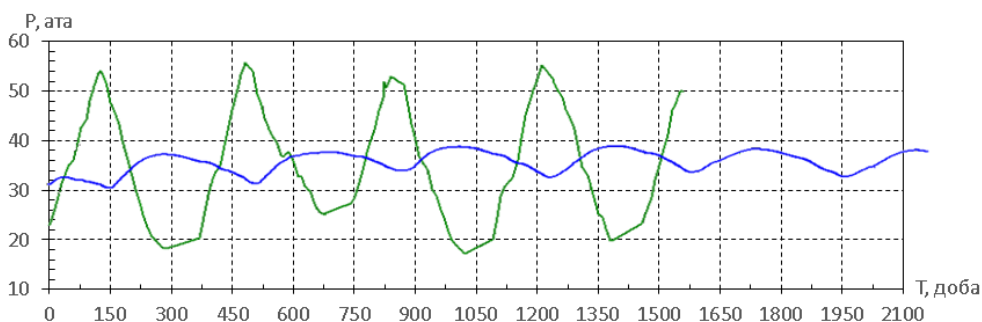


Рисунок 6.4 – Результати розрахунку зміни тиску у свердловині № 212 (блок 2) протягом шести сезонів відборів нагнітання газу

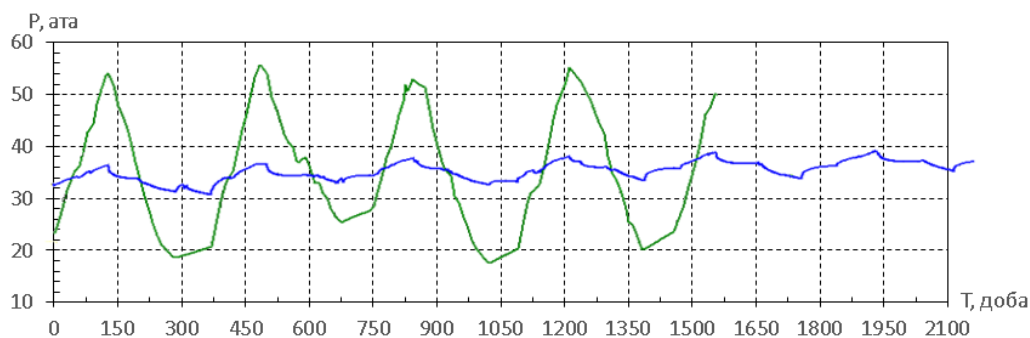


Рисунок 6.5 – Зміна середнього тиску в блоці № 3 протягом часу нагнітання азоту

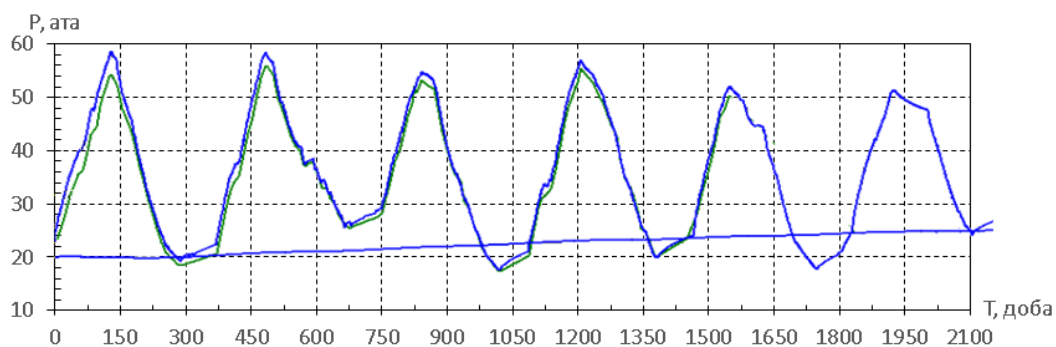


Рисунок 6.6 – Розрахований та заміряний тиски в робочій зоні свердловин та розрахований пластовий тиск у свердловині № 165 у 4 блоці

У застійній зоні пласта-колектору сховища (блок 4) тиск постійно зростає уже протягом багатьох років.

6.6 Моделювання процесу нагнітання азоту

Нагнітання азоту проводилося у свердловини, які розміщені в блоку № 3. Це пов'язано з тим, що блок № 4 має досить низьку проникність пласту. Розглянуто декілька варіантів. Нагнітання азоту проводилося з різною інтенсивністю. На рис. 6.8 приведено результати моделювання процесу нагнітання азоту з інтенсивністю $2.9 \text{ м}^3/\text{с}$ у блок № 3 протягом чотирьох років (1460 днів). Оцінювання процесу нагнітання азоту проводилося за зміною пластового тиску в нейтральний період – після завершення сезону відбирання активного газу.

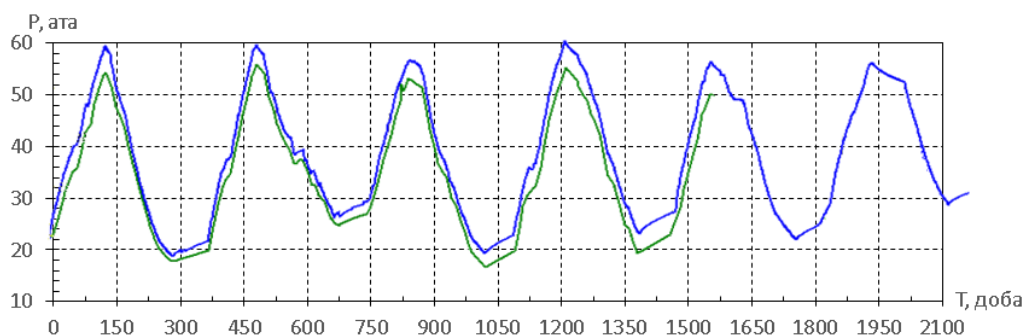


Рисунок 6.7 – Розраховані пластові тиски в робочій області свердловин: синя крива – за умови нагнітання азоту, зелена крива – за умови роботи ПСГ за відсутності нагнітання азоту

Наведені графіки на рис. 6.7 візуально різняться. Особливо різниця між тисками є відчутною в нейтральний період роботи ПСГ і вона зростає після кожного наступного нейтрального сезону. Ця різниця дає змогу оцінити обсяг газу який проявився в робочій зоні за час нагнітання азоту у свердловини третьої зони.

Таблиця 6.4–Зміна тиску (МПа) у нейтральний період після нагнітання 182.9 млн м³ азоту

Режим роботи	Кінець 2-го сезону	Кінець 3-го сезону	Кінець 4-го сезону
Після нагнітання азоту P_1	2,868	2,265	2,558
Без нагнітання азоту P_2	2,777	2,116	2,347
Різниця тисків ($\Delta P = P_1 - P_2$)	0,091	0,149	0,211

Таблиця 6.5 – Зміна тиску (МПа) у нейтральному періоді після нагнітання 365.8 млн м³ азоту

	Кінець 2-го сезону	Кінець 3-го сезону	Кінець 4-го сезону
Після нагнітання азоту P_1	2,975	2,397	2,744
Без нагнітання азоту P_2	2,777	2,116	2,347
Різниця тисків ($\Delta P = P_1 - P_2$)	0,198	0,281	0,397

Проведено моделювання процесу нагнітання азоту в певні свердловини 2 –ї зони та роботи газосховища.

Проведено дослідження розробленого моделюючого комплексу на адекватність процесам, які проходять в об'єктах ПСГ у такий спосіб. Одночасно із нагнітанням азоту в 4 зону, яке проводилося протягом 5 років 4-ма свердловинами з інтенсивністю $0.7408 \text{ м}^3 / \text{с}$ (загальний об'єм азоту склав $467.237376 \text{ млн м}^3$). Одночасно із нагнітанням азоту проводилося додаткове до наявного відбирання газу з ПСГ із робочої зони 3-ма свердловинами з інтенсивністю $0.75 \text{ м}^3 / \text{с}$ (загальний об'єм газу склав 354.78 млн м^3).

За знайденого відбирання газу додатково до наявного, тиски в робочій зоні на кінець п'ятого сезону співпали, що підтверджує правильність знайдених обсягів природного газу, витіснених азотом у робочу зону.

6.7 Розрахунок координат контура поширення азоту

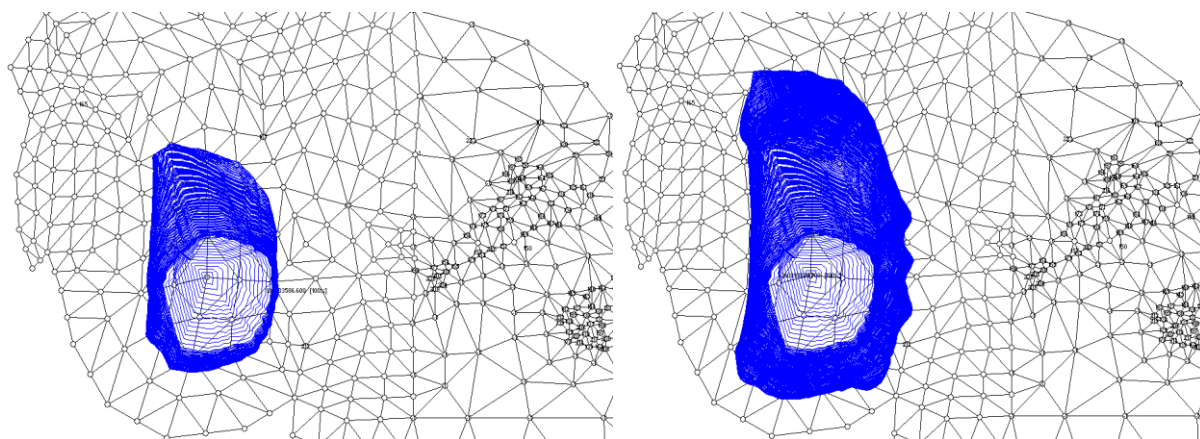


Рисунок 6.21 – Область поширення азоту після нагнітання 129.6 млн м^3 азоту на протязі 300 днів ($5 \text{ м}^3/\text{с}$) (зліва) та область поширення азоту після нагнітання 260.0 млн м^3 азоту протягом 600 днів ($5 \text{ м}^3/\text{с}$).

Таблиця 6.6 – Зміна тиску на завершенні сезонів нагнітання та відбирання газу за умови нагнітання 600 млн м³ азоту за три роки

Назва заходу	Режим розрахований	1- сезон	2- сезон	3- сезон
	Тиск у роб. зоні за завершення нагнітання	53.15	52.70	51.30
	Тиск у роб. зоні за завершення відбирання	23.41	29.20	23.40
Закачаний азот (600 млн м ³ за три роки)	Тиск у роб. зоні за завершення нагнітання	53.20	52.30	49.80
Закачаний азот (600 млн м ³ за три роки)	Тиск у роб. зоні за завершення відбирання	23.00	27.90	20.50
Ефект від нагнітання азоту	Підвищення тиску за завершення нагнітання	- 0.05	0.40	1.50
Ефект від нагнітання азоту	Підвищення тиску за завершення відбирання	0.41	1.30	2.90

Таблиця 6.7 – Зміна тиску на завершенні сезонів нагнітання та відборів газу за умови нагнітання 400 млн м³ азоту за три роки

Назва заходу	Режим розрахований	1- сезон	2- сезон	3- сезон
	Тиск у роб. зоні за завершення нагнітання	53.15	52.70	50.78
	Тиск у роб. зоні за завершення відбирання	23.41	28.56	23.19
Закачаний азот (400 млн м ³ за три роки)	Тиск у роб. зоні за завершення нагнітання	53.15	52.70	49.82
Закачаний азот (400 млн м ³ за три роки)	Тиск у роб. зоні за завершення відбирання	23.41	27.70	21.47
Ефект від нагнітання азоту	Підвищення тиску за завершення нагнітання	0.00	0.00	0.96
Ефект від нагнітання азоту	Підвищення тиску за завершення відбирання	0.00	0.86	1.72

Проведемо оцінювання ефекту від нагнітання азоту. За вхідні дані для розрахунку візьмемо дані табл. 6.8.

Результати розрахунку наведені в табл. 6.9.

Таблиця 6.8 – Вхідні дані для розрахунку

Параметр	Значення параметру
Максимальний пластовий тиск	51.0 атм
Мінімальний пластовий тиск	21.8 атм
Тиск у газопроводі-відводі	35.0 – 48.0 атм
Обсяг відібраного газу за сезон	1 800.00 млн м ³ .
Обсяг паливного газу	14.51 млн м ³ за сезон
Середній відбирання газу за добу	11.92 млн м ³
Вартість паливного газу	7 110,4 грн за 1000 м ³
Тривалість сезону відбирання	151 днів
Сумарний об'єм закачаного азоту	365.8 млн м ³ газу протягом чотирьох років

Таблиця 6.9 – Тиск газу в (атм) у нейтральний період до й після нагнітання азоту

Режим роботи	Кінець 2-го сезону атм	Кінець 3-го сезону атм	Кінець 4-го сезону атм
Після нагнітання P_1	29,75	23,97	27,44
Без нагнітання P_2	27,77	21,16	23,47
Різниця тисків ($\Delta P = P_1 - P_2$)	1.98	2.81	3.97

Таблиця 6.10 – Результати розрахунку затрат паливного газу на відбирання природного газу в процесі нагнітання азоту

Режим роботи	Середній обсяг паливного газу, тис. м ³ за добу	Збільшення затрат на паливний газ, млн грн
З поповненням буферного газу протягом року	92.1	10.95
З поповненням буферного газу протягом двох років	87.7	7.95
З поповненням буферного газу протягом трьох років	57.32	40.50
Поточний	96.73	

За п'ять сезонів відбирання та нагнітання природного газу та одночасного нагнітання азоту об'ємом 467.237376 млн м³ (інтенсивністю 256 тис. м³ за добу протягом п'яти років) у робочу зону переміщено 354.78 млн м³ природного газу.

Протягом нейтрального періоду в робочу зону (область робочих свердловин) повертається із 2 та 3 зон біля 130 млн м³ газу, а у всю першу зону повертається біля 200–250 млн м³ газу залежно від обсягів нагнітання та відбирання газу. Протягом часу відбирання газу в робочу зону повертаються дещо більші об'єми газу. Процес припинення міграції газу із робочої в 3 та 4 зони можна забезпечити нагнітанням 92.08 млн м³ азоту. За сезон відбирання газу, який становить в середньому 151 добу, поповнення буферного газу дає можливість зекономити паливного газу на суму близько п'яти мільйонів грн за рік за його вартості біля семи тисяч грн за 1000 м³.

Передбачена можливість забезпечити керування рухом контура поширення азоту, яке пов'язане із постійною адаптацією моделей фільтрації – постійне уточнення газодинамічних та фільтраційних параметрів пластів – колекторів та врахуванні впливу наявної анізотропії (не тільки в напрямку гравітаційних сил). Суттєвий вплив на швидкість зміни координат контура поширення азоту має інтенсивне нагнітання та відбирання природного газу наявними свердловинами. Це забезпечує зменшення процесу змішування газів, нарощення відбирання природного газу та зменшення інтенсивності руху азоту в напрямку робочої зони.

На контур поширення азоту можна, у певних межах, впливати: розподілом витрати азоту між наявними свердловинами та темпом його нагнітання, темпом та розподілом між вибраними свердловинами відборами природного газу. Деякий вплив має й синхронізація процесів нагнітання азоту з періодами відборів/нагнітання газу в робочу зону.

Частина відібраного природного газу бажано використати для оптимізації режимних параметрів відборів/нагнітання газу в робочу область. Оптимізація в такому разі пов'язана з поповненням буферного природнім газом. Це дає змогу мінімізувати об'єми паливного газу на режими відбирання та нагнітання газу, а також нарощення піковості (максимального відбирання газу) ПСГ на заданих інтервалах часу його роботи.

6.8. Висновки до шостого розділу

1. Поставлена задача заміщення частини буферного газу способом витіснення природного газу азотом у слабо проникних пористих середовищах.

2. Розроблено алгоритм розрахунку координат контура двомірної області поширення азоту за умови незмішування його з природним газом у процесі сумісної фільтрації.

3. Проведена апробація на реальних даних розробленого алгоритмічного забезпечення протягом багатьох сезонів нагнітання та відбирання природнього газу з одночасним нагнітанням азоту.

4. Проведені числові експерименти дали змогу оцінити запропоновані технологічні рішення процесу заміщення частини буферного газу азотом та уточнити алгоритм для роботи в умовах неповної визначеності об'єкта дослідження.

РОЗДІЛ 7

ОПИС СТРУКТУРИ ТА ФУНКЦІОНАЛУ ПРОГРАМНИХ КОМПЛЕКСІВ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ МАСОПЕРЕНЕСЕННЯ В ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МЕРЕЖАХ ТА СИСТЕМАХ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

Розроблення сучасного математичного та програмного забезпечення для формування параметрів керування системами автоматики, а також програмних комплексів моделювання та оптимізації технологічних процесів транспортування та зберігання газу дає змогу обґрунтовувати диспетчерські рішення для забезпечення якісного та надійного обслуговування споживачів газу з мінімальними енергетичними затратами. Проведений аналіз режимів роботи ГТС та ПСГ виявив значний потенціал енергозбереження в ГТС і підземному зберіганні газу України. Він пов'язаний із розробкою і впровадженням інформаційних, моделюючих, оптимізуючих і, на їхній основі, систем прийняття рішень тощо. Максимальне його використання залежить від таких систем:

- моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів у технологічних об'єктах транспортування та зберігання газу;
- планування режимів за заданими критеріями оптимальності;
- для розрахунку нестационарних режимів транспортування та зберігання газу на заданий прогностичний період та заданий регламент роботи технологічних об'єктів;
- для розрахунку параметрів оперативного оптимального керування технологічними процесами транспортування та зберігання газу;
- для оперативного контролю за роботою газотранспортної системи (ГТС) і його технологічними об'єктами.

Так у процесі розроблення програмних комплексів з'явилося багато нових проблем, яким раніше не надавали уваги, а саме:

- розробка універсальних обчислювальних процедур, які б працювали надійно на великій кількості прикладів;
- розробка систем адаптації моделей, методів і підходів до моделювання процесів і об'єктів для охоплення всіх особливостей функціонування ГТС;
- відсутність чи незначна кількість стандартів, експериментальних (лабораторних) даних, відсутність даних щодо областей гарантованої застосовності моделей і методів тощо.

За модель життєвого циклу розроблення програмного забезпечення взято еволюційну модель, яка пропонує послідовну реалізацію блоків конструкції програмної системи. Вимоги до блоків встановлюються часткові й уточнюються в процесі їхньої апробації на реальних даних і, коригуються в процесі реалізації наступних проміжних блоків структури системи. Паралельно з розробленням ПЗ проводилися дослідження предметної області для вивчення потреб замовника й аналізу можливості застосування цієї моделі для реалізації системи. Використовувана модель розроблення ПЗ не вимагає формування повної множини вимог. Тому система створювалася ітераційним шляхом її еволюційного розвитку з отриманням робочих систем – прототипів. З часом вимоги змінювалися під впливом розробок, які проводяться для ГТС. Так, ефективні діючі програмні модулі – розрахунок розподільчих газових мереж із висотними відмітками у вершинах та розрахунок багатоцехових компресорних станцій, забезпечили швидкий розрахунок технологічних ланцюжків – пласт – газозбірний пункт – дотискувальна компресорна станція – магістральний газопровід. Нові вимоги до системи диктувалися і змінами умов (технологічними та економічними) експлуатації як ГТС, так і ПСГ.

На складність розроблення математичного та програмного забезпечення суттєвий вплив мають такі основні особливості системи: *змінна топологія* – зміна станів запірної та регулюючої арматури, зміна режимів, реконструкція та ремонтні роботи; *різномітність* – за технологічним призначенням та математичним представленням моделей із зосередженими та розподіленими параметрами; *неоднорідність* – за розмірними (довжина – від десятків метрів до сотні

й більше км; діаметри – від 100 до 1400 мм, зміна висотних відміток – до 800 м і більше), за технічними (за потужністю ГПА – 4–25Мвт), технологічними та параметрами моделей; *негерметичність* – вплив на режим роботи неідентифікованих витоків газу за об’ємами та місцезнаходженням; *нелінійність* – газодинамічних та фільтраційних процесів; *зношеність* – незначний залишковий ресурс; *розмірність процесів* – параметри моделей та процесів (газодинамічних, фільтраційних, теплових) різняться в межах до 6 порядків; *неповнота метрологічного забезпечення* – не забезпечують однозначну актуалізацію адаптивних параметрів моделей газових потоків в технологічних об’єктах; *час моделювання* – хвилини, години, доби, місяці, роки; *перехідні режими* – хвилини, години, декілька днів; *прогнозованість та планування* – на добу, місяць, сезон (літній, осінньо-зимовий); *фактори впливу* – прогнозовані, слабо прогнозовані, випадкові, зосереджені та розподілені, повільні та швидкі, внутрішні та зовнішні.

Матеріали розділу викладено у працях [35, 36, 41, 46–48].

7.1 Математичне та програмне забезпечення

Для газотранспортних систем запропоновані методи та алгоритми розв’язування поставлених задач, які доведені до стану промислової експлуатації. Набір розв’язаних задач, умовно, можна розділити на їхню приналежність до структурних елементів ГТС і ПСГ.

Магістральні газопроводи:

- гідравлічний та температурний розрахунок МГ;
- ідентифікація фактичних коефіцієнтів гідравлічного опору й ефективності (в стаціонарному та нестаціонарному випадках на річних даних);
- розрахунок коефіцієнту теплопередачі газ – зовнішнє середовище (в стаціонарному випадку на значних інтервалах часу);
- розрахунок об’єму акумульованого газу в газопроводі за умов нестаціонарного його руху;
- оцінювання втрат газу на ділянках газопроводів.

Компресорні станції:

- розрахунок режимів роботи ГПА, цеху, багатоцехових КС із різнотипними ГПА;
- розрахунок паливно – енергетичних затрат на заданий режим роботи ГПА, КС;
- розрахунок оптимальних режимів роботи багатоцехових КС;
- розрахунок робочих характеристик нагнітачів та приводів за оперативними заміряними даними;
- відображення архівних даних режимів роботи вибраного ГПА, КС із можливістю знаходження області їхніх реальних режимів;
- ідентифікація стану об'єктів ГПА і КС.
- термогідравлічний розрахунок на детальних граф – схемах КС.

Газотранспортна система:

- розрахунок, оптимальне планування і прогнозування роботи системи транспортування газу (розрахунок гідравлічний, температурний, за умов стаціонарного та нестаціонарного руху газу);
- розрахунок параметрів оптимального керування газопотоками в ГТС;
- побудова за заміряними даними гідродинамічних характеристик технологічного обладнання;
- моніторинг робіт на об'єктах ГТС, які впливають на розподіл потоків у ГТС;
- розрахунок запасу і зміни запасу газу в підрозділах, виділених підсистемах та в ГТС загалом в умовах її нестаціонарної роботи;
- розрахунок товаротransпортної роботи (ТТР) в підрозділах, певних споживачах, виділених підсистемах та в ГТС загалом;
- розрахунок показників витрат паливно – енергетичних ресурсів;
- розрахунок втрат, та норм втрат газу внаслідок негерметичності обладнання;
- прогнозування потреби в паливно-енергетичних ресурсах (перспективне та оперативне);

- розрахунок параметрів управління тепловим режимом транспортування газу;
- побудова автоматизованої системи рейтингового добору енергоощадних проєктів для впровадження на підприємствах АТ "Укртрансгаз" (енергетичний аудит);
- розрахунок вільних потужностей;
- моніторинг робіт на об'єктах ГТС, які впливають на потекорозподіл у ГТС (ПК вогневі роботи).

Задач аналізу для різних типів гідравлічних мереж є багато. Розроблено максимально універсальні методи, які забезпечили розв'язування певних наборів різнотипних задач. У таблиці 7.1 наведено класифікацію задач, розв'язування яких дає змогу побудувати ефективну систему керування ГТС і ПСГ.

Таблиця 7.1 – Основні розв'язані математичні проблеми

Задачі	Коментар
Розрахунок параметрів газу на ділянках газопроводів прокладених по пересіченій місцевості	Розв'язана для стаціонарного та нестаціонарного потоку газу із врахуванням розподіленого вздовж ділянки газопроводу температурного поля
Розрахунок розподільчих газових мереж високого та низького тиску із заданими висотними відмітками його прокладання в умовах усталених потоків газу	Задача повністю розв'язана в загальному випадку. Розроблені методи неградієнтного типу, що гарантують збіжність із довільного початкового наближення
Розрахунок розподільчих газових мереж високого тиску в умовах неусталених потоків газу	Розроблений метод розрахунку мереж із неусталеними потоками довільної топології. Стійкість методу забезпечується алгоритмом модифікації структури мережі
Розрахунок оптимальних режимів газотранспортних систем	Розроблений універсальний метод комбіаторної оптимізації, який забезпечує максимальну повну реалізацію наявного потенціалу оптимізації
Розрахунок оптимальних параметрів керування газопотоками в умовах неусталених газових потоків	Запропоновано метод, який поєднує оптимальне планування та керовані нестаціонарні перехідні режими
Розрахунок фільтрації газу в неоднорідних пористих середовищах	Розроблено метод швидкого розрахунку параметрів фільтрації газу в умовно тривимірних пористих областях із непроникною границею
Розрахунок параметрів фільтрації в неоднорідних пористих середовищах за умов витіснення природного інертним газом (сайклінг – процес).	Розроблено оригінальний метод розрахунку контура поширення інертного газу в газонасичених пористих пластах

7.2 Аналіз математичного та програмного забезпечення

Для режимних задач важливим є забезпечити: неперервний процес інформаційної підтримки та актуалізації стану об'єктів системи моделювання на заданому прогнозованому інтервалі часу; прогнозовані вхідні умови для проведення моделювання всієї системи, як єдиної гідравлічної системи; встановлення оптимальних параметрів режимів роботи об'єктів ГТС та ПСГ.

Основні блоки системи інформаційної підтримки режимних задач наведено на рис. 7.1.



Рисунок 7.1 – Система інформаційної підтримки розрахункових задач

Система планування режимів реалізована в оптимізаційній постановці (рис. 7.2).

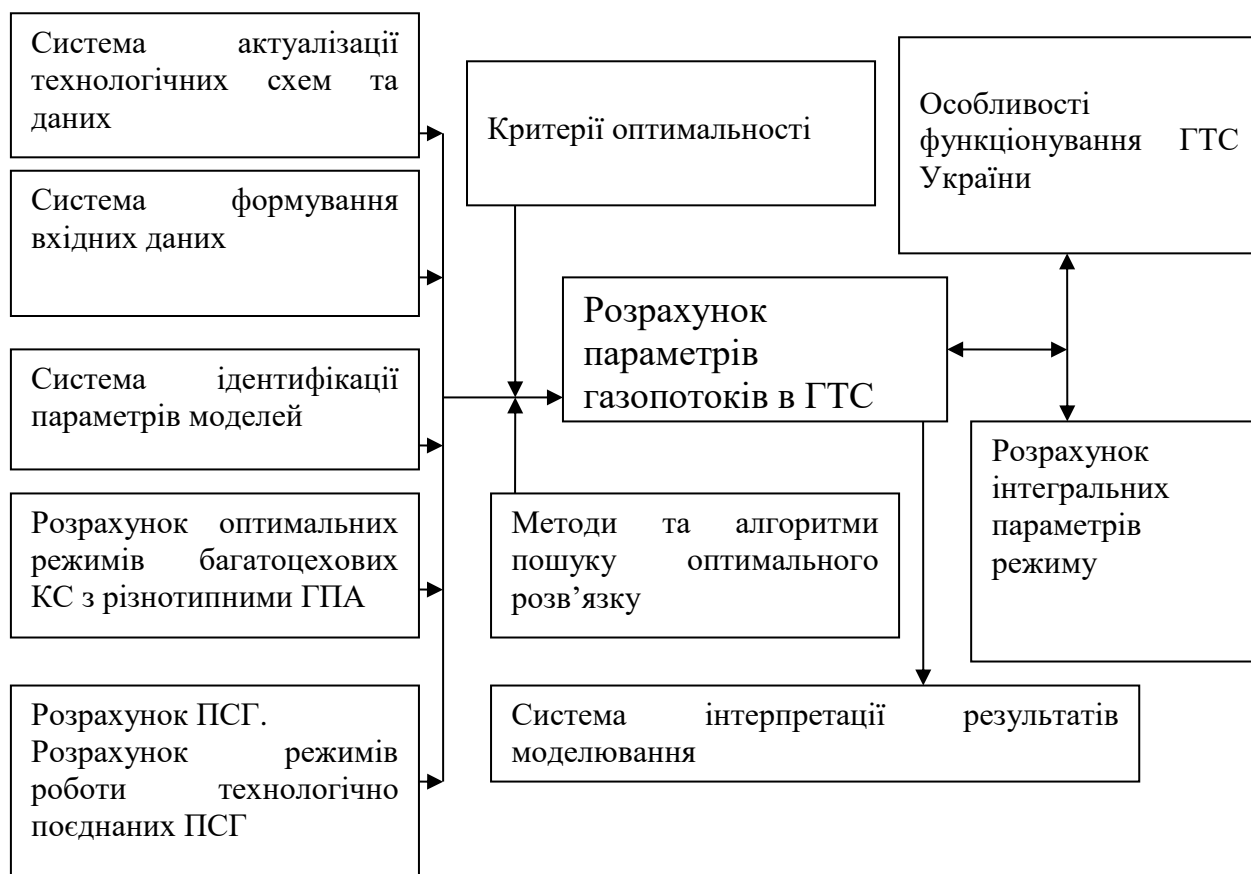


Рисунок 7.2 – Система планування режимів роботи ГТС і ПСГ

Розроблений оптимізаційний метод розподілу газових потоків для газотранспортних систем зі складною технологічною схемою ефективно працює із системами, які включають десятки тисяч об'єктів із різнотипними моделями газових потоків – дискретними та неперервними, математичними (система рівнянь) та імітаційними (алгоритмічний опис).

Важливою оцінкою якості оптимізаційного методу є його максимальна реалізація наявного потенціалу оптимізації та ефективність його використання в умовах постійно змінних початкових, крайових умов та топології ГТС.

Реалізація потенціалу оптимізації ГТС вимагає одночасно проводити параметричну та структурну оптимізацію. Для зменшення складності алгоритмічного забезпечення методів проведено:

- дослідження області зміни параметрів газодинамічних процесів у технологічних об'єктах ГТС;
- встановлено множину контрольованих параметрів та область їхньої зміни;
- розроблено алгоритми оптимізації для технологічних схем простої структури (лінійної, зіркової) та досліджено потенціал їхньої оптимізації;
- розроблено алгоритми оптимізації системних об'єктів – компресорних станцій та підземних сховищ газу;
- досліджено вплив зміни топології систем паралельних магістральних газопроводів із міжсистемними газопроводами.

Оптимізації режиму роботи передуює процес "посадження" моделюючої системи на реальний поточний режим. Цей процес ускладнюється наявними режимними вхідними даними.

Значна ступінь невизначеності режимної інформації, переважно, проявляється у відсутності замірів витрат, тисків і температур у багатьох вузлах газотранспортної системи. Проведений аналіз видів невизначеностей, характерних для процесу управління складними системами, якими є газотранспортні системи, показав: низьку точність і неповноту оперативної інформації (значна похибка вимірювань, ненадійна й малопродуктивна система передавання даних, асинхронність вимірювання й поступлення, недоступність до частини інформації тощо); неточність моделей (допущення про однорідність певних підсистем, спрощення пов'язане з неврахуванням повною мірою рельєфу прокладання трубопроводів, введення нечітких моделей типу термо – гідравлічних еквівалентів, неврахування повною мірою суттєвої нелінійності, часткове використання паспортних характеристик, тощо).

У процесі "посадження" моделюючої системи на реальний поточний режим проводиться ідентифікація параметрів моделей та уточнюється, за необхідності, стан певних технологічних об'єктів.

7.3 Інформаційні моделі. АРМ технологічних схем

Для всіх технологічних об'єктів ГТС розроблені інформаційні моделі та їхнє графічне представлення на граф-схемі. Розроблений АРМ є програмним продуктом, який призначений для створення, редагування й перегляду технологічних схем (ТС) МГ і забезпечення роботи кранового журналу, журналу вогневих робіт і АРМу диспетчера. Технологічна схема є структурною моделлю ГТС. Вона інтегрована з базами заміряних даних та АРМами й актуалізується в автоматичному режимі.

Оперативне поновлення графічної інформації є основою актуальності ТС. Технологічна схема формується, збирається та налаштовується автоматично кожен режимний час.

Основні функціональні можливості редактора схем:

- забезпечене формування єдиної системи класифікації й кодування технологічних об'єктів транспортування та зберігання газу;
- забезпечений системний зв'язок понять, класів об'єктів і відношень між об'єктами предметної області магістрального транспорту газу;
- забезпечена наскрізна адресація всіх технологічних об'єктів системи, себто код одного й того ж об'єкта на всіх схемах співпадатиме;
- забезпечена об'єктна орієнтованість усіх розроблених технологічних схем;
- забезпечено створення графічної бази даних (БД) інтегрованих об'єктно-орієнтованих інформаційних структур для використання їх у програмно-обчислювальних і аналітичних комплексах із ціллю підтримки прийняття диспетчерських рішень на всіх рівнях керування ГТС України.

Об'єкти предметної області, які описані в базі даних мають унікальні ключі-ідентифікатори. На всіх рівнях схем використовуватимуться одні й ті ж графічні символи об'єктів.

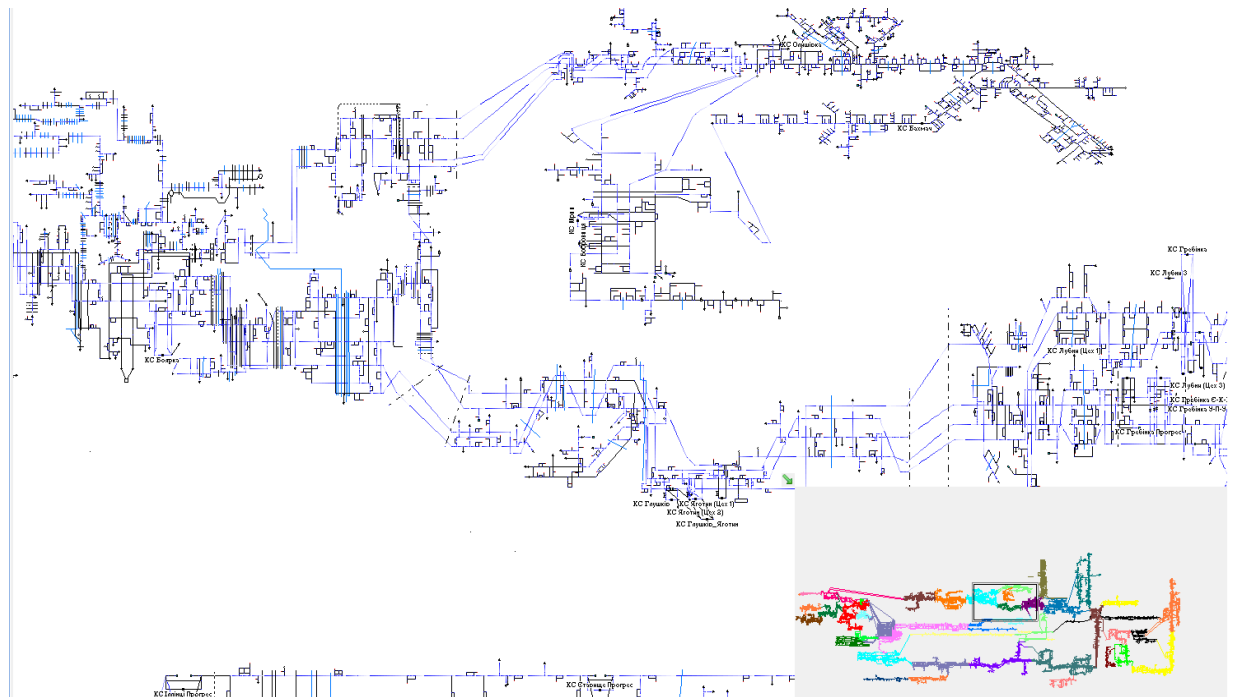


Рисунок 7.3 – Технологічна схема ГТС України

Властивості об'єкта		Властивості об'єкта	
Розрахункові параметри	[87,74, 31,2,]	Розрахункові параметри	[89,77, 1, 904007]
Код об'єкта		Код об'єкта	904007
Об'єми	[87,74, 0, False]	Об'єми	[89,77, 0, False]
Кількість газу (млн.м3/добу)	87,74	Кількість газу (млн.м3/добу)	89,77
Кількість газу задана (млн.м3/добу)	0	Кількість газу задана (млн.м3/добу)	0
Витікання газу	0	Витікання газу	0
Задати об'єми для розрахунку	<input type="checkbox"/>	Задати об'єми для розрахунку	<input type="checkbox"/>
Діаметри	[1388]	Компресорна станція	[79, 0,813360614815046, 0,54]
Діам. вн. (мм)	1388	Назва завдання для КС	Бар Союз (79)
Діам. зовн. (мм)	1388	КС ККД	0,813360614815046
Товщина стінки	0	Ступінь стиску	1,36
Труба	[61200, 0, 1388]	Зафіксувати ступінь стиску	<input type="checkbox"/>
Довжина (м)	61200	Параметри нагнігача	
Висота (м)	0	Розрахунок на задані оберти	<input type="checkbox"/>
Кілометраж	0	Потужність	[0, 0, 0, 0,999]
Спад тиску (ата)	0	Власні потреби (млн.м3/добу)	0
Швидкість (м/сек)	9,6712	Паливний газ	0,54
Коефіцієнт стисливості (п.з.0,88)	0,89591735638939	Паливний газ заданий	0
Шорсткість	2,99999992421363E-5	Відношення температур	1
Температура ґрунту	0	Густина	0,7
Теплопровідність ґрунту	0	Склад газу (розрахований)	[96,216, 1,716, 0,54, 0,86, 0,4,
Середня температура (С)	31,2	Візуальні параметри	[1000000, 78, 69, True, False]
Густина	0,7	Номер у списку	69
Склад газу (розрахований)	[96,216, 1,716, 0,54, 0,86, 0,4,	Унікальний номер	[1000000, 78]
Візуальні параметри	[1000000, 1002, 943, False, Fal	Номер групи	0
Номер у списку	943	Оптимальний номер	
Унікальний номер	[1000000, 1002]	Вершини	[№668 - (757, 843); №68 - (741,
Номер групи	0	Розміщення міток	[[0, 0]; [0, 0]; [0, 0]; [0, 0]; [0, 0];
Оптимальний номер		Параметри відображення	[False, False, False, 0, True, Fal
Вершини	[№67 - (721, 962); №812 - (683,	сховати об'єкти для розрахунку(вирт.К	<input type="checkbox"/>
Розміщення міток	[[0, 0]; [0, 0]; [0, 0]; [0, 0]; [0, 0];	сховати мережу споживачів	<input type="checkbox"/>
Параметри відображення	[False, False, False, 0, False, Fa	сховати об'єкт	<input type="checkbox"/>

Рисунок 7.4 – Параметри технологічних об'єктів

Характеристика програмного модуля розрахунку початкових умов:

- в розрахунковий процес входить біля 53 тис. графічних об'єктів (рис.7.3) із математичною моделлю, не враховуючи технологічні схеми усіх КС та ПСГ, що дозволяє проводити розрахунок всієї газотранспортної системи України на детальних технологічних схемах;
- завантаження технологічної схеми проходить за декілька секунд;
- розроблені методи розрахунку не прив'язані до типу математичного представлення моделей газових потоків в об'єктах, що дозволяє процес моделювання проводити на моделях без їх спрощень, та включати нові об'єкти з моделями, які є відмінними від існуючих;
- збіжність методів забезпечується у всій області технологічності роботи підземних сховищ та газотранспортної системи;
- швидкість планування режимів підземних сховищ та газотранспортної системи проходить за час, що дозволяє розв'язувати оптимізаційні перебірні задачі за всіма основними критеріями оптимальності;
- доступність до всіх параметрів: тисків, витрати, режимів КС (можливе корегування режимів роботи КС за потужністю, обертами відцентрових нагнітачів, продуктивністю тощо)

7.4 Якісна та кількісна характеристика програмних модулів

Загальну схему програмних модулів та системи інформаційної підтримки режимних задач наведено на рис. 7.5.



Рисунок 7.5 – Загальна схема програмного комплексу

7.4.1 Розрахунок нестационарних (динамічних) режимів. Характеристика програмного модуля

Математична модель ГТС для розрахунків нестационарних режимів включає моделі всіх об'єктів, які представлені на детальних технологічних схемах для систем магістральних газопроводів. Для забезпечення більшої швидкодії та стійкості методу розроблено алгоритм автоматичної модифікації технологічної схеми за параметрами (які можна змінювати), що дає змогу суттєво пришвидшити знаходження результатів моделювання з передбачуваною його точністю. Перед проведенням моделювання передбачено "посадження" системи на нестационарний режим. У режимі "ручного" керування газопотоками користувачу є доступними всі основні параметри керування компресорними станціями (продуктивність, оберти відцентрових нагнітачів, параметри газу на його входах та виходах тощо).

Метод працює із врахуванням попередньо сформованого регламенту та наявних технічних й технологічних обмежень. Забезпечена система автоматичного формування нестационарної моделі підсистем та системи без спрощення технологічних схем.

7.4.2 Система формування параметрів керування потоками газу

У програмному модулі – формування параметрів управління потоками газу:

- зміна параметрів керування проходить за умов досягнення технологічних меж, меж областей та коридорів зміни контрольованих параметрів;
- технологічні межі формуються на основі прогнозу поступлення відбирання газу та критеріїв оптимального керування;
- можливі варіанти роботи – в автоматичному та в діалоговому режимі з вибором варіантів;
- автоматичний режим формує регламент роботи компресорних станцій у процесі моделювання роботи системи;
- швидкість перехідних нестационарних процесів регулюється алгоритмом за заданим критерієм, або ручним втручанням диспетчера.

7.4.3 Математичне та програмне забезпечення підземних сховищ газу

Керування технологічними процесами експлуатації ПСГ умовно можна розкласти на три етапи: 1) контроль і отримання інформації про поточний стан об'єкта, а також інформація щодо завдання, що стоять перед об'єктом у заданий момент часу; 2) аналіз отриманої інформації і прийняття рішення щодо того, чи іншого варіанту керування системою; 3) реалізація прийнятого варіанту керування за допомогою впливу на керівні механізми.

Для своєчасного прийняття рішення й контролю якості виконаних технологічних операцій із реалізації оптимального режиму роботи ПСГ ПЗ забезпечується з допомогою таких систем: інформаційною (система отримання параметрів); системою прийняття рішення із врахуванням усіх допустимих значень чи обмежень; прогнозування (система розроблення можливих варіантів).

Забезпечена, частково, відносна інтелектуальність експлуатації ПСГ за трьома рівнями: автоматизований потік даних (є зворотний зв'язок, відбувається приймання даних, їхній аналіз та коригування); спостереження та оптимізація (аналіз даних, порівняння та перевірка адекватності моделей, реалізація моделей та формування параметрів керування напрямом дій); цифрове підземне сховище – інтеграція процесів, оптимізація, автоматизація розв'язування задач.

7.5 Розроблення інтелектуальної автоматизованої системи диспетчерського керування Дашавським ПСГ

Останнім часом ПСГ поступово переходять від режиму згладжування сезонної нерівномірності газоспоживання на більш гнучкий режим експлуатації. Для більш надійної роботи ПСГ у такому режимі операторам допоможе застосування інтелектуальної або інтелектуалізованої (прийняття фінального рішення залишається за людиною) системи. Інтелектуалізація – створення

автоматизованої системи підтримки прийняття (диспетчерських) рішень (СППДР). Необхідною умовою впровадження СППДР є початкова автоматизація ПСГ, яка в сучасній формі вимагає створення і впровадження інтегрованої АСК технологічним процесом (АСКТП).

Алгоритмізації АСК передуює розроблення системи, життєвий цикл якої наведено у табл. 7.2.

Таблиця 7.2 – Життєвий цикл розроблення системи

Етапи	Короткий зміст	Завдання
Аналіз вимог	Формування функціональності та вимог щодо програмного забезпечення, їхньої систематизації, збір та аналіз наявної інформації та документування	мета роботи та постановка задач; вибір критеріїв ефективності; проведення попередніх науково-дослідних робіт (НДР); розроблення вимог
Проектування	Опис властивостей системи на основі аналізу вимог — результату попереднього етапу та розроблення методів та алгоритмів	уточнення структури вхідних і вихідних даних; розроблення алгоритмів; форми представлення даних; структура бази даних; мови реалізації; структура програми; конфігурація технічних засобів; план робіт
Реалізація	Написання програмного коду для реалізації алгоритмів та методів, які визначені на попередньому етапі – проектуванні	програмування й налагодження; розроблення документів; підготовка і проведення випробувань; коригування програми й документів за висновками випробувань
Тестування	Перевірка і випробування завершеного продукту щодо його якості: стійкості до навантажень, дружності до користувача, безпеки (стійкості до зломів), відповідність вимогам тощо	Числові експерименти на багаторічних даних для перевірки адекватності моделей та відповідність за функціональністю
Впровадження	Встановлення та налаштування програмного продукту для конкретних умов використання. Проведення навчання користувачів для роботи з даним продуктом	Розробити формалізовані схеми рішення повного переліку диспетчерських задач
Супровід	Підтримка програмного продукту. Усування помилок, внесення змін, щоб покращити продукт	

У процесі виконання роботи уточнені: вхідні дані для поставлених задач та розробленої функціональності; вихідні дані для поставлених задач та

розробленої функціональності; функції системи; атрибути системи; типові вимоги, як надійність, зручність супроводу, доступність і пропускна здатність; атрибути системного середовища – додаткові вимоги, як здатність системи функціонувати в умовах певних операційних обмежень і навантажень, а також сумісність з операційною системою; модель предметної галузі, яка описує важливі поняття предметної галузі та їхній зв'язок між собою. Крім цього, розроблено також модель, яка описує процеси (наявні або майбутні), які має підтримувати система.

Для забезпечення розроблення системи із заданою функціональністю проведені роботи.

У процесі розроблення графо-інформаційної бази даних встановлено рівень деталізації ТС – об'єкти, які задіяні в процес нагнітання та відбирання газу; зв'язок інформаційної системи із переліком задач моделювання, ідентифікації (обробки даних), прогнозування, керування, інтерпретації, інформаційний зв'язок між задачами; інформаційний зв'язок із задачами оператора ПСГ та ГТС.

Це забезпечило сформувати векторизовані технологічні схеми (пласт-магістраль); електронні структурні карти сховищ із врахуванням параметрів пласта та свердловин; доступ до основних джерел режимної інформації; нормативну інформацію; параметри моделей технологічних об'єктів; технічні та технологічні характеристики тощо.

Аналіз та адаптацію моделі ПСГ проведено за результатами вимірювання контрольованих параметрів (тиску та витрати газу) як певних, так і системних об'єктів (група об'єктів поєднаних технологічно) на значних інтервалах часу – від трьох до десяти років. Адаптація проходила, переважно, за сукупністю декількох параметрів одночасно, оскільки точність геофізичних, структурних, фільтраційних та акумулюючих параметрів об'єктів ПСГ відома досить наближено.

Розробленню методів та алгоритмів реалізації моделей передувало дослідження можливості узгодження параметрів на межах об'єктів із

різномісним представленням математичних моделей. Виявилось, що узгодження параметрів газу за тисками та витратою на вибіях свердловин і входах системи збору газу є некоректною задачею. Це зумовило розробити оригінальний метод аналізу таких систем, не розділяючи їх на складові.

Розроблене математичне та програмне забезпечення дали змогу провести дослідження: динаміки наявного перетікання газу та акумулюючої здатності газоносних пластів; гідродинамічних, фільтраційних параметрів пласту та розподілу пластового тиску залежно, від параметрів відборів / нагнітання газу та режиму роботи ПСГ; параметрів вибійної зони і пласта на основні динамічні характеристики газосховища; впливу динаміки режимів відбирання / нагнітання на економічні параметри експлуатації газосховищ; роботи ГТС на екстремальних режимних параметрах об'єктів ПСГ; впливу параметрів вибійної зони на дебіт свердловин та режим роботи ПСГ; впливу параметрів додаткової перфорації; ефективності реконструкції ДКС; пропускної спроможності об'єктів ПСГ; коефіцієнтів якості розкриття пластів; потенціалу збільшення продуктивності пласта і вибійних зон ПСГ; граничної межі економічної доцільності модернізації об'єктів ПСГ тощо.

Реалізована функціональність ПК вимагає як заміряних, так і розрахованих даних, які отримують в процесі обміну даними між різними модулями програмного комплексу. Наведемо деякі важливі функції ПК, які вимагають інформаційної підтримки:

- редагування технологічних схем об'єктів, завдання початкових параметрів – вхідних та крайових умов, можливих змін топології в процесі проведення робіт на об'єктах ПСГ;

- керування розрахунком в інтерактивному режимі з можливістю покрокової візуалізації та зміни сценарію керівних впливів;

- підключення до баз і систем вимірювання та отримання в реальному часі даних вимірювань (фактичних даних) про поточний стан технологічного процесу;
- збереження результатів розрахунку в архіві з можливістю подальшої обробки;
- автоматизація процесів формування прогнозних режимів і параметрів керування активними об'єктами за наявності реальних крайових умов;
- розрахунок втрат газу в разі виникнення нештатних ситуацій з урахуванням впливів диспетчера з локалізації аварії;
- розрахунок показників енергетичної ефективності роботи об'єктів ПСГ щодо витрат паливно-енергетичних ресурсів на компримування газу.

Інформаційна підтримка системи забезпечує виконання таких основних видів розрахунків:

- онлайн розрахунок у режимі реального часу з використанням поточних фактичних даних вимірювань, що надходять від системи збору даних (журнал диспетчера);
- прогностичний розрахунок за заданим користувачем сценарієм керівних впливів, який формується на основі планових профілактичних та ремонтних робіт, контрактних умов на постачання та транспортування газу тощо;
- плановий розрахунок виконується для побудови планового оптимального режиму за заданих крайових умов для визначення оптимальної схеми завантаження газоперекачувального обладнання та іншого обладнання.

7.6 Функціональність системи диспетчерського керування Дашавським ПСГ

Розглянемо Дашавське ПСГ на технологічній схемі ГТС. Зображення частини технологічної схеми наведено на рисунку 7.6.

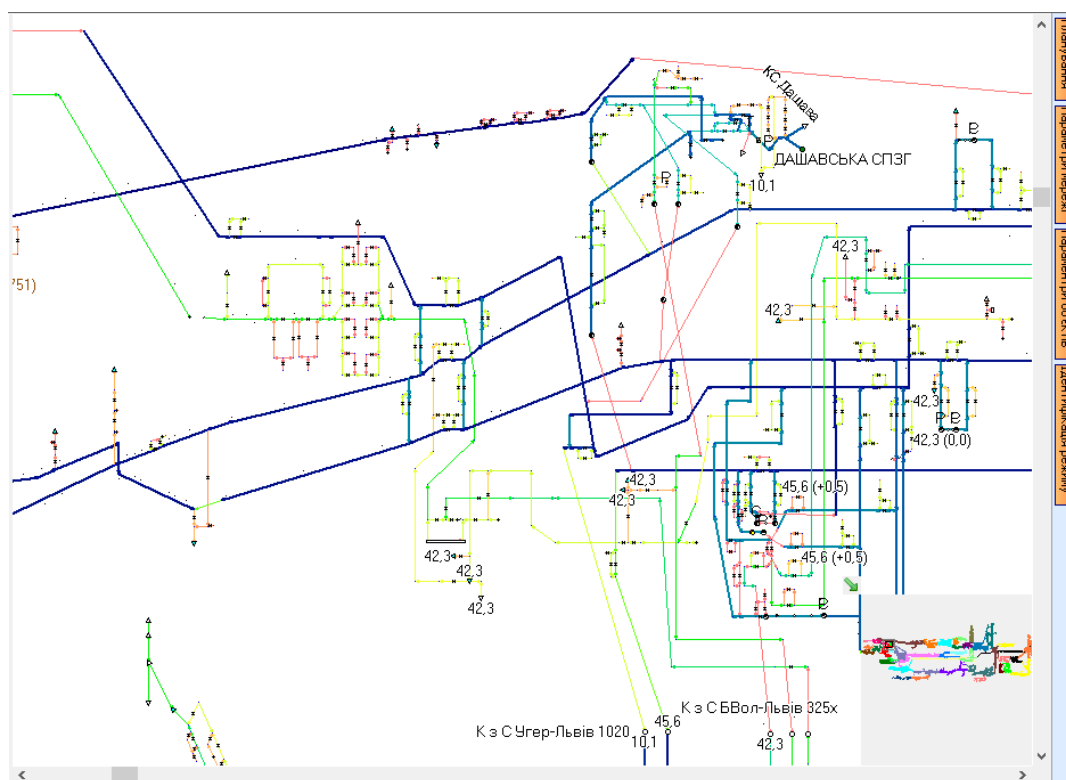


Рисунок 7.6 – Дашавське ПСГ на фрагменті технологічної схеми
ГТС України

У процесі балансування газотранспортної системи України (забезпечення рівності надходження в систему та відбирання газу із системи) встановлюються обсяги відбирання / нагнітання газу в підземному сховищі газу. У результаті гідравлічного розрахунку газотранспортної системи України встановлюється тиск газу на газопроводі–відводі підземного сховища газу.

Встановлені обсяги та тиск у газопроводі–відводі є входними даними для розрахунку режимів роботи технологічних об'єктів підземних сховищ газу.

Зображення форми "Параметри моделі та інтерпретація результатів моделювання" наведено на рисунку 7.7.

Дані з БД										
Початок періоду					03.07.2007					
Кінець періоду					31.05.2019					
Період					<input type="radio"/> 1 рік <input checked="" type="radio"/> 5 років					
Завантажити					...					
Початкові параметри газу в пласті										
Об'єм газу (буферний + активний)					2996885365					
Об'єм газу (буферний + активний) Угерсько					1000000000					
Температура газу (пласт)					300,0					
Налаштування розрахунку										
Нестационарний розрахунок					<input checked="" type="checkbox"/>					
Розрахунок режиму КС					<input type="checkbox"/>					
Крок за часом (днів)					1					
Графіки										
Ргп зам1		2	3	4	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>					
Рпл зам1					<input checked="" type="checkbox"/>					
Ргп розр1		2	3	4	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>					
Рпл розр середній					<input type="checkbox"/>					
Рпл розр у свердловині N²					<input type="checkbox"/>					
N ²					1					
Рпл розр(триангуляція) у вузлі N²					<input type="checkbox"/>					
N ²					1					
Рпл зонк		2	3	4	5	<input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>				
Ркс заміряний1		2			<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>					
Проста модель					<input type="checkbox"/>					
Баланс газу					<input type="checkbox"/>					
Об'єм газу в ПСГ					<input type="checkbox"/>					
Заміряна кількість ГПА					<input type="checkbox"/>					
Розрахована кількість ГПА					<input type="checkbox"/>					
Qпал 1		2			<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>					
Q газového потоку					<input type="checkbox"/>					
Параметри пласта										
Р пласта середній										
Дашавε		1	2	3	4	33,700	29,900	33,500	34,500	24,600
Пористість m										
0		1	2	3	4	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Проникність k										
0		1	2	3	4	5e-12	2e-14	2e-14	4e-14	4e-14
Середня потужність пласту h										
0		1	2	3	4	27,0	23,0	22,0	18,0	13,0
Розрахунок нестационарної фільтрації газу					...					

Рисунок 7.7 – Задача "Розрахунок ПСГ". Форма "Параметри моделі та інтерпретація результатів моделювання"

Наведемо функціональність окремих програмних модулів.

Форма "Параметри моделі та інтерпретація результатів моделювання" призначена для:

- завантаження даних із бази даних для розрахунку режимів роботи ПСГ;
- задання й корегування, за потреби, початкових параметрів газу в пласті;
- налаштування додаткових параметрів розрахунку;
- задання варіантів графічної інтерпретації результатів моделювання для візуального аналізу;
- налаштування адаптивних параметрів пласта – середній початковий тиск газу, середня пористість, середня проникність, середня потужність у зонах пласта.

Форма "Налаштування" (рис. 7.8) для розрахунку оперативних режимних параметрів ПСГ призначена для:

- задання моделі вибійної зони свердловин;
- коригування фільтраційних опорів вибійних зон свердловин у режимах відбирання та нагнітання газу;
- задання гідравлічних еквівалентів місцевих опорів;
- задання робочих свердловин за кількістю і їхніми номерами;
- задання та відображення вхідних та розрахованих даних режимних задач;
- задання та відображення режиму роботи КС;
- вибору режимної задачі;
- налаштування додаткових параметрів розрахунку.

Налаштування									
Модель привибійної зони свер					<input type="radio"/> Використовувати коефіцієнт k <input type="radio"/> Використовувати індивідуальні коефіцієнти a, b <input checked="" type="radio"/> Використовувати індивідуальні коефіцієнти для ГЗП/зони a, b				
A, B в ГЗП/областях									
Відбирання									
A1	A2	A3	A4	A5	0,42	0,22	0	0	0
B1	B2	B3	B4	B5	0,0075	0,00392	0	0	0
Нагнітання									
A1	A2	A3	A4	A5	2	2	0	0	0
B1	B2	B3	B4	B5	0,01	0,01	0	0	0
Втрати тиску на гирлі									
Відбирання									
q	0								
q2									
Нагнітання									
q	0								
q2									
Втрати тиску на редукторі									
Відбирання									
1	0								
Нагнітання									
1	0								
Параметри ГЗП									
ГЗП1	<input checked="" type="checkbox"/>								
Кількість свердловин									
1(99)	99								
Обчислені дані									
Q	12,634								
P _{гзп}	19,100								
P _{маг}	30,000								
P пласта									
1	24,959								
Режим роботи									
<input checked="" type="radio"/> Відбирання					<input type="radio"/> Нагнітання				
Пластовий тиск									
<input checked="" type="radio"/> Середній					<input type="radio"/> Індивідуальний				
Розрахунок КС									
...									
Режим роботи КС									
Задачі									
<input checked="" type="radio"/> P _{пл} , P _{гзп}					<input type="radio"/> Q _{гзп}				
<input type="radio"/> P _{пл} , Q _{гзп}					<input type="radio"/> P _{гзп}				
<input type="radio"/> P _{гзп} , Q _{гзп}					<input type="radio"/> P _{пл}				
<input type="radio"/> P _{маг} , P _{пл}					<input type="radio"/> Q _{гзп} , P _{гзп}				
<input type="radio"/> Peak									
Розрахувати									
...									

Рисунок 7.8 – ПК "GTS Calculation". Розрахунок оперативних режимних параметрів ПСГ. Форма "Налаштування"

Зображення форми для проведення розрахунку режиму роботи КС наведено на рисунку 7.9.

The screenshot displays the 'PSC Calculation' (Розрахунок КС) software interface. It includes several panels:

- Вхідні параметри (Input Parameters):** Fields for 'СПСГ' (1, 2, 4) and 'Цех 2', 'Цех 3', 'Цех 1a', 'Цех 4' with associated 'Nob.' values.
- Серія і к-сть ГПА (Series and Quantity of Compressor Stations):** A table with columns for 'Режими вк...' (1, 2, 3, 1a, 4) and 'QMin1', 'QMa...', 'QMin2', 'QM'.
- Відні параметри (Output Parameters):** A table with values for 'Продуктивність' (12,634), 'Вхідний тиск' (19,100), 'Вихідний тиск' (30,000), 'Вхідна температура' (286,000), and 'Ерс' (1,571).
- Таблиця розрахунків (Calculation Table):** A table with columns: №, Ін'я, Опал., Помпж, Привед..., Оберти, Привед..., Q, Ерс, Рвк, Рвж, Твж, Твж, Потужн..., Наявна... The table lists data for 'Серія (1-1)', 'Гідравлічний екс.', 'Цех 0', 'Нагнітач(1)Ц-6,3/29', 'Нагнітач(2)Ц-6,3/41', 'Охолоджувач', 'Цех 0', 'Нагнітач(4)Ц-6,3/41', 'Охолоджувач', and 'Гідравлічний екс.'.

Рисунок 7.9 – ПК "GTS Calculation". Задача "Розрахунок ПСГ".

Розрахунок ДКС

Форма для проведення розрахунку режиму роботи КС призначена для:

- задання вхідних даних;
- проведення оптимізаційних розрахунків режимних параметрів об'єктів ДКС;
- розв'язування прямих та обернених режимних задач за різними наборами вхідних даних;
- детальне представлення розрахованих можливих варіантів режимів роботи ДКС;
- графічне представлення робочих точок роботи відцентрового нагнітача та приводу;
- графічне представлення зведених характеристик відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів.

Зображення форми для розрахунку гідравлічних параметрів свердловини наведено на рисунку 7.10.

Рисунок 7.10 – Форма "Розрахунок свердловини"

Ця форма призначена для розрахунку гідравлічних параметрів свердловини за різних наборів вхідних даних (відображені червоним кольором).

Наведемо порівняльний аналіз функціональності, у загальному випадку, розробленого ПК та з діючим фірми Schlumberger (табл. 7.3).

Таблиця 7.3 – Порівняльна функціональність програмних комплексів фірми Schlumberger та автоматизованої системи диспетчерського керування ПСГ.

Функціональність програмного забезпечення фірми Schlumberger	Система диспетчерського керування ПСГ України	Коментар
Цифрова геолого-геофізична модель проводиться в модулях геологічного моделювання пакету Petrel фірми Schlumberger	Геологічне моделювання не передбачене. Необхідна інформація отримана на етапі роботи об'єкта, як родовища	Повноту інформації підтверджують числові експерименти
Аналіз геолого-промислової інформації та даних геофізичного контролю об'єктів розроблення, що і служать вихідними даними для виконання подальших розрахунків	Аналіз даних багаторічної експлуатації ПСГ та дослідження свердловин	Аналіз даних доцільно проводити тільки засобами моделюючого комплексу. Одночасно перевіряються гіпотези, адаптується модель та оцінюється область її адекватності
Проведення фільтраційних розрахунків із метою	Проведення фільтраційних розрахунків проводиться	Тільки інтегрована адаптаційна модель є інформа-

Кінець таблиці 7.3

<p>прогнозу динаміки технологічних показників і оптимізації системи розроблення продуктивних горизонтів родовищ, використовуються модулі газогідро-динамічного моделювання пакету Eclipse фірми Schlumberger</p>	<p>тільки в комплексі із системою пласт – газозбірний пункт, який включає і вибійні зони свердловин. Аналіз окремо складових системи й після цього інформаційне “зшивання” складових в інтегровану систему – некоректна математична задача.</p>	<p>тивною для системи диспетчерського керування процесами на ПСГ. Це пов’язано з тим, що пропускна спроможність є змінною й пов’язана зі змінними параметрами стану об’єктів у процесі їхньої експлуатації</p>
<p>Цифрова фільтраційна модель є об’єкт як тривимірний сітка комірок, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів, як і в геологічній моделі, але додатково включає динамічні характеристики пластових процесів і промислові дані свердловин – конструкція свердловин, дебіти фаз, режими роботи, пластовий і вибійний тиски, ГТЗ тощо.</p>	<p>Цифрова фільтраційна модель є об’єкт як двовимірні трикутні області, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів – проникність, пористість, газонасиченість, потужність за висотою тощо.</p>	<p>Двовимірність продиктована незначною товщиною пласту. Швидкість моделювання зростає на порядок, що дає змогу розв’язувати оптимізаційні задачі.</p>
<p>Основні геолого-фізичні й технологічні чинники, які мають враховуватися в процесі моделювання: багатопластовий характер експлуатаційних об’єктів; неоднорідність пластів за товщиною і простяганням, їх лінзовидність і уривчастість; багатофазність фільтраційних потоків; капілярні і гравітаційні сили; порядок розбурювання, систему розміщення й режими роботи свердловин, їхню інтерференцію.</p>	<p>Основні геолого-фізичні й технологічні чинники, які враховуються в процесі моделювання: багато пластовий характер експлуатаційних об’єктів; неоднорідність пластів за товщиною і простяганням, їхня уривчастість (геологічні розломи), систему розміщення й режими роботи свердловин. Вплив інтерференції свердловин на їхній дебіт враховується інтегрованою моделлю ПСГ.</p>	<p>У ПСГ, переважно, присутні однофазні фільтраційні потоки. Передбачена можливість враховувати порядок розбурювання вибою свердловин. Капілярні та гравітаційні сили в межах точності моделювання не проявляються.</p>
<p>Фільтраційне моделювання виконується з допомогою розрахункових програм, що реалізують чисельне рішення системи рівнянь, які описують фільтрацію пластових флюїдів з урахуванням їхньої взаємодії з породою, міжфазних явищ і фазових переходів.</p>	<p>Фільтраційне моделювання виконується з допомогою розрахункових програм (реалізовано метод скінченних елементів), що реалізують чисельне рішення системи рівнянь, які описують фільтрацію газу в неоднорідному пористому середовищі.</p>	<p>В ПСГ відсутні міжфазні явища і фазові переходи.</p>

Таблиця 7.4 – Порівняння інформаційного забезпечення програмних комплексів

Методика фірми Schlumberger	Система диспетчерського керування	Коментар
Структура модельованого об'єкта (геометричні параметри), що включають дані про контакти флюїдів (ГВК)	Геофізична та геометрична структура модельованого об'єкта (геометричні), що включає дані про ступінь вологості газу на всіх етапах відбирання газу	Модель системи дає змогу уточнити параметри моделі й забезпечити баланс газу в системі протягом багатьох років експлуатації ПСГ
Відомості щодо кількості геологічних шарів і розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів у них (коефіцієнтів пористості, проникності, піщаності)	Відомості щодо кількості геологічних шарів і розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів у них (коефіцієнтів пористості, проникності тощо)	Геофізичні дослідження та експлуатація ПСГ, як родовища дають орієнтовні дані. У процесі експлуатації ПСГ отримуємо динамічні нелінійні параметри
Інформація щодо пересічення шарів, інтервалів перфорації, з включенням даних інклінометрії	Інформація щодо пересічення шарів, інтервалів перфорації та перфораційних каналів	
Дані щодо первинного насичення колекторів фазами, початковий пластовий тиск і тиск насичення продуктивних пластів	Дані щодо початкового пластового тиску й тиску насичення продуктивних пластів.	У пластах ПСГ України, переважно, суттєві однофазні процеси
Результати аналізу компонентного і фракційного складу пластових флюїдів та порід пластів, фізико-хімічних властивостей флюїдів (PVT)		ПСГ працюють у газовому режимі
Дослідження і визначення абсолютної проникності та відносної фазової проникності, кривих капілярного тиску, міжфазного натягу й дані щодо напруженого стану пласта і пружно-ємнісних властивостей	Такі дослідження не є необхідними.	Частина їх – щодо напруженого стану пласта і пружно-ємнісних властивостей, як математична проблема була розглянута
Промислові дані про стан фонду свердловин, дебіти й технологічні режими експлуатації	Промислові дані про стан фонду свердловин, дебіти й технологічні режими експлуатації досліджуються згідно затверджених регламентів	Параметри роботи свердловин мають отримуватися в реальному часі
Дані контролю за розробленням (виміри поточного пластового тиску, результати дослідження свердловин на стаціонарному й нестационарному режимах, дані ГДС-контролю тощо)	Дані контролю за розробленням (виміри поточного пластового тиску, результати дослідження свердловин на стаціонарному режимі, дані ГДС-контролю тощо)	Обробка замірених даних має проводитися не формальними математичними методами, а із врахуванням фізики процесів
Гідрогеологічні дані про поклад	Гідрогеологічні дані про поклад	

Структуру математичного та програмного комплексу для реалізації наведених вище робіт представлено на рис. 7.10 і 7.11.

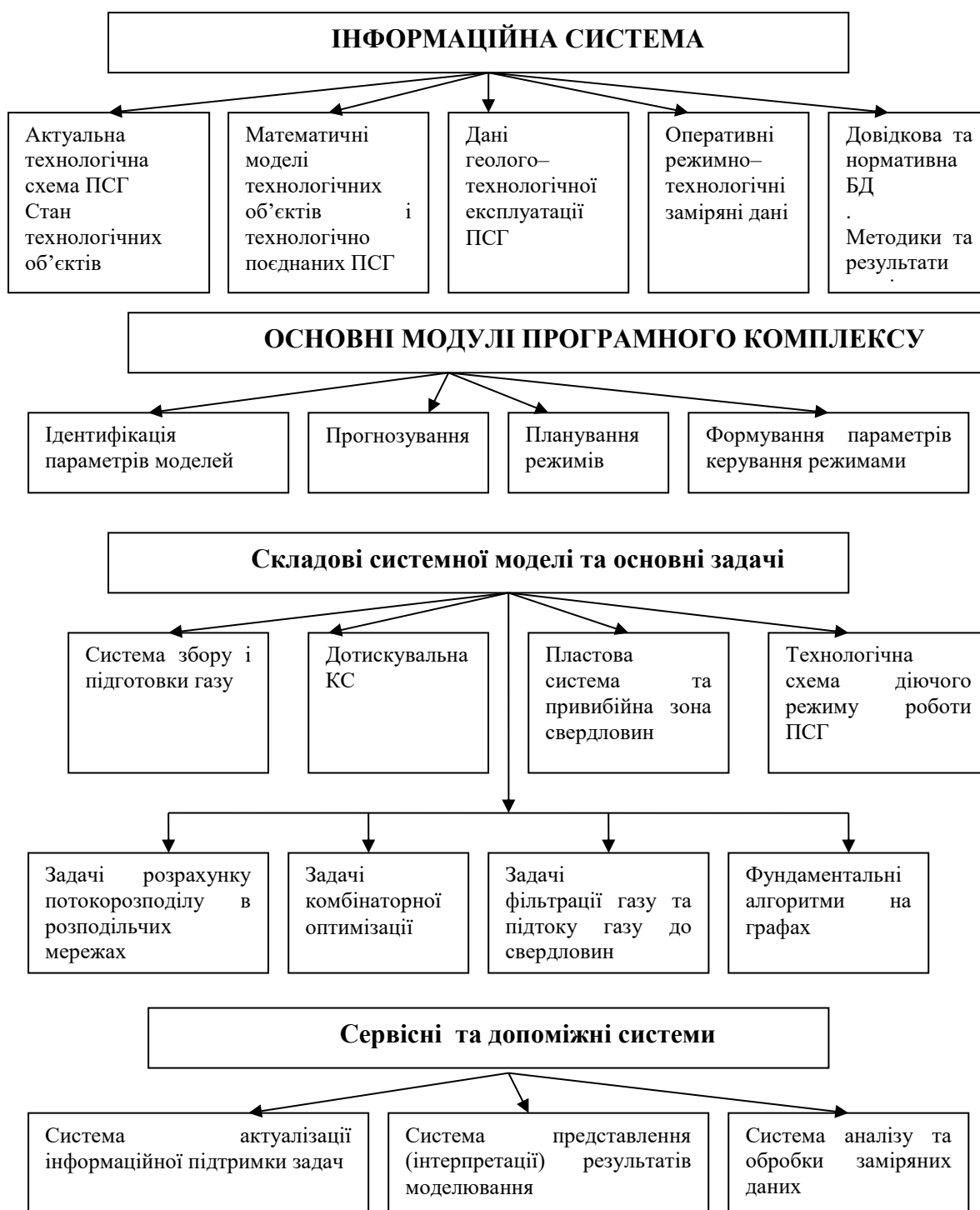


Рисунок 7.10 – Програмний комплекс "ПСГ-режим"

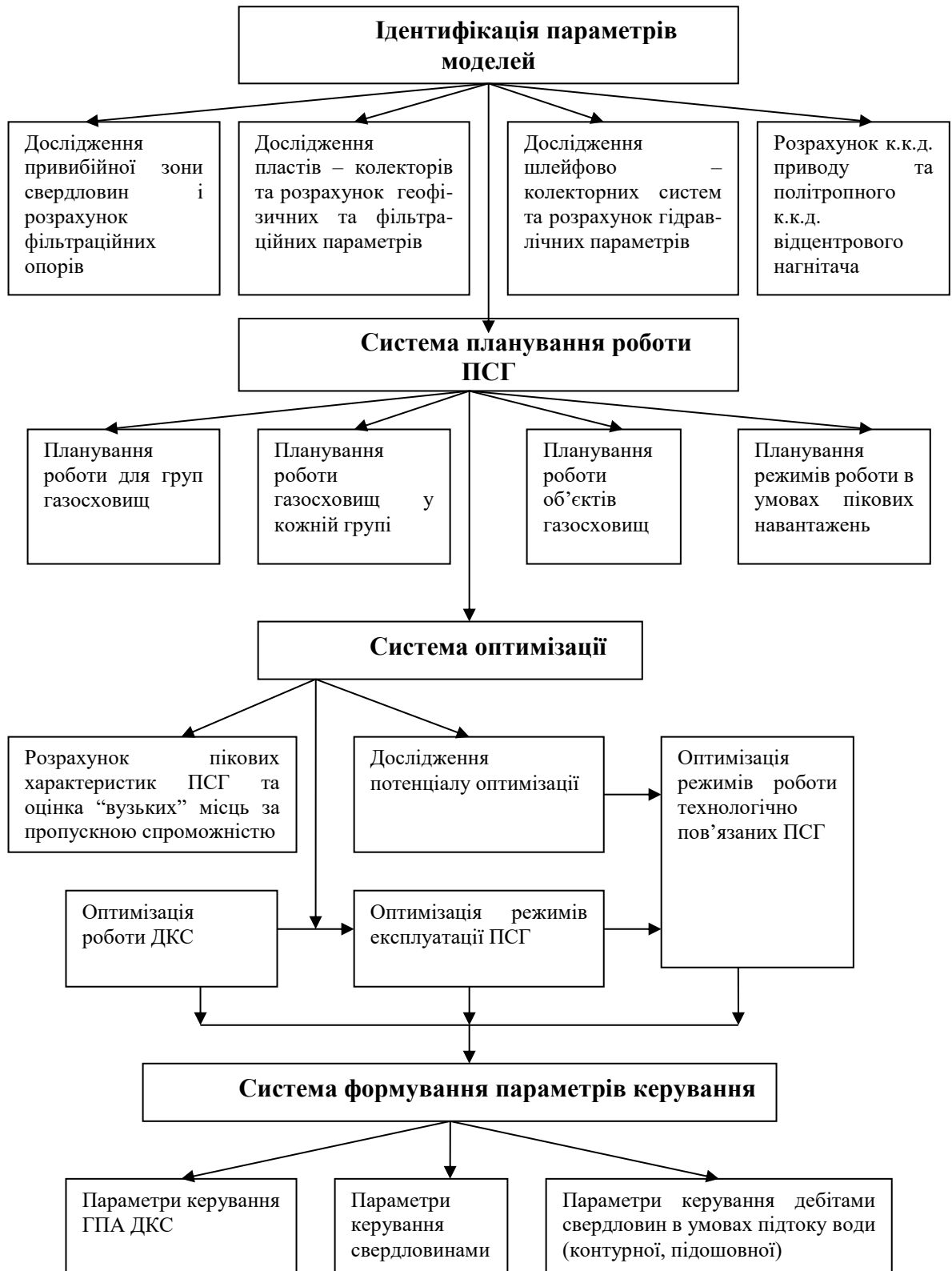


Рисунок 7.11 – Структура прикладних задач

Ефективна експлуатація розробленого прикладного забезпечення суттєво залежить і від інтерфейсного забезпечення. Використовуючи найсучасніші інструменти вебзастосунка (англ. Progressive Web App, PWA), розроблено систему диспетчерського керування ПСГ (рис. 7.12) із:

- зручним вебінтерфейсом, що мусить забезпечити більш зручне використання певних задач програмного комплексу;
- багатокористувацьким інтерфейсом, що надає можливість працювати сумісно кільком користувачам і ефективно взаємодіяти;
- ієрархічною системою безпеки.

Відбирання / Графік максимальної добової витрати / Форма "Максимальне ві..."

ТАБЛИЦЯ ГРАФІК ВЛАСТИВОСТІ

Редагувати

Прогноз максимальної добової продуктивності ПСГ на 17.12.2020

17.12.2020	Проектний активний об'єм ПСГ	Активний газ на 16.12.2020	Відбирання за добу 16.12.2020	Відбирання на 8:00	Відбирання на 8:00	Пластовий тиск газу на 16.12.2020	Тиск газу на виході КС на 8:00	Прогноз тиску газу на виході ПСГ
	млн.м ³	млн.м ³	млн.м ³ /добу	тис.м ³ /год	ат	атн	атн	
Всього:	35 212.000	24 892.858	84.848	83.28	3 470.05			
Угерське ПСГ	2 150.000	788.577	5.621	3.72	165.00	37.0	49.1	49.1
Більче-Волицько-Угерське ПСГ	20 750.000	15 558.970	41.902	41.64	1 735.00			
Більче-Волицький поклад ПСГ	18 050.000	13 680.230	31.491	28.82	1 201.00	51.9	38.5	38.5
Угерський поклад ПСГ	2 700.000	1 878.740	10.411	12.82	534.00	36.8	38.9	38.9
Дашавське ПСГ	2 772.000	2 305.417	10.648	10.66	444.00	45.5	49.6	49.6
Опарське ПСГ	1 920.000	1 084.330	9.222	9.39	391.06	56.6	37.9	37.9
Богородчанське ПСГ	2 300.000	2 008.531	0.002	0.00	0.00	96.9	64.5	64.5
Олишівське ПСГ	400.000	96.021	0.001	0.00	0.00	54.4	38.0	38.0
Червонопартизанське ПСГ	1 500.000	1 096.489	6.628	6.54	272.48	46.6	40.4	40.4
Солохівське ПСГ	1 300.000	794.644	3.976	3.95	164.78	78.5	53.2	54.0

Рисунок 7.2 – Екранна форма ПК GIMS. Результати розрахунку максимальної добової продуктивності ПСГ

Основні розроблені програмні модулі системи. Серед них виділимо:

- RESTful API – система розроблена в REST архітектурному стилі, яка забезпечує ефективну взаємодію вебзастосунка з моделями в БД;

- ієрархічна система безпеки. Різні ролі системи мають різні права доступу до різних підсистем, певних задач, об'єктів і властивостей об'єктів та операцій із ними;
- адміністративна підсистема дає змогу ефективно керувати обліковими записами користувачів і надавати їм права доступу;
- сервіс редагування користувачем свого профілю, включно вибір мови інтерфейсу;
- система взаємодії користувачів надає можливість обмінюватися повідомленнями й запитами на право доступу і відповідно надавати іншим користувачам права доступу до власних ресурсів;
- система універсального представлення форм інтерфейсу призначена для швидкого розроблення нових форм і їхнє зв'язування з моделями в БД;
- сервіс таблиць – універсальна система представлення табличних даних, зв'язаних з об'єктами. Стовпці таблиці можуть відображати як дані об'єктів, так і розрахункові значення, залежні від даних з інших стовпців за заданою формулою. Є можливість задання ієрархії рядків таблиці та сумування значень стовпців відповідно до заданої ієрархії. Для кожного стовпця можна налаштувати одиниці вимірювання значень його комірок, є можливість ховання стовпців, можливість друку;
- сервіс графіків – універсальна система графічного представлення серій даних. Можливість вибору стилю графіка, кольору графічного представлення серій даних. Можливість вибору типу графіка (значення, які відображатимуться на осях графіка), експорту серій даних у csv та графічний файли, друку;
- підсистема призначена для роботи з технологічними схемами включає можливість відображення, створення й редагування графічних об'єктів ГТС, можливість відображення об'єктів у табличному вигляді, як певні списки ребр та вершин і можливість відображення графічних, фізичних і режимних властивостей об'єктів ГТС. Доступ до використання всіх можливостей визначається правами, наданими користувачу;
- підсистема задач для ПСГ;
- підсистема задач для оптимального планування;
- підсистема задач для оптимального керування.

Таблиця 7.5 – Якісна та кількісна характеристика розробленого програмного забезпечення

Об'єкт дослідження	Характеристика об'єкта	Задача	Час моделювання (Тривалість процесу, який моделюється)	Точність результатів*
Компресорна станція	П'яти цехова із 28 ГПА	Розрахунок оптимального режиму роботи КС	15,0 секунд (миттєве значення)	< 1%
Неоднорідний пласт – колектор газу	Двомірний фільтрація газу, яка проходить на площі біля 100 км ²	Розрахунок розподілу пластового тиску за заданими щодобовими обсягами нагнітання та відбирання газу	18,8 секунд (5 років процесу нагнітання та відбирання газу) на 1825 ітерацій роботи методу	< 0,1МПа
Технологічний ланцюжок (пласт, вибійні зони, свердловини, система збору газу)	4 типи об'єктів за математичним представленням їхніх моделей. Всіх об'єктів моделювання – біля 2 тисяч	За середньо-пластовим тиском та витратою на ГЗП знайти його тиск	0,8 секунд (миттєве значення)	< 0,08МПа

Розроблене програмне та математичне забезпечення дає змогу забезпечити розв'язання таких складних задач:

- системний аналіз структури затрат енергетичних ресурсів;
- дослідження факторів взаємовпливу енергетичних та економічних на режими роботи ГТС та ПСГ;
- створення моделей взаємодії об'єктів газонафтового комплексу із зовнішнім середовищем;
- розроблення системи експертного багатопараметричного оцінювання енергоощадних заходів (за заданого рівня надійності експлуатації систем);
- розрахунок фактичних та нормативних обсягів виробничо-технологічних витрат під час здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування та зберігання в межах нафтогазопромислового об'єкта;
- розроблення програмного інтегрованого комплексу для управління сумісною експлуатацією ПСГ і ГТС;
- розроблення економіко-технологічної моделі та на цій основі програмного комплексу для оптимізації фінансових і матеріальних ресурсів для забезпечення ефективної експлуатації системи транспортування та зберігання газу;
- розроблення автоматизованої системи рейтингового добору енергоощадних проєктів для впровадження на підприємствах нафто-газової промисловості.

7.7. Висновки до сьомого розділу

Розроблене програмне забезпечення є багатофункціональним. Воно забезпечує оперативне максимально швидке проведення обчислювальних експериментів для пошуку оптимальних варіантів експлуатації ГТС та ПСГ.

Наведемо основні якісні та кількісні параметри розробленого програмного забезпечення:

- завершеність за набором розв’язуваних задач для диспетчерського керування;
- стійкість до відмов в області коректного функціонування моделей об’єктів (ця область дещо більша за експлуатаційну);
- часова ефективність – забезпечена необхідність розв’язування режимних задач за відведений час;
- здатність вирішувати режимні задачі з використанням мінімальних обсягів комп’ютерних ресурсів та інформації;
- зручність перевірки результатів проведеного тестування й перевірки того, що внесені зміни привели до потрібних результатів.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язано актуальну науково-прикладну проблему математичного моделювання динамічних процесів масопереносу в складних системах транспортування та зберігання газу із зосередженими джерелами, розроблення швидкозбіжних методів та алгоритмів мінімальної складності розв'язування систем нелінійних рівнянь із різнотипним математичним представленням, розроблення методів розрахунку параметрів керування потоками газу в складних розподілених системах зі змінними крайовими умовами та змінною структурою. Отримано такі наукові та практичні результати.

У результаті проведених робіт розроблено нестационарну математичну модель руху газу в газотранспортних системах зі складною технологічною схемою, а також математичну модель системи, яка включає всі об'єкти технологічного ланцюжка – пласт підземного сховища – газопровід – відвід. Розроблене математичне та програмне забезпечення дало можливість провести чисельні експерименти на реальних даних, які показали високу ступінь адекватності моделей реальним процесам в умовах суттєвих змін, переключень, зміни продуктивності компресорних станцій та зміни топології систем на значних інтервалах часу. Запропоновані ефективні методи та алгоритми дали змогу сформулювати та розв'язати комплекс оптимізаційних задач, що забезпечило використання розробленого програмного забезпечення для вирішення важливих проєктів для потреб газотранспортної системи України.

За умов суттєвої недовантаженої газотранспортної системи (ГТС) значний ефект у процесі її експлуатації отримується від зниження енергетичних затрат і підвищення надійності ГТС за умов ефективної експлуатації технологічного обладнання. Розв'язання поставленої проблеми напряму пов'язано з вирішенням обґрунтованого вибору із багатьох варіантів оптимального. Запропоновані в роботі підходи забезпечують автоматизацію вибору оптимального режиму, а також умови зміни керування системою. Це

дало змогу планувати роботу газотранспортної системи й у непроєктних режимах її роботи, зокрема, за наявності реверсного постачання газу і, за умов постійної деградації системи транспортування газу, встановити обсяги та послідовність проведення модернізації та реконструкції ГТС як єдиної гідравлічної системи.

У роботі запропоновано ітераційний метод розв'язування нелінійних систем диференціальних рівнянь із частинними похідними та проведено дослідження впливу кроків дискретизації за координатою та часом на достовірність і збіжність ітераційного процесу. В основі запропонованого ітераційного методу розв'язування нелінійних систем диференціальних рівнянь із частинними похідними знаходиться лінеаризація вихідної системи з подальшим уточненням розв'язку через обчислення відповідної нев'язки. Для обчислення нев'язки використано метод скінченних елементів. Аналіз результатів отриманих у процесі проведених досліджень показав, що для заданих крайових умов наявне оптимальне співвідношення між кроком за часом, числом елементів розбиття, кількістю ітерацій та часом моделювання, яке забезпечує задану точність і швидкість моделювання.

Розроблено й реалізовано мережевий варіант нестационарної роботи ГТС з активними об'єктами і змінною топологією. Для зменшення розмірності системи рівнянь у роботі запропоновано проведення декількох обґрунтованих операцій над графом технологічної схеми ГТС. Серед них можна виділити основні – спрощення технологічної схеми (зменшення кількості об'єктів типу ребро та вершина), зменшення величин розбиття протяжних об'єктів на елементи в методі скінченних елементів, залежно від параметрів газодинамічних процесів та довжини об'єктів моделювання тощо. Проведені чисельні експерименти показали, що вказані дії забезпечують не тільки можливість швидше отримати результат, а також забезпечити більшу стійкість чисельних методів.

Запропоновано один із можливих підходів щодо розв'язування проблеми побудови оптимального керування потоками газу в ГТС. Реалізація оптимального керування в реальному часі в процесі її руху (ситуативне

керування) супроводжується фазовою траєкторією динамічної системи, коли керування формується як функція поточних фазових координат та крайових умов. Такий підхід дає змогу врахувати, певною мірою, наявну невизначеність у прогнозі за вхідними даними для побудови крайових умов на прогнозований період. На складність алгоритмів впливає наявність у системі дискретного впливу на крайові умови, на структуру системи, на стан активних та пасивних об'єктів. Розривність розв'язків, часта зміна структури системи і відповідно зміна моделі її роботи, поєднання швидких та короткотермінових процесів, слабка прогнозованість зовнішніх та внутрішніх впливів на роботу системи, можлива зміна критерію якості роботи та керівних впливів вимагають розроблення адекватних методів формування параметрів керування таких систем. У реальних умовах область зміни параметрів керування, які задовольняють технологічним обмеженням, є значною.

Режим експлуатації газових сховищ проходить, переважно, у газовому та водонапірному режимах. Фільтрація газу відбувається в неусталених режимах, і тому, параметри процесу руху є змінними за тиском, густиною та швидкістю. Реальні пласти-колектори є багатошаровими з геологічними розломами зі скачками проникності, зі слабо проникними, або зовсім не проникними пропластками. У реальних умовах більшість параметрів пласта (потужність, проникність, пористість, газонасиченість, просторове розміщення й геометричні розміри тощо) відомі наближено. Розроблений моделюючий комплекс забезпечив розрахунок підземного сховища газу (ПСГ), як єдиної гідравлічної системи із врахуванням основних факторів впливу на фільтраційні й колекторські властивості пластів-колекторів. ПСГ є важливим об'єктом для оптимізації розподілу потоків ГТС. Процес оптимізації експлуатації ПСГ у складі ГТС має декілька рівнів, пов'язаних між собою. На верхньому рівні (на етапі планування режимів роботи ГТС) формуються оптимальні вхідні та вихідні параметри роботи газосховищ. На нижньому рівні формується оптимальна робота газосховищ. За умов різкого зростання споживання газу єдиним джерелом забезпечення надійної та оптимальної роботи ГТС на значних інтервалах часу є активна складова запасів газу в пластах газосховищ

та оптимальний його розподіл у ПСГ. Оптимальна робота ПСГ розглядається з погляду оптимальної роботи ГТС і забезпечується оптимальною роботою дотискувальних компресорних станцій, свердловин і системи збору газу, оптимальними режимами експлуатації пластів-колекторів, а також оптимальною організацією взаємодії технологічно поєднаних ПСГ між собою й магістральними газопроводами ГТС, зокрема. Розроблені методи, алгоритми та програмне забезпечення забезпечили розрахунок ефективних режимів експлуатації ПСГ і ГТС (оптимізацію роботи газотранспортної системи в сукупності з ПСГ); розроблення оптимальних стратегій взаємодії ГТС, ПСГ, груп ПСГ для максимального використання їхнього спільного енергозберігаючого потенціалу; розроблення, обґрунтування і проведення заходів щодо модернізації підземних сховищ газу для максимального використання як продуктивного, так і акумулюючого потенціалів газосховищ у реальних умовах їхньої роботи.

В умовах суттєвої недовантаженої ГТС значний ефект у процесі її експлуатації отримується від зниження енергетичних затрат і підвищення надійності газотранспортної системи за умов ефективної експлуатації технологічного обладнання. Вирішення поставленої проблеми безпосередньо пов'язано із вирішенням обґрунтованого вибору з багатьох варіантів оптимального. Запропоновані в роботі підходи забезпечують автоматизацію вибору оптимального режиму, а також умови зміни керування системою. Це дало змогу планувати роботу ГТС і в непроєктних режимах її роботи, зокрема, за наявності реверсного постачання газу і, за умов постійної деградації системи транспортування газу, встановити об'єми та послідовність проведення модернізації та реконструкції ГТС як єдиної гідравлічної системи.

Розроблено інтегрований програмний комплекс, який забезпечує процес оперативного диспетчерського керування, який включає: підтримання надійного функціонування ГТС; планування (прогнозування) режимів роботи ГТС; формування параметрів керування технологічними режимами роботи об'єктів, які включені в перелік об'єктів диспетчеризації; оптимізації режимів роботи обладнання й підвищення ефективності роботи газотранспортної системи загалом.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Математичне моделювання нерівноважних процесів у складних системах / Притула Н. та ін. Львів: Растр-7, 2019. 256 с.
2. Ryanylo Ya., Prytula M., Prytula N. Optimal control of Gas Flows in complicated Gas transmission Systems. *Information Technology in Selected areas of Management*. Krakow: AGN Technology of Science and Technology Press, 2018. P. 151–165.
3. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Development of software for analysis and optimization of operating modes of underground gas stores. *Technology Audit and Production Reserves*. 2017. Vol. 2, Issue 3 (40). P. 17–25. doi: <http://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.128574>.
4. Prytula N., Frolov V., Prytula M. Optimal scheduling of operating modes of the gas transmission system. *Mathematical modeling and computing*. 2017. 4 (1). P. 78–86.
5. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Mathematical modeling of operating modes of underground gas storage facilities. *Technology Audit and Production Reserves*. 2017. Vol. 4, No. 1 (36). P. 35–42. doi:10.15587/2312-8372.2017.109084.
6. Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземне зберігання газу (математичні моделі та методи). Львів: Растр-7, 2015. 266 с.
7. Трубопроводные системы энергетики: методические и прикладные проблемы математического моделирования / Притула Н. М. и др. Новосибирск: Наука, 2015. 476 с.
8. Prytula N. Mathematical modelling of dynamic processes in gas transmission. *Econtechmod. An international quarterly journal*. 2015. 4 (3). P. 57–63.
9. Prytula N. Calculation of underground gas storage operating model. *ANNALS of Faculty Engineering Hunedoara. International Journal of Engineering*. 2015. 13 (4). P. 123–126.

10. Притула Н. Математичні задачі аналізу режимів газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2015. № 826. С. 95–100.
11. Prytula N. M., Gryniv O. D., Dmytruk V. A. Simulation of nonstationary regimes of gas transmission system operation. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (2). P. 224–233.
12. Pyanylo Ya. D., Prytula M. G., Prytula N. M., Lopuh N. B. Models of mass transfer in gas transmission systems. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (1). P. 84–96.
13. Притула Н. М. Оптимізація режимів роботи газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 342–348.
14. Притула Н. Адаптивний алгоритм формування математичної моделі газотранспортної системи зі змінною структурою. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 333–337.
15. Притула Н., Гринів О., Вечерік Р., Бойко Р. Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища (моделі, методи, числові експерименти). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 4. С. 32–39.
16. Притула Н. М., Притула М. Г., Шимко Р. Я., Гладун С. В. Розрахунок режимів роботи Більче-Волицько-Угерського підземного сховища газу (програмний комплекс). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 3. С. 36–41.
17. Притула Н. Математичне моделювання перехідних процесів у системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 169–172.
18. Притула Н. Задачі керування потоками в системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 375–382.

19. Притула Н. Математичні моделі заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2011. Вип. 14. С. 115–123.
20. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Про оптимальні режими роботи багатониткових магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 719. С. 256–261.
21. Притула Н., Притула М., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 694. С. 395–401.
22. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Тепловий режим транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 234–239.
23. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання нестационарних режимів газових мереж. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 128–132.
24. Боярин І., Боровий Р., Гринів О., Притула Н., Ямнич В. Оптимізація роботи багатоцехових компресорних станцій із різнотипними газоперекачуючими агрегатами. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 672. С. 326–335.
25. Притула Н., Притула М., Боровий Р., Химко О. Математична модель Більче-Волицького сховища газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 192–198.

26. Притула Н., Гринів О., Химко О. Розрахунок динаміки зміни об'єму акумульованого газу в газотранспортній системі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 60–63.
27. Притула Н., Гринів О. Моделювання компресорних станцій із прилеглими ділянками газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 213–219.
28. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математичне моделювання та оптимізація сумісної роботи газосховищ. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 243–248.
29. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математична модель сумісної роботи газосховищ. Постановка задач. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 193–197.
30. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Паливно-енергетичні затрати на транспортування. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 128–132.
31. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 216–222.
32. Притула Н., Притула М., Гринів О., Ямнич В., Химко О. Система розробки технологічних схем магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 279–285.
33. Спосіб визначення оптимальної роботи свердловин у сукупності з роботою інших свердловин і, відповідно, підземного сховища газу: пат. 39628 Україна: № u200809014; заявл. 09.07.08; опубл. 10.03.09, бюл. № 5.

34. Дацюк А., П'янило Я., Притула М., Притула Н., Землянський Б. Аналіз нестационарного процесу руху газу в трубопроводі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2009. № 638. С. 152–156.
35. Клюк Б. О., Вечерик Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземні сховища газу в системі забезпечення ефективної експлуатації газотранспортної системи: проблеми розвитку й експлуатації. *Нафтова й газова промисловість*. 2009. № 6. С. 7–10.
36. П'янило Я. Д., Притула М. Г., Притула Н. М. Математичні моделі неусталеного руху газу в об'єктах газотранспортних систем. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2006. Вип. 4. С. 69–77.
37. Притула Н., Притула М. Синтез оптимального керування динамічними процесами в газотранспортних системах. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 14–19 травня 2018 р.)*. Івано-Франківськ. 2018. С. 311–314.
38. Притула Н. М., Притула М. Г. Методи аналізу та синтезу потоків різної природи на зважених графах. *7-ма міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології": тези доп. (Харків, 10–15 вересня 2018 р.)*. Харків: ХНУРЕ. 2018. С. 128–131.
39. Притула Н. М., Притула М. Г., Фролов В. А. Керування активними об'єктами в складних системах транспортування та зберігання газу. *XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління "АВТОМАТИКА-2017": тези доп. (Київ, 13–15 вересня 2017 р.)*. Київ. 2017. С. 100–101.
40. Притула Н., Гринів О., Притула М. Інформаційно–аналітична система для оптимального планування режимів роботи підземних сховищ газу. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.)*. Івано-Франківськ. 2017. С. 410–413.
41. Притула Н., Фролов В., Притула М. Оптимізація планування режимів роботи складних газотранспортних систем. *Інформаційні технології та*

- комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.). Івано-Франківськ. 2017. С. 414–417.
42. Притула Н. М., Гринів О. Д., Притула М. Г. Оптимальне планування роботи підземних газосховищ України (програмний комплекс). *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 198–199.
43. Фролов В. А., Притула Н. М., Гринів О. Д. Потенціал оптимізації режимів газотранспортної системи. *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 200–201.
44. Притула Н. М., Притула М. Г. Оптимальні параметри керування потоками газу в трубопровідних системах зі складною технологічною схемою. *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 202–203.
45. Притула Н. М. Моделі та методи формування та актуалізації інформаційних ресурсів для систем диспетчерського керування потоками в газотранспортних системах. *5-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 12–17 вересня 2016 р.). Харків: Друкарня Мадрид. 2016. С. 67–68.
46. Притула Н. Оптимізація усталених режимів транспортування газу. *Математичні проблеми механіки неоднорідних структур*: зб. наук. праць [матеріали міжнар. наукової конф. Львів, 15–19 вересня 2014 р.]. 2014. С. 387–388.
47. Вавричук П. Г., Притула Н. М. Моделювання процесу руху газоводяного контакту в процесі відбирання газу з підземних сховищ. *V Всеукраїнська наукова конференція "Нелінійні проблеми аналізу"*: тези доп. (Івано-Франківськ, 19–22 вересня 2013 р.). Івано-Франківськ: вид-во Прикарп. нац. ун-ту ім. В. Стефаника. 2013. С. 13–14.

48. Притула Н., П'янило Я., Притула М. Задачі масопереносу в газоносних пористих середовищах. 8-ма Міжнародна конференція "Пористі матеріали. Теорія й Експеримент" (INTERPOR 12): тези доп. (Львів – Брюховичі, 18–21 вересня 2012 р.). Львів. 2012. С. 96–98.
49. Притула Н. М., Притула М. Г., Ямнич В. І., Боярин І. П. Оптимізація режимів транспортування газу. *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН): зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]*. 2012. С. В. 13–В. 14.
50. Притула Н. М., Притула М. Г., Гринів О. Д. Математичне моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів на підземних сховищах газу (програмний комплекс). *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН): зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]*. 2012. С. В.15–В.16.
51. Притула Н., Притула М., П'янило Я. Управління транспортом газу в умовах невизначеності. *15 міжнародна конференція "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 130–131.
52. Притула Н., Притула М., П'янило Я. Управління режимами роботи підземних газосховищ в умовах невизначеності. *15-та міжнародна конференція "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 132–133.
53. Ковалко М. П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2001. 288 с.
54. Оператор газотранспортної системи України: офіц. веб-сайт. URL: <https://tsoua.com/>.
55. АТ "Укртрансгаз": офіц. веб-сайт. URL: <http://utg.ua/>.
56. Сарданашвили С. А. Расчетные методы и алгоритмы. Москва: Изд-во "Нефть и газ", 2005. 577 с.

57. Панкратов В. С., Вербило А. С. Автоматизированная система диспетчерского управления ГТС. Москва: ООО "ИРЦ Газпром", 2001. 98с.
58. SIMONE Research Group s.r.o. Equations and Methods, Version 5.6. 2007. 60 p.
59. SIMONE Research Group: офіційний веб-сайт. URL: <http://www.simone.eu/rusky/simone-simonesoftware-optimisation.asp>.
60. PSI Software AG: офіційний веб-сайт. URL: <https://www.psigasandpipelines.com/en/home>.
61. Ходанович И. Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов. Москва: Гостоптехиздат, 1961. 128 с.
62. Бобровский С. А., Черников В. И. Применение метода последовательной смены стационарных состояний для решения задач о переходных процессах. *Известия вузов. Нефть и газ*. 1963. № 2. С. 87–91.
63. Чарный И. А. Основы газовой динамики. Москва: Гостоптехиздат, 1961. 200 с.
64. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Москва: Гостоптехиздат, 1951. 224. с.
65. Рождественский Б. Д., Яненко И. И. Системы квазилинейных уравнений и их применение в газовой динамике. Москва: Наука, 1968. 592 с.
66. Лейбензон А. С. Собрание сочинений. Т. 3. Нефтепромысловая механика. Москва: Изд-во АН СССР, 1955. 678 с.
67. Седов Л. И. Методы подобия и размерности в механике. Москва: Наука, 1972. 440 с.
68. Станюкович К. П. Неустановившиеся движения сложной среды. Москва: Недра, 1971. 856с.
69. Гухман А. С. Введение в теорию подобия. Москва: Высшая школа, 1963. 254 с.
70. Кристенсен Р. Введение в теорию вязкоупругости. Москва: Мир, 1974. 326 с.
71. Максимов Ю. И. Расчет и оптимизация эксплуатационных режимов работы и параметров газоснабжающих систем. Москва: ВНИИЭ Газпром., 1971, 37 с.

72. Баясанов Д. Б., Керимов З. А. Автоматизация газорегуляторных станций магистральных газопроводов. Ленинград: Недра, 1969, 240 с.
73. Баясанов Д. Б. Автоматическое управление магистральными газопроводами. Ленинград: Недра, 1964. 434 с.
74. Темпель Ф. Г. Механика газовых потоков у трубах. Москва: Недра, 1972. 213 с.
75. Гинсбург М. Е. Электрическое моделирование линеаризованных уравнений неустановившегося движения газа и оценка методов линеаризации. *Газовая промышленность*. 1962. № 6. С. 35–39.
76. Жидкова М. А. Применения аналоговых устройств для исследования процессов в магистральном газопроводе. В сб. Вопросы теории и практики применения математического программирования. 1965. С. 274–357.
77. Ермолаева Н. Н., Курбатова Г. И. Квазиодномерная нестационарная модель процессов у морских газопроводах. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления*. 2015. № 3. С. 55–66.
78. Курбатова Г. И., Ермолаева Н. Н. Анализ чувствительности модели транспортировки газа по морским газопроводам к изменениям параметров модели. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления*. 2019. 15(1). С 47–61.
79. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Москва: МАКС Пресс, 2009. 436 с.
80. Селезнев В. Е., Клишин Г. С., Алешин В. В., Прялов С. Н., Киселев В. В., Бойченко А. Л., Мотлохов В. В. Численный анализ и оптимизация газодинамических режимов транспорта природного газа. Москва: УРСС, 2003. 223 с.
81. Цыбульник В. Н., Рубель В. В. Комплекс моделирования и оптимизации газотранспортных систем "Астра". *Газовая промышленность*. 2006. № 1. С. 27–29.
82. Казак К. А., Казак С. А. Моделирование нестационарных режимов газопроводов с граничными условиями по давлению и температуре в начале

участка и массовому расходу на конце. *Системы управления и информационные технологии*. 2007. Т. 29, № 3. С. 8–10.

83. Тевяшев А. Д., Смирнова В. С. Об одном классе задач математического моделирования нестационарных неизотермических режимов транспорта природного газа по участку трубопровода. *Восточно-европейский журнал передовых технологий. Математика и кибернетика – фундаментальные и прикладные аспекты*. 2007. № 4/5. С. 45–51.

84. Ермолаева Н. Исследование влияния параметров транспортировки газа на характеристики потока. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Прикладная математика. Информатика. Процессы управления*. 2016. № 3. С. 53–61.

85. Самарский А. А., Гулин А. В. Численные методы. Москва: Наука, 1989. 432с.

86. Самарский А. А., Попов Ю. П. Разностные методы решения задач газовой динамики. 3-е изд., дополненное. Москва: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1973. 424 с.

87. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. Москва: Мир, 1977. 606 с.

88. Харлоу Ф. Численный метод частиц у ячейках для задач гидродинамики. Пер. с англ. Москва.: Мир, 1967. С. 316–342.

89. Amsten A.A. The Particle-in-Gell Method for the calculation of the dynamics of compressible fluids. Los Alamos Scientific Laboratore. Report №LA-3466 Los Alamos, 1966. 69 p.

90. Белоцерковский О. М., Давыдов Ю. М. Метод крупных частиц у газовой динамике. Москва: Наука, 1982. 387 с.

91. Давыдов Ю. М., Кутасов С. А. Решение задач физической механики методом крупных частиц. *Физическая механика*. 1978. Вып. 3. С 133–142.

92. Ковалко М. П., Грудз В. Я., Михалків В. Б., Тимків Д. Ф., Шлапак Л. С., Ковалко О. М. Трубопровідний транспорт газу. Київ: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002 – 600 с.

93. Жуковский Н. Е. Собрание сочинений. Т. 3. Москва – Ленинград: Гослитиздательство, 1949. 700 с.

94. Павловский Н. Н. Собрание сочинений. Москва – Ленинград: Изд-СССР, 1955. Т. 1: Основы гидравлики. Открытые русла и сопряжение бьефов сооружений. 547с.; Т.2: Движение грунтовых вод. 1956. 771 с.
95. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. Москва: Наука, 1977. 664 с.
96. Лейбензон Л. С. Собрание трудов: В 2-х томах. Т. 2: Подземная гидрогазодинамика. Москва: А СССР, 1953. 544 с.
97. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газа в пористой среде. Москва – Ленинград: Гостехиздат, 1947. 244 с.
98. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Недра, 1982. 407 с.
99. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Москва – Ленинград: Гостоптехиздат, 1953. 607 с.
100. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы: Пер. с англ.- Москва: Мир, 1964. 350 с.
101. Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра, 1982. 308 с.
102. Гусейн-Заде М. А. Особенности движения жидкостей у неоднородном пласте. Москва: Недра, 1965. 210 с.
103. Гусейн-Заде М. А., Колосовская А. К. Упругие режимы в однопластовых и многопластовых системах. Москва: Недра, 1972. 454 с.
104. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство в 2-х томах. Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. Москва: Недра, 1984. Т. 1. 360 с.
105. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 1989. 334 с.
106. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. Москва: Недра, 1970. 192 с.
107. Ландау Л. Д., Лифшиц Е. М. Гидродинамика. Москва: Наука, 1986. 733 с.

108. Маскет М. Течение однородных жидкостей у пористой среде. Москва – Ленинград: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
109. Николаевский В. Н., Басниев К. С., Горбунов Т., Зотов Г. А. Механика насыщенных пористых сред. Москва: Недра, 1970. 335 с.
110. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Т. II. Москва: Наука, 1987. 399 с.
111. Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред. Москва: Недра, 1984. 232 с.
112. Компания O2Consulting: офіційний веб-сайт. URL: www.o2consulting.ru.
113. Schlumberger: офіц. веб-сайт. URL: <http://www.slb.com/>.
114. Oldenburg C. M. Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage. *Energy and Fuels*. 2003. 17 (1). P. 240–246.
115. Понтрягин Л. С., Болтянский В. Г., Гамкредидзе Р. В., Мищенко Е. Ф. Математическая теория оптимальных процессов. Москва: Наука, 1969. 384 с.
116. Болтянский В. Г. Математические методы оптимального управления. Москва: Наука, 1969. 408 с.
117. Красовский Н. Н. Управление динамической системой. Москва: Наука, 1985. 520 с.
118. Моисеев Н. Н. Элементы теории оптимальных систем. Москва: Наука, 1975. 420 с.
119. Фельдбаум А. А. Основы теории оптимальных автоматических. Москва: Физматлит, 1963. 552 с.
120. Зубов В. И. Лекции по теории управления. Москва: Физматлит, 1975. 495 с.
121. Иоффе А. Д., Тихомиров В. М. Теория экстремальных. Москва: Наука, 1974. 470 с.
122. Алексеев В. М., Тихомиров В. М., Фомин С. В. Оптимальное управление. Москва: Наука, 1979. 430 с.
123. Евтушенко Ю. Г. Методы решения экстремальных задач и их применение в системах оптимизации. Москва: Наука, 1982. 432 с.

124. Ли Э. Б., Маркус Л. Основы теории оптимального управления. Москва: Наука, 1972. 576 с.
125. Беллман Р. Динамическое программирование. Москва, 1960. 326 с.
126. Федоренко Р. П. Приближенное решение задач оптимального управления. Москва: Наука, 1978. 488с.
127. Поляк Б. Т. Методы решения задач на условный экстремум при наличие случайных помех. Москва, 1979. Т. 19, № 1. С. 147–148.
128. Полак Э. Численные методы оптимизации. Единый подход. Москва: Мир, 1974. – 374 с.
129. Эльсгольц Л. Э. Дифференциальные уравнения и вариационное исчисление. Москва: Наука, 1969. 424 с.
130. Петров Ю. П. Вариационные методы теории управления. Ленинград: Наука, 1977. 280 с.
131. Цирлин А. М., Балакирев В. С., Дудников Е. Д. Вариационные методы оптимизации управляемых объектов. Москва: Энергия, 1976. 448 с.
132. Калихман И. А. Динамическое программирование в примерах и задачах. Москва: Высшая школа, 1979. 125 с.
133. Дикусар В. В., Милютин А. А. Качественные и численные методы в принципе максимума. Москва: Наука, 1989. 144с.
134. Срочко В. А. Итерационные методы решения задач оптимального управления. Москва: Физматлит, 2000. 160 с.
135. Hartl R. E., Sethi S. P., Vickson R. G. A Servey of the maximum principle for optimal control problems with state constraints. *SIAM Review*. 1995. 37. P. 81–218.
136. Александров В. М. Итерационный метод вычисления в реальном времени оптимального по быстродействию управления. *Сибирский журнал вычислительной математики*. 2007. Т. 10. № 1. С. 1–28.
137. Ротов А. А., Трифонов А. В., Сулейманов В. А., Истомина В. А. Моделирование режимов работы газового промысла как единой термогидравлической системы. *Газовая промышленность*. 2010. № 10 (651). С. 46–49.

138. Гереш Г. М., Дорошенко Ю. Е., Евликова Л. Н. и др. Проблемы формирования технологических режимов газовых промыслов на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. *Газовая промышленность*. 2012. № 1. С. 24–27.
139. Гафаров А. Ш. Особенности гидродинамического моделирования Гатчинского ПХГ. *Вести газовой науки*. 2012. № 2 (10).
140. Тевяшев А. Д., Коток В. Б., Выходцев Е. И., Пшеняник И. А. Об одном классе задач нестационарного неизотермического режима транспорта газа по ЛУ МГ. Проблемы нефтегазовой промышленности: Сб. научных трудов. Вып. 3. Киев, 2006. С.302–314.
141. Тевяшев А. Д., Смирнова В. С. Об одном классе задач математического моделирования нестационарных неизотермических режимов транспорта природного газа по участку трубопровода. *Восточно-европейский журнал передовых технологий. Математика и кибернетика – фундаментальные и прикладные аспекты*. 2007. № 4/5. С. 45–51.
142. Селезнев В. Е., Алешин В. В., Прялов С. Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов. Москва: МАКС Пресс, 2009. 436 с.
143. Аكوпова Г. С., Дорохова Е. В., Попов П. Б. Оценка объемов потерь метана с утечками от технологического оборудования газотранспортных объектов ОАО "Газпром". *Вести газовой науки*. 2013. № 2 (13).
144. Atmos International: офіційний веб-сайт. URL: <http://www.atmosi.com>.
145. Бобровский С. А., Щербаков С. Г., Яковлев Е. И., Гарляускас А. И., Грачев В. В. Трубопроводный транспорт газа. Москва: "Наука", 1976. 495 с.
146. Розгонюк В. В., Хачикян Л. А., Григіль М. А. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник. Київ: "Росток", 1998. 432 с.
147. Кудряшов Б. Б., Литвиненко В. С., Сердюков С. Г. Вопросы достоверности тепловых расчетов магистрального газопровода. *Журнал технической физики*. 2002. Т. 72. Вып. 4. С. 1–5.
148. Силаш А. П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть 1. Перевод с англ. Москва: Недра, 1980. 375 с.

149. Панкратов В. С., Берман Р. Я. Разработка и эксплуатация АСУ газотранспортными системами. Ленинград: Недра, 1982. 256 с.
150. Оре О. Теория графов. 2-е изд. Москва: Наука, 1980. С. 336.
151. Крістофідес Н. Теорія графів. Алгоритмічний підхід. Москва: Мир, 1978. 429с.
152. Свамі М., Тхулаліраман К. Графи, мережі та алгоритми. Москва: Світ, 1984. 455с.
153. Евдокимов А. Г., Тевяшев А. Д. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях. Харьков: Вища школа, 1980. 144 с.
154. Тевяшев А. Д. Оперативное управление потокораспределением в инженерных сетях в условиях неопределенности. Диссертация и автореферат по ВАК РФ 05.13.01, доктор технических наук, 1984.
155. Коротаев Ю. П., Гуревич Г. Р., Брусиловский А. И. и др. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство у 2-х т. Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. Т. 1. Москва: Недра, 1984. 360 с.
156. Cooke C. E. Conductivity of fracture proppants in multiple layers. *J. Petrol. Technol.* 1973. V. 25. N 9. P. 1101–1107
157. Гімер Р.Ф., Гімер П. Р., Деркач М. П. Підземне зберігання газу. Івано-Франківськ: Факел, 2001. 215 с.
158. Бузинов С. Н., Пешкин М. А. О коэффициенте дисперсии при вытеснении из пористой среды газа газом. *Прикладная механика и техническая физика.* 1975. №4. С. 142–145.
159. Brogioli D., Vailati A. Diffusive mass transfer by nonequilibrium fluctuations: Fick's Law revisited. *Physical Review E.* 2000. 63. doi:<https://doi.org/10.1103/PhysRevE.63.012105>.
160. . Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. Москва: Наука, 1972. 720 с.

ДОДАТОК А ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

Акціонерне товариство
«Укртрансгаз»



Ukrtransgaz
Joint Stock Company

Україна,
01021, м. Київ,
Кловський узвіз, 9/1
тел.: +38(044) 461-2095
www.utg.ua



9/1, Klovskiy Uzviz
Kyiv, 01021,
Ukraine
tel.: +38(044) 461-2095
www.utg.ua

№ _____

На № _____

Довідка



“Затверджую”

Головний інженер

АТ “Укртрансгаз”, канд. техн. наук

В.В. Рудко

28.12 2020 р.

впровадження результатів досліджень, отриманих у докторській дисертаційній роботі начальника відділу розробки систем оптимального планування та прогнозування режимів роботи підземних сховищ газу філії “Науково-дослідний Інститут транспорту газу” АТ “Укртрансгаз” канд. техн. наук Притули Назара Мирославовича «Математичне моделювання нестационарного масоперенесення в газотранспортних мережах та підземних сховищах газу»

Розроблені Притулою Н.М. математичні моделі, методи, алгоритми та програмне забезпечення дозволило реалізувати проекти:

- Моделюючі та оптимізуючі програмні комплекси для планування і прогнозування роботи Угерського (14-15 гор.), Олишівського, Солохівського, Кегічівського, Краснопопівського та Вергунського ПСГ (угода № 1112011333 від 15.12.2011 р.)
- Розрахунок та математичне моделювання параметрів процесу заміщення природного газу азотом в пластах ПСГ” (угода № 110ТР-274 від 22.07.2010 р.)
- Програмний моделюючий, адаптивний і оптимізуючий комплекс для планування і прогнозування роботи Пролетарського ПСГ” (угода № 10ТР-73 від 22.07.2010 р.)
- Розрахунок та математичне моделювання параметрів процесу заміщення природного газу азотом в пластах ПСГ (угода № 110ТР-274 від 22.07.2010 р.)
- Розроблення програмного комплексу для аналізу, моделювання та прогнозування режимних параметрів Дашавського ПСГ, інтегрованого з існуючими системами автоматики (робота № 2.2.19-12/2019-2020 від 28.12.2018)
- Розроблення програмного комплексу для проведення оперативних і прогнозних розрахунків режимів роботи Більче-Волицького ПСГ (робота № 2.2.27-11/2020 на 2020 р.)

Розроблене математичне та програмне забезпечення впроваджене в АТ “Укртрансгаз” у промислову експлуатацію і використовується диспетчерськими й геологічними службами для забезпечення оптимальної експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) України у режимі добового балансування, прогнозування режимів, розрахунку пікових режимів закачування/відбирання газу та аналізу ефективності експлуатації, як окремих технологічних об’єктів, так і ПСГ загалом.

Даний Акт не є підставою для проведення фінансових та/або інших розрахунків.

Начальник департаменту підземного зберігання газу
АТ “Укртрансгаз”, канд. техн. наук

Р.В.Бойко

Начальник науково-технічного відділу
АТ “Укртрансгаз”, канд. техн. наук

І.О.Орлов

00081090



Товариство з обмеженою
відповідальністю

«Оператор
газотранспортної
системи України»

Україна,
01010, м. Київ,
Любомира Гузара,
буд. 44

Т.: +38 (044) 461 20 13

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційних досліджень
Притули Назара Мирославовича

Результати досліджень, отримані у докторській дисертації наукового співробітника Центру математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки і математики НАН України ім. Я.С.Підстригача, к.т.н. Притули Назара Мирославовича «Математичне моделювання нестационарного масоперенесення в газотранспортних мережах та підземних сховищах газу», які викладені у розділах «Математичне моделювання масоперенесення в газотранспортних мережах» та «Математичне моделювання масо перенесення в системах підземного зберігання газу» мають важливе прикладне значення для газотранспортної системи (ГТС) України.

Ці результати були використані для виконання робіт: Розроблення моделюючого комплексу для оптимального планування режимів роботи ПСГ, груп технологічно поєднаних ПСГ та їх роботи сумісно з ГТС (робота № 1.6.14-11/2015-2016); Розроблення програмного комплексу автоматизації процесів формування ефективних рішень щодо диспетчерського керування газовими потоками для основних газопроводів ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" (робота № 1.1.4-10/2016-2017); Розробка програмних модулів для інформаційно-моделюючого програмного комплексу планування режимів роботи ГТС ПАТ "УКРТРАНСГАЗ" (угода 1.6.19-11/2014-2015); ПК розрахунку параметрів динамічного оптимального балансування газопотоками в умовах нестационарної роботи МГ ДК „Укртрансгаз” (угода № 64/279 - 10091509 від 6.09.2010 р.).

У процесі виконання Н.М. Притулою вище приведених робіт розроблено математичне та програмне забезпечення:

- GTS Calculation – моделювання та розрахунок режимів роботи основних магістральних газопроводів;
- GIMS (Gas Informational Modelling System). – прогнозне планування режимів роботи підземних сховищ газу,

яке впроваджено у промислову експлуатацію і використовується диспетчерськими службами для розрахунку та планування режимів роботи і добового балансування газу.

Директор із диспетчеризації
ТОВ «Оператор ГТС України»



В.А. Фролов

Начальник управління оптимізації режимів
і перспективного планування транспортування газу, к.т.н

ТОВ "Оператор ГТС України"
№ 02.12.2020

арк.1



ДОДАТОК Б
СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ТА ВІДОМОСТІ ПРО
АПРОБАЦІЮ

1. Математичне моделювання нерівноважних процесів у складних системах / Притула Н. та ін. Львів: Растр-7, 2019. 256 с.
2. Pyanylo Ya., Prytula M., Prytula N. Optimal control of Gas Flows in complicated Gas transmission Systems. *Information Technology in Selected areas of Management*. Krakow: AGN Technology of Science and Technology Press, 2018. P. 151–165.
3. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Development of software for analysis and optimization of operating modes of underground gas stores. *Technology Audit and Production Reserves*. 2018. Vol. 2, Issue 3 (40). P. 17–25. doi: <http://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.128574>.
4. Prytula N., Frolov V., Prytula M. Optimal scheduling of operating modes of the gas transmission system. *Mathematical modeling and computing*. 2017. 4 (1). P. 78–86.
5. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Mathematical modeling of operating modes of underground gas storage facilities. *Technology Audit and Production Reserves*. 2017. Vol. 4, No. 1 (36). P. 35–42. doi:10.15587/2312-8372.2017.109084.
6. Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземне зберігання газу (математичні моделі та методи). Львів: Растр-7, 2015. 266 с.
7. Трубопроводные системы энергетики: методические и прикладные проблемы математического моделирования / Притула Н. М. и др. Новосибирск: Наука, 2015. 476 с.
8. Prytula N. Mathematical modelling of dynamic processes in gas transmission. *Econtechmod. An international quarterly journal*. 2015. 4 (3). P. 57–63.
9. Prytula N. Calculation of underground gas storage operating model. *ANNALS of Faculty Engineering Hunedoara. International Journal of Engineering*. 2015. 13 (4). P. 123–126.

10. Притула Н. Математичні задачі аналізу режимів газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2015. № 826. С. 95–100.
11. Prytula N. M., Gryniv O. D., Dmytruk V. A. Simulation of nonstationary regimes of gas transmission system operation. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (2). P. 224–233.
12. Pyanylo Ya. D., Prytula M. G., Prytula N. M., Lopuh N. B. Models of mass transfer in gas transmission systems. *Mathematical modeling and computing*. 2014. 1 (1). P. 84–96.
13. Притула Н. М. Оптимізація режимів роботи газотранспортних систем. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 342–348.
14. Притула Н. Адаптивний алгоритм формування математичної моделі газотранспортної системи із змінною структурою. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 333–337.
15. Притула Н., Гринів О., Вечерік Р., Бойко Р. Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища (моделі, методи, числові експерименти). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 4. С. 32–39.
16. Притула Н. М., Притула М. Г., Шимко Р. Я., Гладун С. В. Розрахунок режимів роботи Більче-Волицько-Угерського підземного сховища газу (програмний комплекс). *Нафтогазова галузь України*. 2013. № 3. С. 36–41.
17. Притула Н. Математичне моделювання перехідних процесів у системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 169–172.
18. Притула Н. Задачі керування потоками в системах транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 375–382.
19. Притула Н. Математичні моделі заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2011. Вип. 14. С. 115–123.

20. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Про оптимальні режими роботи багатониткових магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 719. С. 256–261.
21. Притула Н., Притула М., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 694. С. 395–401.
22. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Тепловий режим транспортування газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 234–239.
23. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання нестационарних режимів газових мереж. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 128–132.
24. Боярин І., Боровий Р., Гринів О., Притула Н., Ямнич В. Оптимізація роботи багатоцехових компресорних станцій з різнотипними газоперекачуючими агрегатами. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 672. С. 326–335.
25. Притула Н., Притула М., Боровий Р., Химко О. Математична модель Більче-Волицького сховища газу. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 192–198.
26. Притула Н., Гринів О., Химко О. Розрахунок динаміки зміни об'єму акумульованого газу в газотранспортній системі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 771. С. 60–63.
27. Притула Н., Гринів О. Моделювання компресорних станцій з прилеглими ділянками газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2013. № 751. С. 213–219.
28. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математичне моделювання та оптимізація сумісної роботи газосховищ. *Вісник Національного університету*

"Львівська політехніка". *Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 744. С. 243–248.

29. Гринів О., Притула Н., Притула М. Математична модель сумісної роботи газосховищ. Постановка задач. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2012. № 732. С. 193–197.

30. Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О. Паливно-енергетичні затрати на транспортування. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2011. № 710. С. 128–132.

31. Сінчук Ю., Притула Н., Притула М. Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 663. С. 216–222.

32. Притула Н., Притула М., Гринів О., Ямнич В., Химко О. Система розробки технологічних схем магістральних газопроводів. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2010. № 686. С. 279–285.

33. Спосіб визначення оптимальної роботи свердловин у сукупності з роботою інших свердловин і, відповідно, підземного сховища газу: пат. 39628 Україна: № u200809014; заявл. 09.07.08; опубл. 10.03.09, бюл. № 5.

34. Дацюк А., П'янило Я., Притула М., Притула Н., Землянський Б. Аналіз нестационарного процесу руху газу в трубопроводі. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка". Комп'ютерні науки та інформаційні технології*. 2009. № 638. С. 152–156.

35. Клюк Б. О., Вечерик Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Притула Н. М., П'янило Я. Д., Притула М. Г. Підземні сховища газу в системі забезпечення ефективної експлуатації газотранспортної системи: проблеми розвитку й експлуатації. *Нафтова і газова промисловість*. 2009. № 6. С. 7–10.

36. П'янило Я. Д., Притула М. Г., Притула Н. М. Математичні моделі неусталеного руху газу в об'єктах газотранспортних систем. *Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології*. 2006. Вип. 4. С. 69–77.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

37. Притула Н., Притула М. Синтез оптимального керування динамічними процесами в газотранспортних системах. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 14–19 травня 2018 р.). Івано-Франківськ. 2018. С. 311–314.
38. Притула Н. М., Притула М. Г. Методи аналізу та синтезу потоків різної природи на зважених графах. *7-ма міжнародна науково-технічна конференція “Інформаційні системи й технології”*: тези доп. (Харків, 10–15 вересня 2018 р.). Харків: ХНУРЕ. 2018. С. 128–131.
39. Притула Н. М., Притула М. Г., Фролов В. А. Керування активними об'єктами в складних системах транспортування та зберігання газу. *XXIV Міжнародна конференція з автоматичного управління “АВТОМАТИКА-2017”*: тези доп. (Київ, 13–15 вересня 2017 р.). Київ. 2017. С. 100–101.
40. Притула Н., Гринів О., Притула М. Інформаційно–аналітична система для оптимального планування режимів роботи підземних сховищ газу. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.). Івано-Франківськ. 2017. С. 410–413.
41. Притула Н., Фролов В., Притула М. Оптимальне планування режимів роботи складних газотранспортних систем. *Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання*: матеріали міжнар. науково-практичної конф. (Івано-Франківськ, 15–20 травня 2017 р.). Івано-Франківськ. 2017. С. 414–417.
42. Притула Н. М., Гринів О. Д., Притула М. Г. Оптимальне планування роботи підземних газосховищ України (програмний комплекс). *6-та міжнародна науково-технічна конференція “Інформаційні системи й технології”*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 198–199.
43. Фролов В. А., Притула Н. М., Гринів О. Д. Потенціал оптимізації режимів газотранспортної системи. *6-та міжнародна науково-технічна конференція “Інформаційні системи і технології”*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 200–201.

44. Притула Н. М., Притула М. Г. Оптимальні параметри керування потоками газу в трубопровідних системах зі складною технологічною схемою. *6-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 11–16 вересня 2017 р.). Харків: ХНУРЕ. 2017. С. 202–203.
45. Притула Н. М. Моделі та методи формування та актуалізації інформаційних ресурсів для систем диспетчерського керування потоками в газотранспортних системах. *5-та міжнародна науково-технічна конференція "Інформаційні системи й технології"*: тези доп. (Харків, 12–17 вересня 2016 р.). Харків: Друкарня Мадрид. 2016. С. 67–68.
46. Притула Н. Оптимізація усталених режимів транспортування газу. *Математичні проблеми механіки неоднорідних структур*: зб. наук. праць [матеріали міжнар. наукової конф. Львів, 15–19 вересня 2014 р.]. 2014. С. 387–388.
47. Вавричук П. Г., Притула Н. М. Моделювання процесу руху газоводяного контакту в процесі відбирання газу з підземних сховищ. *V Всеукраїнська наукова конференція "Нелінійні проблеми аналізу"*: тези доп. (Івано-Франківськ, 19–22 вересня 2013 р.). Івано-Франківськ: вид-во Прикарп. нац. ун-ту ім. В. Стефаника. 2013. С. 13–14.
48. Притула Н., П'янило Я., Притула М. Задачі масопереносу в газоносних пористих середовищах. 8-ма Міжнародна конференція "Пористі матеріали. Теорія й Експеримент" (INTERPOR 12): тези доп. (Львів – Брюховичі, 18–21 вересня 2012 р.). Львів. 2012. С. 96–98.
49. Притула Н. М., Притула М. Г., Ямнич В. І., Боярин І. П. Оптимізація режимів транспортування газу. *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН)*: зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]. 2012. С. В. 13–В. 14.
50. Притула Н. М., Притула М. Г., Гринів О. Д. Математичне моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів на підземних сховищах газу (програмний комплекс). *Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук (ІМФН)*: зб. наук. праць [матеріали наукової конф. Львів, 17–18 травня 2012 р.]. 2012. С. В.15–В.16.

51. Притула Н., Притула М., П'янило Я. Управління транспортом газу в умовах невизначеності. *15 міжнародна конференція "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 130–131.

52. Притула Н., Притула М., П'янило Я. Управління режимами роботи підземних газосховищ в умовах невизначеності. *15-та міжнародна конференція "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"*: тези доп. (Львів, 17–21 травня 2010 р.). Львів. 2010. С. 132–133

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідалися та обговорювалися на: Міжнародній науково-технічній конференції "Комп'ютерні технології підтримки прийняття рішень в диспетчерському керуванні газотранспортними і газовидобувними системами" (Москва, 2012); V науково-практичній конференції "Математичне та імітаційне моделювання систем" (Київ, 2010); Міжнародній конференції "Десята відкрита наукова конференція Інституту прикладної математики та фундаментальних наук" (Львів, 2012); 3-ій Міжнародній науково-технічній конференції "Комп'ютерні науки та інформаційні технології" (CSIT 2008) (Львів, 2008); Науково-технічній конференції "Інформаційні системи і технології в енергетиці" (Ялта, 2011); Симпозіумі "Пористі матеріали – теорія і експеримент" (INTERPOR 12) (Львів, 2012); 15-й Міжнародній конференції "Проблеми прийняття рішень в умовах невизначеності (PDMU-2010)"; V Всеукраїнській науковій конференції "Нелінійні проблеми аналізу" (Івано-Франківськ, 2013); IX Міжнародній науковій конференції "Математичні проблеми механіки неоднорідних структур" (Львів, 2014); Конференції молодих учених "Підстригачівські читання – 2014" (Львів, 2014); XXIV Міжнародній конференції з автоматичного управління "АВТОМАТИКА-2017" (Київ, 2017); Міжнародній науково-практичній конференції "Інформаційні технології та комп'ютерне моделювання" (Івано-Франківськ, 2018); VII науково-технічній конференції "Інформаційні системи і технології ICT-2018" (Харків-Коблево, 2018).