

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ПРИДНІПРОВСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ БУДІВНИЦТВА ТА
АРХІТЕКТУРИ»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

МАЦУК ЗАХАР МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 331.45

ДИСЕРТАЦІЯ

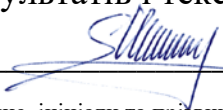
**ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ БЕЗПЕКИ МАГІСТРАЛЬНИХ
ГАЗОПРОВОДІВ**

05.26.01 – охорона праці

19 – Архітектура та будівництво

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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


_____ З. М. Мацук
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник: Беліков Анатолій Серафимович, доктор технічних наук,
професор

Дніпро – 2021

АНОТАЦІЯ

Мацук З. М. Підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.26.01 «Охорона праці» (19 – Архітектура та будівництво). – Державний вищий начальний заклад «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» Міністерства освіти і науки України, Дніпро, 2021.

Дисертація присвячена вирішенню науково-технічної задачі підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів (газотранспортних підприємств) нафтогазової галузі України.

В роботі приведені результати аналізу сучасного стану виробничої безпеки у нафтогазовій галузі України та сучасних енергозберігаючих технологій, які позитивно впливають на безпеку магістральних газопроводів, наведені переваги та недоліки сучасних способів транспортування газу, що використовуються з метою спорожнення ділянок обраного магістрального газопроводу від природного газу, а також перспективи застосування мобільних компресорних станцій (надалі – МКС) з метою евакуації природного газу з ділянки/ділянок магістрального газопроводу, що підлягає/підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню.

Виходячи з аналізу наукових публікацій та патентів за темою дисертації, визначено, що традиційне базування із застосуванням існуючих в Україні способів транспортування газу, що використовуються з метою спорожнення ділянок обраного магістрального газопроводу від природного газу, неефективне, виробничо- та екологічно небезпечне, тому – недоцільне. Досвід попередніх досліджень у нафтогазовій галузі України вказує на брак відповідного обладнання (устаткування), інноваційних технологій, нормативного та організаційно-технічного забезпечення процесу

спорожнення ділянок обраного магістрального газопроводу від природного газу, що перешкоджає впровадженню новітніх технологій відповідного напрямку спрямування та їх широкому розповсюдженню на практиці. Проте організація перекачування (евакуації, акумулювання) газу, замість його стравлювання в повітря або спрацювання на споживача, є досить перспективним напрямком, особливо на об'єктах видобутку (синтезу), підготовки та магістрального транспортування природного (супутнього) газу (водню).

У профільній (галузевій) науково-технічній літературі та нормативно-правових актах України не приділяється відповідної уваги теоретичним і експериментальним дослідженням та нормативному врегулюванню питань підвищення виробничої безпеки об'єктів видобутку та магістрального транспорту природного газу. Внаслідок цього газовидобувні та газотранспортні підприємства досі користуються морально застарілими, виробничо і екологічно небезпечними способами спорожнення ділянок обраного магістрального газопроводу від природного газу.

Отримані результати досліджень стали основою для розробки та обґрунтування інноваційних способів транспортування газу, створених з метою спорожнення від нього ділянки/ділянок магістрального газопроводу, що підлягає/підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, що відображено у патентах на корисні моделі, наукових статтях, доповідях на наукових конференціях тощо. Розроблені способи (технологія) дозволяють не тільки підвищити рівень виробничої безпеки магістральних газопроводів (галузевих підприємств), але і суттєво зменшити побічні збитки від стравлювання природного газу у навколишнє середовище.

Такий підхід зайвий раз підкреслює актуальність теми досліджень щодо застосування установок транспортування газу на базі мобільних компресорних станцій з відповідним нормативним та тактико-організаційно-технічним забезпеченням і техніко-економічним обґрунтуванням.

Саме тут виникає завдання підвищення рівня виробничої безпеки галузевих підприємств шляхом мінімізації втрати природного газу на стравлювання, мінімізації впливу циклічних навантажень на тіло трубопроводу під час коливань тиску газу широкої, знакозмінної амплітуди, на ділянках трубопроводів великої протяжності, під час спрацювання газу на споживача та енергетичних втрат на відновлення проєктного тиску в трубопроводах. Наслідком вищезгаданих перетворень є беззаперечна оптимізація енергоресурсної ефективності галузі, як наслідок – підвищення рівня національної безпеки України. В цьому сенсі автором у співавторстві з д.т.н., проф. Беліковим А.С., д.т.н., проф. Процівим В.В. розроблено та обґрунтовано поняття «Енергоресурсний менеджмент» та «Енергоресурсний сервіс».

З технічної точки зору в дисертації вирішувались загальні задачі вдосконалення технологій видобутку, підготовки до транспортування, транспортування магістральними газопроводами і розподілу вуглеводнів, що призвело до створення нових способів і установок транспортування (контролю тиску) природного газу. В цьому сенсі автором розроблено нову технологію і запатентовано в Україні способи контролю тиску газу, отримано три патенти на корисні моделі. Два з них стосуються способів евакуації газу з ділянки магістрального газопроводу, без стравлювання газу у повітря та спрацювання газу на споживача, без зупинки технологічного процесу транспортування, без внесення суттєвих змін у будову та подальшу безпечну експлуатацію магістральних газопроводів, які беруть участь у такому процесі, за рахунок його перекачування до іншого магістрального газопроводу або до наступної/попередньої ділянки цього ж магістрального газопроводу.

Перші два способи також забезпечують:

– підключення до магістрального газопроводу компресорних агрегатів, в тому числі для наповнення стисненим газом посудин, що працюють під тиском без зупинки технологічного процесу транспортування, без внесення

суттєвих змін у будову та подальшу безпечну експлуатацію магістрального газопроводу, який бере участь у такому процесі;

– ефективну протидію злочинній несанкціонованій розгерметизації магістрального газопроводу за рахунок відкриття певних перекривних пристроїв;

– проведення пневматичних або гідравлічних випробовувань трубопроводів без внесення суттєвих змін у будову та подальшу безпечну експлуатацію магістрального газопроводу тощо.

Третій спосіб стосується будови установки, акумулювання та подальшого використання газу, який підлягає стравлюванню у повітря під час виконання регламентних та ремонтних робіт на компресорних станціях магістральних газопроводів, на підземних сховищах газу, на установках комплексної підготовки газу газовидобувних підприємств, на газорозподільчих станціях без внесення суттєвих змін у будову та подальшу безпечну експлуатацію вищезазначених об'єктів, за рахунок його надходження/перекачування у спеціально побудовані газгольдери.

Для досягнення мети і вирішення поставлених завдань в роботі використано комплексний метод, що включає формально-логічний аналіз науково-технічної літератури та нормативно-правових актів з питань транспортування природного газу магістральними газопроводами, синтез, абстрагування, моделювання, верифікацію чисельних і аналітичних моделей, узагальнення даних.

Такий підхід до вирішення поставлених в роботі завдань досягнуто завдяки використанню відомих і виведених спрощених залежностей, які і покладено в основу визначення нового алгоритму оперативного управління режимами компресорних агрегатів мобільних компресорних станцій під час перекачування газу та розробки ризик-орієнтованого методу (методики) визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем.

В подальшому були розроблені та втілені практичні рекомендації для використання нових способів спорожнення від газу ділянки/ділянок магістрального газопроводу, що підлягає/підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню.

Запропоновані (розроблені) безпечні способи контролю тиску газу та установка транспортування газу не потребують виготовлення дослідної установки, тому що усі процеси, які відбуваються під час перекачування, відомі та обґрунтовані, необхідні конструкційні матеріали, системи безпеки, сигналізації та виробничий персонал відповідної кваліфікації існують та наявні.

В будові установок, в основних засадах технології та способах контролю тиску газу у трубопровідних системах застосовані нові елементи, зокрема, нові технологічно-організаційні схеми підключення до діючих трубопровідних систем газоперекачувальних агрегатів та їх паливних систем, газгольдерів та систем підготовки газу, що транспортується тощо (патенти України №№ 96340; 99367; 100214).

Наукова новизна отриманих результатів:

- вперше проведено теоретичне та практичне обґрунтування технології евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістрального газопроводу, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, із використанням мобільних компресорних станцій, що дозволяє забезпечити виробничу, екологічну безпеку технологічних процесів транспортування газу та економію енергоресурсів;
- запропоновано понятійний апарат безпеки процесу транспортування газу за допомогою мобільних компресорних станцій;
- запропонований термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки магістральних газопроводів;
- вперше запропонована технологічна схема імітаційно-нестационарного моделювання процесів транспортування природного газу за допомогою мобільних компресорних станцій, що дозволило встановити

вплив кожного з елементів системи на безпеку та час перекачування газу із локалізованої ділянки магістрального газопроводу та режими його транспортування;

– розроблено та теоретично обґрунтовано новий підхід до управління газоперекачувальними агрегатами у складі мобільних компресорних станцій під час виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, що дозволило підвищити рівень контролю безпеки технологічних процесів;

– вперше встановлено закономірність зміни відносного тиску та відносної маси газу в залежності від часу перекачування газу за допомогою мобільних компресорних станцій, що дозволило підвищити швидкість перекачування газу, за рахунок управління тиском газу магістральних газопроводів та оптимізації кількості компресорних установок у складі мобільних компресорних станцій, від 6 до 135 годин відповідно, та забезпечити безпеку технологічних процесів транспортування природного газу;

– одержала подальший розвиток ризик-орієнтована концепція застосування мобільних компресорних станцій та ризик-орієнтований підхід до ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків газотранспортної системи, що дозволило вперше ідентифікувати нові небезпеки під час експлуатації мобільних компресорних станцій;

– одержало подальший розвиток науково-практичне обґрунтування застосування компактної мобільної компресорної станції, здатної перекачати газ з локалізованої ділянки магістрального газопроводу довжиною 25-30 км (діаметром 500-1400 мм) за перекривний вимикаючий пристрій (лінійний кран) по ходу/проти ходу газу, або у сусідній магістральний газопровід, тиском від 55 bar до 100 bar, до надлишкового тиску ≤ 1 bar, протягом 48 – 96

годин, що дозволить забезпечити безпеку технологічних процесів транспорту природного газу магістральними газопроводами.

Практичне значення отриманих результатів:

– розроблено технологію та проект виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню із використанням мобільних компресорних станцій, що дозволило підвищити рівень безпеки та енергоресурсоефективності магістрального транспортування газу;

– розроблено алгоритм керування агрегатами пересувних компресорних станцій під час виконання робіт із евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню;

– запропонований термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки магістральних газопроводів як об'єктів нафтогазової галузі України, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» впроваджені у Головному управлінні Державної служби України з надзвичайних ситуацій у Дніпропетровській області;

– алгоритм ідентифікації небезпек та оцінювання ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки, дерево відмов магістрального трубопроводу, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем», «Проект змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці (НПАОП 60.3 – 1.01-10, НПАОП 11.1-1.01-08), будівельних норм і правил (СНиП 2.05.06-85)» впроваджено у НАК «Нафтогаз України» ДК «Укртрансгаз» Пролетарське виробниче управління підземного зберігання газу;

– алгоритм ідентифікації небезпек та оцінювання ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки, дерево відмов магістрального

трубопроводу, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» використовуються у навчальному процесі Державного вищого навчального закладу «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» при підготовці студентів, які навчаються за спеціальностями 263 «Цивільна безпека», 192 «Будівництво та цивільна інженерія», зокрема при викладанні навчальних дисциплін: «Виконання робіт підвищеної небезпеки», «Охорона праці в галузі», «Пожежна безпека»;

– одержані результати дисертаційної роботи прийняті до розгляду Держпраці під час формування нової редакції нормативно-правових актів з питань охорони праці (НПАОП 11.1-1.01-08 «Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України», НПАОП 60.3-1.01-10 «Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів»).

Ключові слова: безпека, газ, транспортування, евакуація, ремонт, спосіб, заходи, енергоресурсоефективність.

SUMMARY

Matsuk Z.M. Improvement the level of safety of main gas pipelines. - Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of candidate of engineering science in the specialty 05.26.01 «Labour safety» (19 - Architecture and civil engineering) - State higher educational establishment «Prydniprovskya state academy of civil engineering and architecture» of the Ministry of education and science of Ukraine, Dnipro, 2021.

The dissertation is devoted to the solution of the scientific and technical task of raising the level of safety of main gas pipelines (gas transportation enterprises) of the oil and gas industry of Ukraine.

Abstract contains the analysis results of industrial safety current state in Ukrainian oil and gas industry and modern energy efficiency solutions which

positively influence the gas transmission pipelines safety, provides benefits and drawbacks of modern gas transport methods, which are used to empty the target main gas pipeline section from natural gas, and also opportunities of the use of mobile compressor stations to remove natural gas from section/sections of main gas pipeline which require maintenance or shutdown.

By performing the analysis of native and foreign publications, and also patents on the dissertation topic, the conclusion was made that traditional ways of gas transporting in Ukraine, which are used to empty the sections of the target main gas pipeline of natural gas, are production inefficient and hazardous - and useless as a result.

The experience of previous research in the oil and gas industry of Ukraine indicates a lack of appropriate equipment (equipment), innovative technologies, regulatory and organizational and technical support of the process of emptying the selected main gas pipeline from natural gas, which hinders the introduction of new technologies and their widespread use in practice. However, the organization of pumping (evacuation, accumulation) of gas, instead of releasing it into the air or delivering to the consumer, is a very promising area, especially at the facilities of production, preparation and main transport of natural (associated) gas. The professional scientific and technical literature and Ukrainian laws and regulations do not pay due attention to theoretical and experimental research and normative regulation of issues of improving the industrial safety of natural gas production and main transport facilities. As a result, gas production and gas transmission companies still use obsolete, industrially and environmentally hazardous methods of natural gas removal from the selected main gas pipeline.

The received research results became the foundation for the development and substantiation of innovative methods of gas transportation, created to empty the section / sections of the main gas pipeline to be repaired / subject to repair (maintenance) and / or shutdown, which is reflected in utility model patents, scientific articles, reports at scientific conferences, etc. The researched methods (technology) allow not only to increase the level of production safety of industry

enterprises, but also to significantly reduce the side losses of natural gas into the environment.

This approach once again emphasizes the relevance of the research topic on the use of gas transportation facilities based on mobile compressor stations with appropriate regulatory and tactical-organizational-technical support and feasibility study.

Right here the task of industrial safety upgrade of industrial enterprises arises, which can be achieved by minimizing the loss of natural gas bleed, minimizing the impact of cyclic loads on the pipeline during gas pressure fluctuations of wide, alternating amplitude, in long pipelines, during gas operation to restore the designed pressure in the pipelines. The consequence of the above-mentioned transformations is the unquestionable optimization of energy efficiency of the industry, and, in turn - the upgrade of national security of Ukraine. In this sense, the author co-authored with Ph.D. prof. Belikov A.S., Ph.D. prof. Protsiv V.V., and developed and substantiated the concepts of "Energy Resource Management" and "Energy Resource Service". From the technical point of view, the dissertation addressed general issues of improving production technologies, preparation for transportation, transportation by main gas pipelines and distribution of hydrocarbons, which led to the creation of new methods and facilities for natural gas transportation. In this sense, the author has developed a new technology and patented the methods and installation of gas transportation in Ukraine, obtained three patents for utility models. Two of them concern the methods of evacuation of gas from the section of the main gas pipeline, without venting gas into the air and delivering gas to the consumer, without stopping the technological process of transportation, without making significant changes in the structure and further safe operation of main gas pipelines. due to its pumping to another main gas pipeline or to the next / previous section of the same main gas pipeline.

The first two methods also provide:

– connection of compressor units to the main gas pipeline, including for filling with compressed gas vessels operating under pressure without stopping the

technological process of transportation, without making significant changes in the structure and further safe operation of the main gas pipeline involved in such process;

- effective counteraction to criminal unauthorized depressurization of the main gas pipeline due to the opening of certain shut-off devices;

- carrying out pneumatic or hydraulic tests of pipelines without making significant changes in the structure and further safe operation of the main gas pipeline involved in such a process, etc.

The third method concerns the structure of the facility, accumulation and further use of gas to be released into the air during routine and repair works at compressor stations of main gas pipelines, underground gas storage facilities, complex gas treatment plants of gas production enterprises, gas distribution stations without significant changes to construction and further safe operation of the above facilities, due to its receipt / pumping into specially constructed gasholders.

To achieve the goal and solve the tasks in the work, a comprehensive method was used which contains analysis of scientific and technical and regulatory literature on natural gas transportation by main pipelines, synthesis, modeling, verification of numerical and analytical models, and generalization.

This approach to solving the tasks set in the work is achieved through the use of known and derived simplified dependencies, which are the basis for determining a new algorithm for operational control of compressor units of mobile compressor stations during gas pumping and development of risk-oriented methods of gas transportation, based on mobile compressor stations. Subsequently, practical recommendations were developed and implemented for the use of new methods of gas discharge of the section / sections of the main gas pipeline to be repaired / subject to repair (maintenance) and / or disconnection.

The proposed (developed) safe methods of gas pressure control and gas transportation facility do not require the manufacturing of an experimental facility, because all the processes that occur during pumping are known and justified, the

necessary construction materials, safety systems, alarms and production personnel are qualified and available.

Facility design contains new elements of the basic principles of technology and methods of gas pressure control in pipeline systems, in particular: new technological and organizational schemes of connection to existing pipeline systems of gas pumping units and their fuel systems, gasholders and fuel gas and gas transmission systems. etc. (patents of Ukraine №№ 96340; 99367; 100214).

Scientific novelty of the obtained results:

- for the first time the theoretical and practical substantiation of natural gas evacuation technology from the section (sections) of the main gas pipeline to be repaired (maintenance) and / or disconnected with the use of mobile compressor stations, which allows to ensure production, environmental safety of gas transportation processes and economy energy resources;

- the conceptual device of safety of process of transportation of gas by means of mobile compressor stations is offered;

- the proposed terminological apparatus and conceptual principles of ensuring the safety of main gas pipelines;

- for the first time a technological scheme of simulation-non-stationary modeling of natural gas transportation processes with the help of mobile compressor stations was proposed, which allowed to establish the influence of each element of the system on safety and time of gas pumping from the localized section of the main gas pipeline;

- developed and theoretically substantiated a new approach to the management of gas pumping units as part of mobile compressor stations during the evacuation of natural gas from the section (sections) of main gas pipelines to be repaired (maintenance) and / or shutdown, which increased the level of safety control technological processes;

- for the first time the regularity of change of relative pressure and relative mass of gas depending on time of pumping of gas by means of mobile compressor

stations was established, which allowed to increase gas pumping speed by managing gas pressure of main gas pipelines and optimizing number of compressor units up 6 - 135 hours, respectively, and ensure the safety of technological processes of natural gas transportation;

- the risk-oriented concept of using mobile compressor stations and the risk-oriented approach to hazard identification and risk assessment of the gas transmission system were further developed, which allowed to identify new hazards during the operation of mobile compressor stations for the first time;

- further developed scientific and practical justification for the use of a compact mobile compressor station capable of pumping gas from a localized section of the main gas pipeline with a length of 25-30 km (diameter 500-1400 mm) for a shut-off device (linear valve) on / against the gas, or in the adjacent main gas pipeline, with a pressure from 55 bar to 100 bar, to an excess pressure of ≤ 1 bar, for 48 - 96 hours, which will ensure the safety of technological processes of natural gas transport by main gas pipelines.

The practical application of received results:

- developed technology and project for natural gas evacuation from the section (sections) of main gas pipelines to be repaired (maintenance) and / or disconnected using mobile compressor stations, which allowed to increase the level of safety and energy efficiency of main gas transportation;

- developed an algorithm for controlling the units of mobile compressor stations during the evacuation of natural gas from the section (sections) of the main gas pipelines to be repaired (maintenance) and / or disconnected;

- the proposed terminological apparatus and conceptual principles of ensuring the safety of main gas pipelines as objects of the oil and gas industry of Ukraine, "Methods for determining the state (level) of safety and efficiency of complex industry systems" are implemented in the Main Department of the State Emergency Service of Ukraine in Dnipropetrovsk region;

– algorithm for hazard identification and risk assessment taking into account their quantitative and qualitative assessment, main pipeline failure tree, "Methods for determining the state (level) of safety and efficiency of complex industry systems", "Draft amendments to the provisions of labor protection regulations" (NPAOP 60.3 - 1.01-10, NPAOP 11.1-1.01-08), construction norms and rules (SNiP 2.05.06-85) "was introduced in NJSC" Naftogaz of Ukraine "SC" Ukrtransgaz "Proletarian production management of underground gas storage;

– algorithm for hazard identification and risk assessment taking into account their quantitative and qualitative assessment, main pipeline failure tree, "Methods for determining the state (level) of safety and performance of complex industry systems" are used in the educational process of the State Higher Educational Institution " Prydniprovskya State Academy of Civil Engineering and Architecture " in the preparation of students majoring in 263 "Civil Safety", 192 "Construction and Civil Engineering", in particular in the teaching of disciplines: "Performance of high-risk work", "Occupational safety in the industry", "Fire safety";

– the obtained results of the dissertation were accepted for consideration by the State Labor Service during the formation of a new version of regulations on labor protection (NPAOP 11.1-1.01-08 "Safety rules in the oil and gas industry of Ukraine", NPAOP 60.3-1.01-10 "Rules of safe operation of main gas pipelines »).

Key words: safety, gas, transportation, evacuation, repair, method, measures, energy resource efficiency.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. До питання евакуації природного газу з дефектних ділянок магістральних газопроводів. *Геотехнічна механіка*. 2016. Вип. 127. С. 217–225.
2. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. Вдосконалення нормативно-правових актів з охорони праці у нафтогазовій промисловості. *Геотехнічна механіка*. 2016. Вип. 128. С. 205–215.
3. Безпека дальнього транспорту газу / Бунько Т. В., Сафонов В. В., Стрежекуров Е. Є., Мацук З. М. *Геотехнічна механіка*. 2018. Вип. 139. С. 106–115.
4. Бунько Т. В., Сафонов В. В., Мацук З. М. Спосіб евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. *Геотехнічна механіка*. 2018. Вип. 140. С. 143–157. DOI: 10.15407/geotm2018.03.
5. Технологія евакуації природного газу / Беліков А. С., Мацук З. М., Шаломов В. А., Рагімов С. Ю. *Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури*. 2019. № 5. С. 10–17.
6. Беліков А. С., Мацук З. М., Проців В. В. Енергоресурсний менеджмент. *Гірнична електромеханіка та автоматика*. 2019. Вип. 102. С. 91–97.
7. Беліков А. С., Мацук З. М. Ризик-орієнтований підхід до питання виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств. *Геотехнічна механіка*. 2020. Вип. 152. С. 224–253. DOI: 10.15407/geotm2020.152.244.
8. Мацук З. Н. Безопасность единой системы газоснабжения. Мобильные компрессорные станции . *The scientific heritage*. Budapest, 2021. Vol. 1., № 61. P. 50–53. DOI: 10.24412/9215-0365-2021-61-1-50-53.

9. Matsuk Z. N., Bunko T. V., Belikov A. S., Shalomov V. A. Regularities of safe control of piston compressor units of mobile compressor stations. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. № 2. P. 76–81. DOI: 10.33271/nvngu/2021-2 (видання включено до міжнародної наукометричної бази Scopus).

10. Беліков А. С., Мацук З. М. Нормативне забезпечення безпеки транспорту газу. Проектування мобільних компресорних станцій. *Український журнал будівництва та архітектури*. 2021. № 2. С. 13–19. DOI: 10.30838/J.BPSACEA.2312.270421.13.746.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

11. Мацук З. М., Сафонов В. В. Аналіз та шляхи вдосконалення нормативно-методичного забезпечення щодо безпеки далекого транспортування газу. *Молодь: наука та інновації*: тези доп. IV всеукр. наук.-техн. конф., 6–7 грудня 2016 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2016. Т. 9. С. 10–11.

12. Мацук З. М., Сафонов В. В. Обґрунтування способу контролю тиску газу у магістральному газопроводі. *Наукова весна*: тези доп. VIII всеукр. наук.-техн. конф., 26-27 квітня 2017 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2017. Т. 9. С. 2–3.

13. Беліков А. С., Мацук З. М. Технологія евакуації природного газу. *Безпека життєдіяльності на транспорті та виробництві – освіта, наука, практика*: тези доп. VI міжнар. наук.-практ. конф., 11-14 вересня 2019 р. Херсон: ХДМА, 2019. С. 91–93.

14. До питання підвищення рівня безпеки та надійності магістральних газопроводів / Беліков А. С., Шаломов В. А., Мацук З. М., Волошин В. В. *Сучасні інноваційні та інформаційні технології в перевезенні небезпечних вантажів*: тези доп. 2-А міжнар. наук.-практ. конф., 14-15 листопада 2019 р. Харків: УкрДУЗТ, 2019. С. 43–45.

15. Мацук З. М. Забезпечення безпеки дальнього транспорту газу, керування мобільними компресорними установками. *Потураївські читання*: тези доп. XVIII міжнар. наук.-техн. конф., 24 січня 2020 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 32–33.

16. Беліков А. С., Мацук З. М. Виробнича безпека та енергоресурсоефективність магістрального транспорту газу. *Сучасний рух науки*: XI міжнар. наук.-практ. інтернет-конф., 8–9 жовтня 2020 р. Дніпро, 2020. Т. 1. С. 62–65.

17. Мацук З. М. Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України. *Потураєвські читання*: тези доп. XIX всеукр. наук.-техн. конф., 22 квітня 2021 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 71–72.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

18. Мацук З. М., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 96340 Україна: МПК F17D 1/100. № u2014 10195; заявл. 16.09.2014; опубл. 26.01.2015, Бюл. № 2. 7 с.

19. Мацук З. М., Мацук О. О., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 999367 Україна: МПК F17 D1/100. № u 2015 00629; заявл. 26.01.2015; опубл. 25.05.2015, Бюл. № 10. 10 с.

20. Мацук З. М., Андрусів В. М. Установка транспортування газу: пат. 100214 Україна: МПК F17D 1/100, F17D 5/00, F25J 3/00. № u 2015 01759; заявл. 10.07.2015; опубл. 10.07.2015, Бюл. № 13. 6 с.

21. Мацук З. М. Аналіз техногенного ризику лінійної частини магістральних газопроводів. *Геотехнічна механіка*. 2019. Вип. 149. С. 160–174. DOI: 10.15407/geotm2019.149.160.

З М І С Т

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	23
ВСТУП	24
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	34
1.1 Аналіз умов праці, травматизму і професійних захворювань працівників газотранспортних підприємств	35
1.2 Основні причини травмувань та захворюваності працівників галузі	37
1.3 Аналіз стану аварійності на об'єктах галузі	44
1.4 Аналіз сучасного стану виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств	48
1.4.1 Стисла характеристика газотранспортної системи України .	48
1.4.2 Сучасний стан галузі, проблемні питання	53
1.4.3 Аналіз сучасних енергоресурсоефективних технологій, які підвищують рівень виробничої безпеки об'єктів магістральних газопроводів	55
1.4.4 Аналіз чинного законодавства, стандартів, положень, будівельних норм і правил у питаннях планування та проведення ремонтних робіт на об'єктах магістрального транспорту газу	57
1.4.5 Аналіз методів прогнозу та оцінки ризиків під час експлуатації магістральних газопроводів.....	59
1.5 Принципи державної політики	61
1.5.1 Декларативні засади чинного законодавства.....	62
1.6 Основні задачі та напрямки досліджень	63
Висновки до розділу 1	64
РОЗДІЛ 2 ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ВИРОБНИЧОЇ БЕЗПЕКИ ПРИ ВИКОНАННІ РЕМОНТНИХ РОБІТ НА ОБ'ЄКТАХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	66

	20
2.1 Технології виконання ремонтних робіт на МГ, їх недоліки.....	66
2.2 Розробка безпечної технології перекачування газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу	71
2.3 Дослідження параметрів системи МГ, що характеризують процес перекачування газу з локалізованої ділянки МГ за допомогою МКС	76
2.3.1 Алгоритм проведених розрахунків	82
2.3.2 Імітаційне моделювання процесів транспортування газу	82
2.3.3 Дослідження параметрів транспортування газу МКС	84
2.4 Розробка алгоритму перекачування (регулювання) МКС з урахуванням безпеки технологічного процесу	108
Висновки до розділу 2	112
РОЗДІЛ 3 РИЗИК-ОРІЄНТОВАНИЙ ПІДХІД ДО ПИТАННЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ТА ЕНЕРГОРЕСУРСОЕФЕКТИВНОСТІ ПІДПРИЄМСТВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ	116
3.1 Терміни та визначення понять	118
3.2 Основні експлуатаційні обмеження та фактори, які впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС (МКС).....	126
3.3 Аналіз сучасних ризик-орієнтованих концепцій, застосованих в Україні, з урахуванням безпечної експлуатації ГТС.....	127
3.4 Аналіз ризик-орієнтованих підходів до питання експлуатації об'єктів газотранспортної системи України	131
3.5 Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризиків ГТС (МКС)..	132
3.6 Забезпечення належного рівня безпеки та прийняттого рівня ризику процесів транспортування газу із застосуванням МКС	136
3.7 Обґрунтування безпеки технологічних процесів транспортування газу за допомогою МКС	137
3.8 Безпека газотранспортної системи. Основні засади.....	144
3.9 Залежності у питаннях безпеки та енергоресурсоефективності об'єктів нафтогазової галузі. Базова методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем	155

3.10 Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз	160
3.10.1 Прогнозовані загрози	162
3.10.2 Проблемні питання, які потребують вирішення.....	163
3.10.3 Мета і етапи реалізації Концепції	166
3.10.4 Шляхи та заходи вирішення проблемних питань.....	168
3.10.5 Очікувані результати	174
Висновки до розділу 3	174
РОЗДІЛ 4 ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ НА ВИРОБНИЦТВІ	177
4.1 Розробка рекомендацій щодо підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств	177
4.2 Впровадження технології евакуації природного газу. Нормативне забезпечення.....	186
4.2.1 Проект змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці.....	186
4.2.2 Проект змін до положень будівельних норм і правил	190
4.3 Завдання на проектування МКС. Технічні вимоги до МКС з урахуванням рекомендацій	193
4.3.1 Загальні технічні вимоги до МКС з урахуванням рекомендацій	194
4.3.2 Склад МКС з урахуванням рекомендації	196
4.3.3 Параметри компресорних установок з урахуванням рекомендацій	196
4.3.4 Вимоги до транспортування МКС з урахуванням рекомендацій	197
4.3.5 Вимоги до технологічної обв'язки МКС з урахуванням рекомендацій	197
4.3.6 Вимоги до маніфольдів з урахуванням рекомендацій	198

4.4 Проєкт виконання робіт з урахуванням рекомендацій	199
4.4.1 Технічні, топографічні та геоінформаційні характеристики місця проведення робіт з урахуванням рекомендацій.....	200
4.4.2 Кліматичні характеристики місця проведення робіт з урахуванням рекомендацій.....	200
4.4.3 Організаційно-технічні заходи з урахуванням рекомендацій	201
4.4.4 Склад і характеристика МКС з урахуванням рекомендацій	203
4.4.5 Підготовчі роботи з урахуванням рекомендацій	204
4.4.6 Роботи з перекачування газу з урахуванням рекомендацій	206
4.4.7 Зв'язок, обов'язки та порядок взаємодії виробничого персоналу з урахуванням рекомендацій	207
4.4.8 Комплекс заходів з охорони праці, виробничої безпеки та охорони навколишнього природного середовища з урахуванням рекомендацій	209
4.4.9 Аварійні ситуації та аварії. Локалізація та ліквідація можливих аварійних ситуацій з урахуванням рекомендацій	213
4.4.10 Оцінка виробничого ризику та соціально-економічний ефект при впровадженні технології евакуації природного газу.....	214
Висновки до розділу 4	226
ВИСНОВКИ.....	227
Список використаних джерел	230
Додаток А Список опублікованих праць за темою дисертації та відомостей про апробацію результатів дисертації	243
Додаток Б Акти впровадження результатів дослідження.....	246
Додаток В Довідкова інформація	290

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БМР	- будівельно-монтажні роботи
ГВС	- газовидобувна система
ГТП	- газотранспортне підприємство
ГТС	- газотранспортна система
ГРС	- газорозподільна система
ГРС	- газорозподільна станція
ГПА	- газоперекачувальний агрегат
ГТСУ	- газотранспортна система України
ДКС	- дотискна компресорна станція
ЄСГ	- єдина система газопостачання
ЄГТСУ	- єдина система газопостачання України
КС	- компресорна станція
ЛА	- літальний апарат
ЛЧМГ	- лінійна частина магістрального газопроводу
МКС	- мобільна компресорна станція
НПАОП	- нормативно-правовий акт з охорони праці
НГГУ	- нафтогазова галузь України
ОПН	- об'єкт підвищеної небезпеки
ООС	операція об'єднаних сил
ПЛАС	- план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій
ПВР	проект виконання робіт
ПНО	- потенційно небезпечний об'єкт
ПСГ	- підземне сховище газу
СЗГ	- система зберігання газу
СКД	- стрес-корозійні дефекти (інші приховані дефекти)
СПСГ	- система переробки (синтезу) газу
СНиП	- будівельні норми і правила
УКПГ	- установка комплексної підготовки газу

ВСТУП

Актуальність теми. Газотранспортна система України складається з магістральних газопроводів (МГ) загальною протяжністю 37,9 тис. кілометрів (за виключенням МГ, розташованих на тимчасово окупованих територіях АР Крим та в зоні проведення операції об'єднаних сил (ООС)) 33,179 тис. кілометрів (пропускна здатність ГТСУ на вході – 304 млрд.м³/рік; на виході – 145,8 млрд.м³/рік), 73 компресорних станцій (КС), у складі яких 705 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), загальною потужністю перекачувального парку 5496 МВт, понад 1472 газорозподільних станцій (ГРС), 12 підземних сховищ газу (активною ємністю 31 млрд.м³ газу) та інших об'єктів інфраструктури, які забезпечують функціонування системи. У 2020 році використання природного газу в Україні знаходилось на рівні 27,5 млрд.м³ на рік. Територією нашої країни щорічно, починаючи з 2016 до 2019 року, транспортувалося приблизно 90 млрд.м³ транзитного природного газу. У 2020 році обсяг транзиту до Європи газу РФ склав 55,85 млрд.м³ на рік. На власні виробничо-технічні та технологічні потреби газотранспортних та газовидобувних підприємств України щорічно витрачається близько 4,0 млрд.м³ природного газу.

Компанії нафтогазової галузі України виробляють десяту частину валового внутрішнього продукту України та забезпечують 5% надходжень до Державного бюджету (загальний фонд). При цьому загальна кількість працюючих на підприємствах галузі становить близько 1% працездатного населення країни, 70% з яких працюють безпосередньо на об'єктах підвищеної небезпеки та тимчасово або постійно знаходяться у зоні можливого впливу негативних чинників. Основні фонди галузі це 3,5% від загальнодержавних фондів.

Україна, відповідно до затвердженої Енергетичної стратегії до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», поступово знижує енергоємності економіки, а також здійснює диверсифікацію джерел і шляхів постачання енергоресурсів, що сприятиме підвищенню економічної, енергетичної та екологічної безпеки. Географічне розташування нашої держави дає можливість їй стати основним газовим транзитним транспортером Європи. Упродовж останніх років створюються нові перспективи та особливості транспортування газу газотранспортною системою (ГТС) України. Однією з основних задач буде забезпечення надійного постачання газу як споживачам країн ЄС, так і України, використовуючи аверсно-реверсні режими експлуатації трубопроводів.

Починаючи з 2009 року, Україна пережила 100% зниження імпорту газу з РФ, внаслідок чого відбулися ґрунтовні зміни структури його транзиту. Звільнені потужності дозволили імпортувати газ із Заходу. Імпорт природного газу виріс з нуля у 2014 році до 17 млрд.м³ у 2020 році та має тенденцію до подальшого зростання. Зважаючи на суттєві зміни як зовнішніх, так і внутрішніх загроз на лінійну частину магістральних газопроводів (МГ), особливу увагу сьогодні необхідно приділити виробничій безпеці та енергоресурсоефективності процесів збору і транспортування газу.

Зростання ролі трубопровідного транспорту газу як засобу диверсифікації енергетичних джерел, а також експлуатація трубопроводів у аверсно-реверсних режимах, вимагає постановки та вирішення задачі підвищення рівня працездатності та ефективності роботи трубопроводів, які циклічно змінюють технологічні навантаження, а також піддаються фізичному і моральному старінню.

Газотранспортна система України характеризується високим рівнем моральної та фізичної зношеності технологічного обладнання та устаткування. Близько 70 відсотків загальної довжини МГ та близько 80 відсотків ГПА компресорних станцій відпрацювали понад 45 років. Технічний стан підземних сховищ газу, які відпрацювали з початку першого

закачування газу в пласт від 20 до 49 років, не задовольняє технічним та проєктним вимогам щодо їх експлуатації. Результати аналізу основних показників інвентаризації технічного стану обладнання та устаткування підземних сховищ газу свідчать, що 85 відсотків зазначеного устаткування, машин, споруд основного і допоміжного виробництва, 5 відсотків газопромислового устаткування, більш ніж 62 відсотки свердловин, а також 84 відсотки спеціальних машин та механізмів відпрацювали половину свого ресурсу.

Беручи до уваги вищезгадані факти бачимо, що за таких умов конче необхідно здійснювати постійний комплексний моніторинг технічного стану та рівня безпеки об'єктів транспорту (розподілу, синтезу, видобування, зберігання) вуглеводнів, в тому числі магістральних та технологічних трубопроводів, вчасно і енергоресурсоефективно виконувати усі види ремонтів, будівельних та регламентних робіт.

Будівельні, монтажні та регламентні роботи, які виконуються на магістральних газопроводах, часто пов'язані зі стравлюванням – емісією газу у навколишнє природне середовище та тимчасову робочу зону, що не відповідає вимогам забезпечення виробничої, екологічної, цивільної безпеки та енерго- і ресурсо- неефективно.

Такий підхід значно знижує рівень охорони праці та виробничої (екологічної) безпеки об'єктів підвищеної небезпеки газотранспортних підприємств, підвищує рівень забруднення повітря робочої зони (навколишнього середовища), завдає економічних збитків країні та вміщує в себе інші потенційні ризики.

Тому задача підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів та технологічних процесів транспортування газу за допомогою мобільних компресорних станцій, забезпечення вимог охорони праці та виробничої безпеки під час перекачування газу із локалізованих ділянок магістральних газопроводів, що підлягають ремонту, є актуальною науково-технічною задачею, не в повній мірі вирішеною в Україні.

Тому розробка/впровадження нових ризик-орієнтованих підходів до забезпечення безпеки та енергоресурсоефективності об'єктів нафтогазової галузі України є актуальною науково-технічною проблемою, а розробка технологій евакуації (акумулявання) природного газу, інших вуглеводнів, водню з порожнини трубопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, є актуальним науково-практичним завданням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана згідно з основними положеннями Закону України «Про охорону праці» від 14.10.1992 р. № 2694-ХІІ, Закону України «Про ратифікацію Кіотського протоколу до Рамкової Конвенції Організації Об'єднаних Націй про зміну клімату» від 04.02.2004 р. № 1430-IV, «Концепції розвитку Національної академії наук України на 2014-2023 роки», схваленої постановою Президії Національної академії наук України від 25.12.2013 р. № 187, «Концепції реформування системи управління охороною праці в Україні», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 12.12.2018 р. № 989-р, «Концепції управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 22.01.2014 р. № 37-р, «Стратегії національної безпеки України», затвердженої Указом Президента України від 14.09.2020 р. № 392/2020, «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р, «Стратегії енергетичної безпеки», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 04.08.2021 р. № 907-р.

Наукові дослідження, викладені в дисертації, виконані згідно з напрямками наукової діяльності кафедри безпеки життєдіяльності ДВНЗ ПДАБА, відповідно до тематичного плану науково-дослідної роботи «Охорона праці людини при впливі на неї небезпечних та шкідливих

факторів виробничого середовища. Безпека життєдіяльності людини при виникненні надзвичайних ситуацій природного та антропогенного середовища» (№ держреєстрації 0116U006038, рівень участі здобувача – виконавець).

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів газотранспортної системи України.

Для досягнення поставленої мети вирішені наступні завдання дослідження:

- аналіз сучасного стану виробничої безпеки у нафтогазовій галузі, сучасних енергозберігаючих технологій, які впливають на безпеку магістральних газопроводів;

- розроблення способу евакуації природного газу з ділянки (ділянок) трубопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, із застосуванням мобільних компресорних станцій (МКС), які підвищують рівень виробничої безпеки об'єктів магістральних газопроводів;

- розроблення технології та проекту виконання робіт із евакуації природного газу з ділянки (ділянок) трубопроводів об'єктів магістральних газопроводів (МГ), що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню;

- розроблення алгоритму ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків мобільних компресорних станцій (газотранспортної системи) і методики визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем;

- розроблення «Концепції безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз».

Об'єкт дослідження – процес транспортування природного газу магістральними газопроводами газотранспортних систем.

Предмет дослідження – закономірності та фактори, які впливають на безпечну експлуатацію магістральних газопроводів газотранспортних систем.

Методи дослідження: використано комплексний метод, що включає формально-логічний аналіз науково-технічної літератури та нормативно-правових актів з питань транспортування природного газу магістральними газопроводами, синтез, абстрагування, моделювання, верифікацію чисельних і аналітичних моделей, узагальнення даних.

Наукова новизна отриманих результатів. Отримано нові науково-обґрунтовані результати, які визначають стан (рівень) виробничої безпеки об'єктів магістральних газопроводів при транспортуванні природного газу у стаціонарному та нестаціонарному режимах, в залежності від технологічної схеми МГ та обраного способу контролю маси і тиску газу, в умовах постійної зміни термодинамічних властивостей газу, і в сукупності визначають безпеку працівників газотранспортних підприємств, інших осіб та безпеку газопостачання споживачів від прогнозованих загроз, а саме:

- вперше проведено теоретичне та практичне обґрунтування технології евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістрального газопроводу, які підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, із використанням мобільних компресорних станцій, що дозволяє забезпечити виробничу, екологічну безпеку технологічних процесів транспортування газу та економію енергоресурсів;

- запропоновано понятійний апарат безпеки процесу транспортування газу за допомогою мобільних компресорних станцій;

- запропонований термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки магістральних газопроводів;

- вперше запропонована технологічна схема імітаційно-нестационарного моделювання процесів транспортування природного газу за допомогою мобільних компресорних станцій, що дозволило встановити вплив кожного з елементів системи на безпеку та час перекачування газу із

локалізованої ділянки магістрального газопроводу та режими його транспортування;

– розроблено та теоретично обґрунтовано новий підхід до управління газоперекачувальними агрегатами у складі мобільних компресорних станцій під час виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, які підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, що дозволило підвищити рівень контролю безпеки технологічних процесів;

– вперше встановлено закономірність зміни відносного тиску та відносної маси газу в залежності від часу перекачування газу за допомогою мобільних компресорних станцій, що дозволило підвищити швидкість перекачування газу, за рахунок управління тиском газу магістральних газопроводів та оптимізації кількості компресорних установок у складі мобільних компресорних станцій, від 6 до 135 годин відповідно, та забезпечити безпеку технологічних процесів транспортування природного газу;

– дістали подальший розвиток ризик-орієнтована концепція застосування мобільних компресорних станцій та ризик-орієнтований підхід до ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків газотранспортної системи, що дозволило вперше ідентифікувати нові небезпеки під час експлуатації мобільних компресорних станцій;

– дістало подальший розвиток науково-практичне обґрунтування застосування компактної мобільної компресорної станції, здатної перекачати газ із локалізованої ділянки магістрального газопроводу довжиною 25-30 км (діаметром 500-1400 мм) за перекривний вимикаючий пристрій (лінійний кран) по ходу/проти ходу газу, або у сусідній магістральний газопровід, тиском від 55 bar до 100 bar, до надлишкового тиску ≤ 1 bar, протягом 48–96 годин, що дозволить забезпечити безпеку технологічних процесів транспорту природного газу магістральними газопроводами.

Практичне значення отриманих результатів:

– розроблено технологію та проєкт виконання робіт із евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, які підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню із використанням мобільних компресорних станцій, що дозволило підвищити рівень безпеки та енергоресурсоефективності магістрального транспортування газу;

– розроблено алгоритм керування агрегатами пересувних компресорних станцій під час виконання робіт із евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню;

– запропонований термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки магістральних газопроводів як об'єктів нафтогазової галузі України, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» впроваджені у Головному управлінні Державної служби України з надзвичайних ситуацій у Дніпропетровській області;

– алгоритм ідентифікації небезпек та оцінювання ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки, дерево відмов магістрального трубопроводу, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем», «Проєкт змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці (НПАОП 60.3-1.01-10, НПАОП 11.1-1.01-08), будівельних норм і правил (СНиП 2.05.06-85)» впроваджено у Пролетарському виробничому управлінні підземного зберігання газу АТ «Укртрансгаз»;

– алгоритм ідентифікації небезпек та оцінювання ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки, дерево відмов магістрального трубопроводу, «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» використовуються у навчальному процесі Державного вищого навчального закладу «Придніпровська державна академія

будівництва та архітектури» при підготовці студентів, які навчаються за спеціальностями 263 «Цивільна безпека», 192 «Будівництво та цивільна інженерія», зокрема при викладанні навчальних дисциплін: «Виконання робіт підвищеної небезпеки», «Охорона праці в галузі», «Пожежна безпека»;

– прийняті до розгляду Державною службою України з питань праці під час формування нової редакції нормативно-правових актів з питань охорони праці (НПАОП 11.1-1.01-08 «Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України», НПАОП 60.3-1.01-10 «Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів»).

Особистий внесок здобувача в наукових працях, опублікованих у співавторстві, полягає у: розробленні способів та технології безпечної евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню [4, 12, 13, 14, 18, 19, 20]; розробленні проекту змін до галузевих будівельних норм і правил та нормативно-правових актів із питань охорони праці [2, 5, 11]; розробленні закономірності управління поршневыми компресорними агрегатами (з урахуванням виробничої безпеки процесів транспортування природного газу) [9]; доведенні та обґрунтуванні безпечності та енергоресурсоефективності використання запропонованої технології евакуації природного газу, розробленні ризик-орієнтованого підходу до питання виробничої безпеки та енергоресурсоефективності об'єктів магістральних газопроводів [1, 3, 6, 7, 14, 16]; визначенні та описі основних організаційно-технологічних етапів процесу перекачування газу із локалізованих ділянок магістральних газопроводів із використанням мобільних компресорних станцій та технічних вимог до мобільних компресорних станцій, призначених для евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів [4, 10].

Апробація матеріалів дисертації. Основні положення та результати дисертаційної роботи доповідались та одержали позитивні оцінки на наукових конференціях: IV Всеукраїнській науково-технічній конференції

студентів, аспірантів і молодих вчених «Молодь: наука та інновації» (м. Дніпро, 2016 р.); VIII Всеукраїнській науково-технічній конференції студентів, аспірантів і молодих вчених «Наукова весна» (м. Дніпро, 2017 р.); VI Міжнародній науково-практичній конференції «Безпека життєдіяльності на транспорті та виробництві – освіта, наука, практика» (м. Харків, 2019 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні інноваційні та інформаційні технології в перевезенні небезпечних вантажів» (м. Харків, 2019 р.); XVIII Міжнародній науково-технічній конференції «Потураївські читання» (м. Дніпро, 2020 р.); XI Міжнародній науково-практичній інтернет-конференції «Сучасний рух науки» (м. Дніпро, 2020 р.); XIX Всеукраїнській науково-технічній конференції «Потураєвські читання» (м. Дніпро, 2021 р.).

Публікації. Основні положення, результати та висновки дисертаційної роботи відображені в 21 друкованій праці, а саме: 11 статях, з яких 9 – у наукових фахових виданнях України (з них 1 – у виданні, включеному до міжнародної наукометричної бази Scopus) та 1 – у науковому періодичному виданні іншої держави, яка входить до Європейського Союзу, 7 працях апробаційного характеру, 3 патентах України на корисні моделі.

Структура та обсяг дисертації. Робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел і 3 додатків. Повний обсяг дисертаційної роботи – 290 сторінок, у тому числі обсяг основного тексту – 186 сторінок (7,75 авторських аркушів). Дисертація містить 16 таблиць, 54 рисунки. Список використаних джерел включає 125 найменувань на 13 сторінках. Додатки викладено на 48 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ БЕЗПЕКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

Магістральними трубопроводами здійснюється транзитне, міждержавне, міжрегіональне постачання вуглеводнів споживачам [1].

Магістральний трубопровід (газопровід) – технологічний комплекс, що функціонує як єдина система, до складу якого входить одна або декілька ниток трубопроводу з усіма об'єктами, пов'язаними з нею (ними) єдиним технологічним процесом транспортування вуглеводнів (товарного природного газу) з районів їх видобування або зберігання до місць перероблення, споживання або зберігання [1].

Виробнича безпека об'єктів нафтогазового комплексу значною мірою визначається безвідмовною роботою магістральних трубопровідних систем, їх руйнування пов'язане з ризиком виникнення нещасних випадків, масштабних аварій, значними економічними втратами та забрудненням навколишнього середовища за рахунок викидів природного газу CH_4 (метан), який є одним з основних парникових газів.

В Україні поняття “виробнича безпека” визначається як захищеність життя, здоров'я працівників й інших осіб і/або майна від впливу шкідливих і небезпечних виробничих чинників [2].

Лінійна частина трубопроводів експлуатується в складних техногенних і різноманітних природних умовах, спектр навантажень і впливів на трубопроводи є дуже широким.

Будова магістральних газопроводів по всій протяжності відрізняється конструктивними рішеннями, крім цього, об'єкти МГ мають значний термін експлуатації, все це разом з високим ступенем ймовірності несанкціонованого (непрогнозованого) втручання в будову об'єктів призводить до підвищення рівня ризиків їх відмови.

1.1 Аналіз умов праці, травматизму і професійних захворювань працівників газотранспортних підприємств

Об'єкти магістрального газопроводу у переважній більшості є об'єктами підвищеної небезпеки.

Відомо, що об'єкти підвищеної небезпеки – це об'єкти, на яких використовуються, виготовляються, переробляються, зберігаються або транспортуються одна або кілька небезпечних речовин чи категорій речовин у кількості, що дорівнює або перевищує нормативно встановлені порогові маси, а також інші об'єкти як такі, що відповідно до закону є реальною загрозою виникнення надзвичайної ситуації техногенного та природного характеру [3].

Переважає більшість робіт, що виконуються під час будівництва та експлуатації об'єктів магістрального транспорту газу, законодавчо віднесено до робіт підвищеної небезпеки та робіт з підвищеною небезпекою [4,5].

Відомо, що шкідливі фактори виробничого середовища та трудового процесу можуть прямо або опосередковано завдати шкоди здоров'ю працівників галузі. Їхній вплив призводить до розвитку професійних захворювань або зниження працездатності, а небезпечні фактори є причиною травмування, в тому числі із летальними наслідками, чи раптового погіршення стану здоров'я.

Згідно проведеного нами аналізу шкідливі та небезпечні виробничі фактори, які несприятливо впливають на здоров'я працівників галузі, поділяються на хімічні, фізичні, біологічні та психофізіологічні [6].

З метою визначення шкідливих речовин і несприятливих виробничих факторів галузі, що можуть впливати на організм працівника, використовують Перелік шкідливих та небезпечних факторів виробничого середовища і трудового процесу, при роботі з якими обов'язковий попередній (періодичний) медичний огляд працівників (додаток до Порядку

проведення медичних оглядів працівників певних категорій, затвердженого наказом МОЗ України від 21.05.2007 № 246).



Рисунок 1.1 – Шкідливі та небезпечні фактори виробничого середовища

До основних небезпечних факторів виробничого середовища, що діють на працівників газотранспортних підприємств, відносяться:

Фізичні фактори: обладнання, устаткування, що знаходиться під тиском газу; машини і механізми, що рухаються в робочій зоні; предмети, інструменти, які можуть впасти з конструкцій і устаткування і викликати травми; електричний струм, статичні, електричні і магнітні поля; недостатність кисню; підвищена (знижена) температура, вологість та рухливість повітря, теплове, іонізуюче, інфрачервоне, ультрафіолетове, електромагнітне випромінювання, високий рівень барометричного тиску; освітлення – природне/штучне (відсутність або недостатність); переміщення у просторі; тяжкість фізичної праці.

Хімічні фактори: токсичні (одорант, конденсат, сірководень, сірчистий газ, метанол); малотоксичні (природний газ, пари газоконденсату, окис вуглецю); інші органічні та неорганічні речовини і їх сполуки.

Біологічні фактори: патогенні мікроорганізми, віруси, продукти мікробіологічного синтезу (під час виконання робіт у польових умовах); контакт із тваринами, комахами, плазунами і рослинами (під час виконання робіт у польових умовах).

Психофізіологічні фактори: втома (розрізняють фізіологічну та психологічну втому); емоційні явища (особливо конфліктні ситуації, душевні стреси, пов'язані з колегами та керівництвом); необережність (може призвести до ураження не лише окремої людини, а й всього колективу); напруження нервово-психічної системи, інтелектуальні, сенсорні та емоційні навантаження, монотонність навантажень, побоювання допустити помилку; недостатність досвіду (поява ймовірної помилки, невірні дії).

За ступенем та характером дії у часі шкідливі фактори можуть трансформуватись у небезпечні, за рахунок одночасної дії декількох факторів, особливо під час виконання робіт в польових умовах та складних кліматичних та геологічних умов праці.

1.2 Основні причини травмувань та захворюваності працівників галузі

За даними Державної служби України з питань Праці [6], за 11 місяців 2020 року причини нещасних випадків зі смертельними наслідками, пов'язаних з виробництвом, наступні (рис. 1.2).

Що стосується статистичних даних, щодо нещасних випадків, вони мають певні розбіжності.

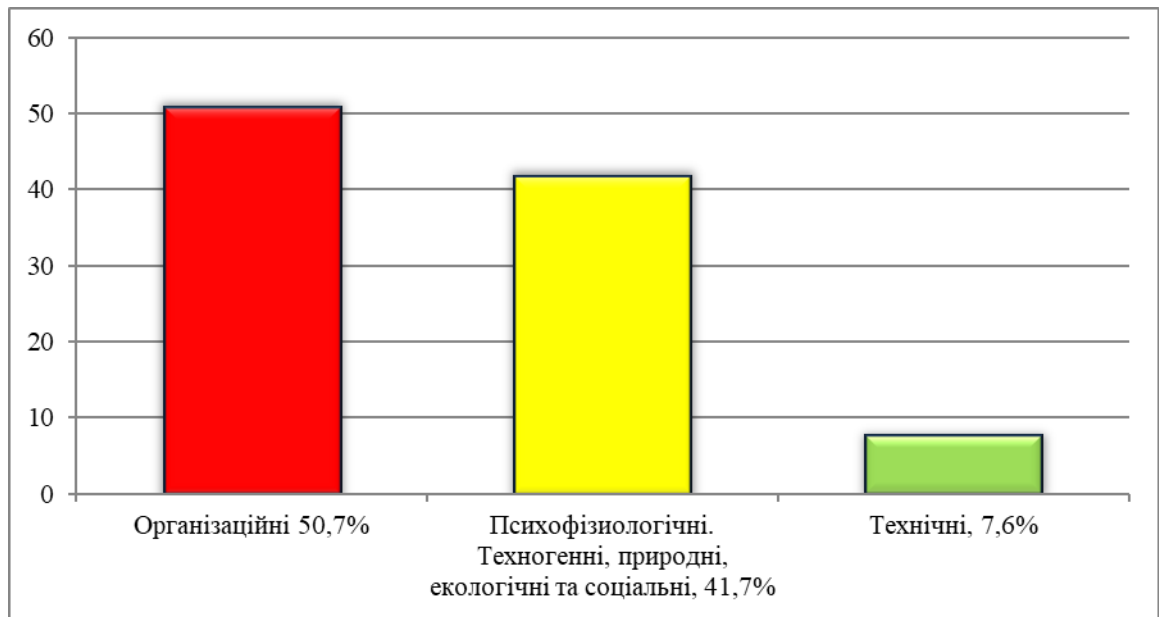


Рисунок 1.2 – Причини нещасних випадків зі смертельними наслідками, пов'язаних з виробництвом, за 2020 рік

Наведемо приклад розбіжності у статистичних даних щодо виробничого травматизму за 9 місяців 2020 року [6,7]:

Держпраці:

- нещасні випадки на виробництві – 3812 осіб,
- нещасні випадки на виробництві зі смертельними наслідками – 339 осіб.

Фонд соціального страхування України:

- нещасні випадки на виробництві – 3851 осіб
- нещасні випадки на виробництві зі смертельними наслідками – 279 осіб.

Характерною ознакою обліку нещасних випадків у газовій галузі, як і в цілому в Україні, є недостатня кількість, якість і недостовірність, упередженість спеціальних та технічних розслідувань з невірними висновками комісій.

Саме тому більшість нещасних випадків не визнаються такими, що пов'язані з виробництвом, у зв'язку із чим взагалі не включаються у державну статистику.

Разом з цим, під час розслідувань нещасних випадків, особливо зі смертельними наслідками, дещо упереджену позицію займають і окремі представники Фонду соціального страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань, вишукуючи різноманітні, часто вигадані, причини вини самого потерпілого у тому, що з ним сталося, цим і обумовлені занижені показники. Щодо наявності осіб з виявленими професійними захворюваннями, то така статистика взагалі відсутня.

Матеріали про кількість нещасних випадків, що зареєстровані на виробництві у газовій галузі протягом 2014-2020 років, наведені лише для того, щоб підтвердити факт збереження у галузі чисельних недоліків в обліку нещасних випадків.

Дані, що наведені у таблиці 1.1, демонструють тенденцію до очікуваного зниження рівня травматизму, але це можливо пояснити насамперед тим, що у офіційній державній статистиці за зазначений період часу не враховані відповідні дані підприємств (підрозділів підприємств) газової галузі, розміщених на тимчасово окупованих територіях та у зоні проведення операції об'єднаних сил.

Таблиця 1.1 – Рівень виробничого травматизму (загальний/смертельний) у газовій промисловості України, осіб

Рік	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Показник	52/3	67/5	67/9	51/4	51/8	48/2	36/2	35/2	32/0	28/3	10/2

Починаючи з 2020 року, Держпраці перестала оприлюднювати статистику нещасних випадків за галузями нагляду.

Більшість комісій із спеціальних (технічних) розслідувань не порушують перед правоохоронними органами питання про притягнення посадових осіб до кримінальної відповідальності.

Зазначені вище недоліки призводять до зниження рівня соціального захисту працівників та оточуючого населення, зниження рівня виробничої безпеки підприємств та безкарності посадових осіб підприємств та відповідних державних контролюючих органів.

Досить складно пояснити, чому в демократичній Україні такий стан справ по відношенню до газової промисловості.

Газотранспортні підприємства – природні монополії до останнього часу залишаються у державній власності, на відміну від газорозподільних підприємств.

Система управління такими підприємствами багаторівнева та вертикально інтегрована. Отже, усі недоліки в роботі таких підприємств були і залишаються недоліками держави. Досі існує складний і упереджений механізм добору кадрів керівного складу таких підприємств, відповідні кадри «політично залежні» і часто змінюються, тому що нафтогазова галузь є стратегічною галуззю.

Протягом років незалежності система управління галуззю динамічно змінювалась від АТ «Укргазпром» через НАК «Нафтогаз України» до АТ «Укртрансгаз» і ТОВ «Оператор ГТС України», акціонером якого є АТ «Магістральні газопроводи України», що знаходиться у 100% володінні Міністерства фінансів України.

Від монополії держави на продаж газу до ринку газу. Такі стрімкі і динамічні зміни з «зупинками» на «реформування» не могли не накласти відбиток на фактичний технічний і безпечний стан, в тому числі, газотранспортної системи, на умови роботи працівників та стан захищеності інших осіб та держави.

Довгими роками галузь фінансувалась незадовільно, як наслідок – система охорони праці страждала, не отримуючи належного фінансування.

Поступово, держава, в особі системи управління газотранспортних підприємств, замінила у галузевій нормативній документації поняття «аварія» на поняття «інцидент», практично позбавила об'єкти будівництва та експлуатації державного нагляду, втратила контроль над правоохоронною системою, замовчує статистику і реальний технічний стан об'єктів.

При цьому слід визнати, що значну частину виробничого персоналу газотранспортних підприємств було поступово скорочено, у зв'язку з цим, протягом багатьох років не в повному обсязі виконуються передбачені нормативною документацією ремонтні та регламентні роботи. Скорочення фінансування призвело до того, що довготривалий час у галузі не було можливим, у необхідному обсязі, виконувати ремонт (заміну) агрегатів, машин, механізмів, купувати матеріали та обладнання, розробляти нову нормативну базу, впроваджувати нові технології.

У той же час треба віддати належне професійності фахівців на місцях, навіть за таких умов їм вдається стримувати травматизм та основні показники виробничої безпеки. Останніми роками намітилася тенденція на покращення, держава поступово почала робити капіталовкладення в галузь.

Слід також розуміти, що питання виробничої безпеки, в переважній більшості, сьогодні вирішуються завдяки зниженню робочого тиску газу в магістральних газопроводах, здебільшого по яких не здійснюється міждержавний транзит. Причиною того стало падіння рівня споживання газу, падіння обсягів транзиту газу, а також, незадовільний технічний стан об'єктів магістрального транспорту. Разом з цим, проєктний запас міцності досі підтримує більшу частину системи у задовільному стані. Важко спрогнозувати, що було б, якби тиск у системі відновився до проєктного.

Захворюваність працівників газотранспортних підприємств.

За статистикою понад 50 відсотків працівників ризикують здобути професійне захворювання [8].

Несприятливі фактори виробничого середовища та трудового процесу можуть прямо або опосередковано завдати шкоди здоров'ю працівників. Їх вплив може призвести до розвитку професійних захворювань.

Згідно чинного законодавства, до професійних захворювань належать такі захворювання, які виникли внаслідок професійної діяльності працюючого та зумовлені виключно або переважно впливом шкідливих речовин, певних видів робіт та інших факторів, пов'язаних з роботою (п.1 Інструкції про застосування переліку професійних захворювань, затвердженої наказом Міністерства охорони здоров'я України, Академії медичних наук України, Міністерства праці та соціальної політики України від 29.12.2000 № 374/68/338, надалі – Інструкція).

Захворювання, що не перебувають в прямій залежності від професійних захворювань чи трудового каліцтва, отримали визначення «загальні захворювання».

Несприятливі для здоров'я фактори трудового (виробничого) процесу або незадовільні санітарно-гігієнічні умови праці, які можуть бути прямою причиною порушень працездатності та стану здоров'я працівників газотранспортних підприємств, називають професійними шкідливостями останніх. Згадані фактори наведені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Несприятливі фактори виробничого середовища та типові професійні захворювання, до яких вони призводять

Фактори	Професійні захворювання
1	2
Хімічні фактори	Гострі професійні отруєння
	Хронічні професійні отруєння
Фізичні фактори	Захворювання від впливу виробничої вібрації
	Захворювання від впливу виробничого шуму
	Захворювання від впливу випромінювань

Завершення таблиці 1.2

1	2
	Захворювання від впливу атмосферного тиску
	Захворювання від впливу умов мікроклімату
Біологічні фактори	Професійні інфекції
	Професійні інвазії
Перенапруження окремих органів і систем (захворювання від впливу психофізіологічних факторів трудового процесу)	Захворювання кісток, суглобів та їх сумок
	Захворювання м'язів, сухожилків, зв'язок
	Захворювання периферичних нервів
	Захворювання центральної нервової системи
	Захворювання нервів і м'язів
	Захворювання органів зору
	Захворювання голосового апарату
	Варикозне розширення вен нижніх кінцівок
Емфізема легень	

Окремо розглядаються професійні алергічні та онкологічні захворювання, оскільки їх можуть спричиняти різні етіологічні фактори.

Аналіз професійних захворювань, виконаний за статистичними даними Фонду соціального страхування України [7], зібраних по усіх галузях економіки, свідчить про те, що основними обставинами, внаслідок яких виникли професійні захворювання за 9 місяців 2020 року, є: недосконалість технологічного процесу – 31,9 %, невикористання засобів індивідуального захисту – 11,6 %, недосконалість механізмів та робочого інструменту – 10,3 % від їх загальної кількості.

У структурі професійних захворювань у 2020 році перше місце належить хворобам органів дихання – 39,8 % від загальної кількості діагнозів по Україні (1472 випадки). На другому місці – захворювання опорно-рухового апарату (радикулопатії, остеохондрози, артрити, артрози) – 27 %

(998 випадків). Третє місце за хворобами слуху – 24,6 % (910 випадків), четверте – за вібраційною хворобою – 5,2 % (192 випадки).

Аналіз захворюваності провідних професійних груп газотранспортних підприємств України не здійснюється в тому числі і в науковому полі, підтверджені дані відсутні.

Що стосується основних обставин, внаслідок яких можуть виникнути професійні захворювання працівників газотранспортних підприємств, вони також не можуть суттєво відрізнятись від загальнодержавних тенденцій.

1.3 Аналіз стану аварійності на об'єктах галузі

За даними ДСНС України кількість надзвичайних ситуацій техногенного характеру неухильно зростає із середньою інтенсивністю +25% на рік. У 2019 році матеріальні збитки нашої країни від надзвичайних ситуацій природного та техногенного характеру склали 685 296 тис. грн [9].

Щорічно сукупні втрати через виробничий травматизм становлять 3,4% світового внутрішнього валового продукту [9].

Факти свідчать про те, що випадки масштабних аварій на об'єктах магістрального транспорту газу почастишали.

Липень 2014 – на магістральному газопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород» стався вибух [13].

Січень 2016 – на магістральному газопроводі «Союз» стався вибух (рис.1.3) [12].

У червні 2019 року виникла надзвичайна ситуація (аварія), пов'язана із загрозою припинення роботи технологічного обладнання об'єктів магістрального трубопровідного транспорту газотранспортної системи України, у зв'язку із відсутністю достатніх обсягів природного газу для технологічних потреб АТ «Укртрансгаз» [11].

У вересні 2020 року на магістральному газопроводі «Київ-Західна Україна-1» виникла надзвичайна ситуація (аварія, розгерметизація),

пов'язана із загрозою припинення роботи технологічного обладнання об'єктів магістрального трубопровідного транспорту газотранспортної системи України, у зв'язку із відсутністю достатніх обсягів природного газу (рис.1.4) [9].

Січень 2021 – на магістральному газопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород» стався вибух [14].

Червень 2021 – на магістральному газопроводі «Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці» сталася розгерметизація [14].



Рисунок 1.3 – Аварія на магістральному газопроводі «Союз», Закарпатська область, 2016



Рисунок 1.4 – Аварія на магістральному газопроводі «Київ-Західна Україна-1», Київська область, 2020

Враховуючи вищевикладене, можливо зробити висновок, що стан захищеності життя, здоров'я працівників й інших осіб і/або майна від впливу шкідливих і небезпечних виробничих чинників процесів транспортування газу неухильно погіршується.

Наймасштабніша катастрофа на об'єктах трубопровідного транспорту світу відбулася в ніч з 3 на 4 червня 1989 року під Уфою (Башкирія, СРСР). Першопричиною катастрофи стало руйнування магістрального продуктопроводу (діаметром 720 мм, з робочим тиском 3,5-3,8 МПа), що проходив на віддалі 900 м від залізничного полотна (рис.1.5).

В результаті випару витікаючого назовні нестабільного конденсату, утворилася велика хмара важких парів вуглеводнів, яка згодом досягла залізниці. Два пасажирські поїзди, що рухались назустріч один одному, у яких перебували 1284 пасажира, опинившись у цій хмарі, очевидно, викликали турбулізацію газоповітряної суміші та її запалення. Загалом на місці і від наслідків катастрофи загинуло 575 чоловік (з них 181 дитина).

Повітряною ударною хвилею було відірвано від поїздів і скинуто з колії 11 вагонів, із яких 7 були повністю зруйновані, а інші обгоріли зовні та повністю вигоріли всередині. Багатьох пасажирів викинуло у вікна охоплених полум'ям вагонів поїзда.

У катастрофі загинули або одержали різного ступеня важкі травми 1224 людини. На місці аварії знайдено тіла лише 258 загиблих (з них 86 – в ступені обвуглення). Були повністю зруйновані ділянки залізничного полотна довжиною (350 м), електроконтактної мережі (3 км), повітряної лінії зв'язку та лінії електропередач (1,7 км), металеві опори контактної мережі та залізничні опори лінії електропередач. Від дії ударної хвилі в районі вибуху утворилася зона суцільного завалу лісу площею 2,5 км².

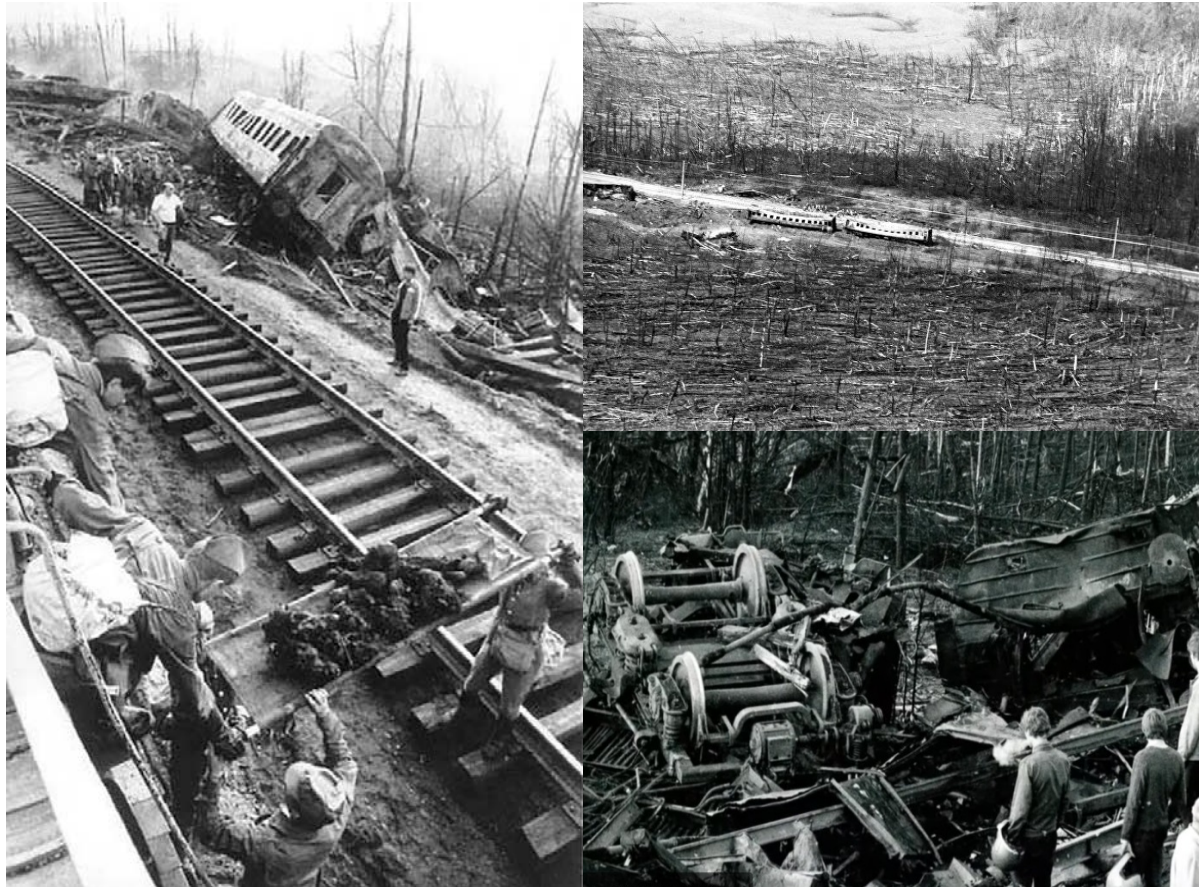


Рисунок 1.5 – Аварія на магістральному продуктопроводі «Сибір-Урал-Поволжье», Башкирія (СРСР), 1989

У радіусі до 15 км від місця вибуху в населених пунктах були вибиті шибки у вікнах, повністю або частково зруйновані покрівлі. Викликана вибухом пожежа тривала протягом довгого часу, а важкі вуглеводні, що витікали з трубопроводу, вигорали протягом 2 діб [15,16].

Вибух, що проgrimів серед ночі, експерти оцінюють як еквівалент вибуху трьохсот тон тротилу. Пізніше слідством з'ясовано, що причиною витоку газу та вибуху стало неякісне зварювання газопроводу, в підсумку – порушення герметичності швів. Газ важчий за повітря, а в цьому місці була велика низина. Утворилася вибухонебезпечна суміш і потяги входили вже в повністю загазовану зону, де для найпотужнішого вибуху було досить маленької іскри.

Офіційна версія стверджує, що витік газу з продуктопроводу спричинили пошкодження, завдані ківшом екскаватору при його будівництві, в жовтні 1985 року, за чотири роки до катастрофи. Витік почався за 40 хвилин до вибуху.

За іншою версією, причиною аварії став корозійний вплив на зовнішню частину труби електричних струмів залізниці, так званих «блукуючих струмів». За 2-3 тижні до вибуху утворився мікросвищ, згодом, в результаті охолодження труби, в місці розширення газу з'явилася тріщина, що розросталася в довжину. Рідкий конденсат просочував ґрунт на глибині траншеї, не виходячи назовні, і поступово спускався вниз по схилу до залізниці. При зустрічі двох поїздів, можливо в результаті гальмування, виникла іскра, яка стала причиною детонації газу. Але найімовірнішою причиною детонації газу стала випадкова іскра з-під пантографа одного з локомотивів [15,16].

Загалом, на трубопроводному транспорті, близько 80% від загальної кількості аварій виникає через дефекти зварних з'єднань та інші дефекти, закладені під час виконання будівельно-монтажних робіт, механічні втручання та корозію металу.

1.4 Аналіз сучасного стану виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств

1.4.1 Стисла характеристика газотранспортної системи України

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від газовидобувних регіонів Росії до Центральної Азії та до країн Європи (рис. 1.6), які є основними його споживачами, техніко-економічні переваги розвитку наявної газотранспортної системи дають Україні потенційну можливість відігравати важливу роль у міжнародній системі транспортування газу і сприяти прискоренню її інтеграції в європейський та світовий економічний простір.



Рисунок 1.6 – Карта газотранспортної системи України

Основними магістральними газопроводами, які використовуються в основному для транзиту природного газу з території Росії до Європи, є Уренгой-Помари-Ужгород, Прогрес, Союз, Єлець-Кременчук-Кривий Ріг, Кременчук-Ананіїв, Ананіїв-Тірасполь-Ізмаїл, Шебелинка-Диканька-Кривий Ріг-Ізмаїл, Роздільна-Ізмаїл. Газопроводи обслуговують певні маршрути транспортування природного газу, відповідно їх можна класифікувати за наступними групами УПУ і «Прогрес»; ЄККР; Союз; АТІ, ШДКРІ, РІ (рис. 1.7).

Газотранспортна система України (ГТС) складається з магістральних газопроводів (МГ), загальною протяжністю 37,9 тис. кілометрів (за виключенням МГ, розташованих на тимчасово окупованих територіях АР Крим та в зоні проведення операції об'єднаних сил (ООС)) 33,179 тис. кілометрів (пропускна здатність ГТСУ на вході – 304 млрд.м³/рік; на виході – 145,8 млрд. м³/рік), 73 компресорних станції (КС), у складі яких працюють 705 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), загальною потужністю

перекачувального парку 5496 МВт, понад 1472 газорозподільних станцій (ГРС), 12 підземних сховищ газу (активною ємністю 31 млрд.м³ газу), за виключенням 1 газосховища, розташованого на тимчасово окупованих територіях та інших структурних об'єктів, які забезпечують функціонування системи [17;18].

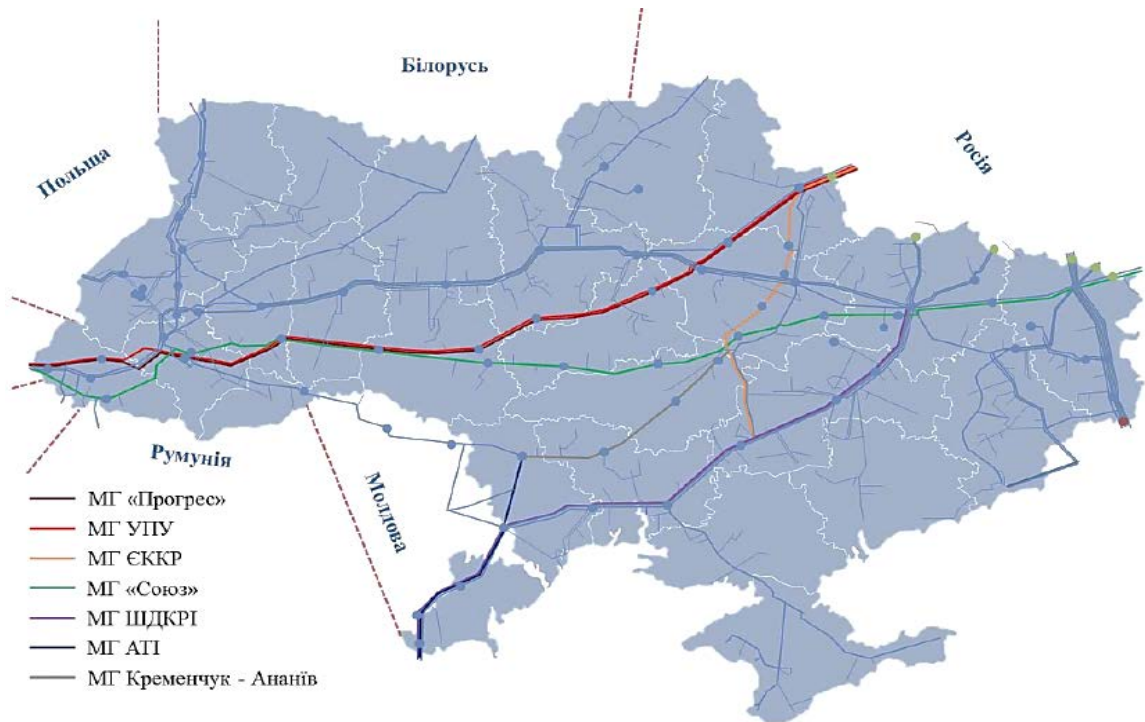


Рисунок 1.7 – Карта ГТСУ, основні напрямки руху газу

У 2020 році використання природного газу в Україні знаходилось на рівні 27,5 млрд.м³ на рік [18]. Територією нашої країни щорічно, починаючи з 2016 року, транспортується приблизно 85-90 млрд.м³ транзитного природного газу [19].

На власні виробничо-технічні та технологічні потреби (рис.1.8) оператором ГТС України щорічно витрачається близько 4,0-4,5 млрд.м³ природного газу.



Рисунок 1.8 – Структура виробничо-технічних потреб

Компанії нафтогазової галузі України виробляють десяту частину валового внутрішнього продукту України та забезпечує 5% надходжень до Державного бюджету (загальний фонд). При цьому, загальна кількість працюючих на підприємствах галузі становить близько 1% працездатного населення країни, 70% з яких працюють безпосередньо на об'єктах

підвищеної небезпеки та тимчасово або постійно знаходяться у зоні можливого впливу негативних чинників. Основні фонди галузі – це 3,5% від загальнодержавних фондів.

Газотранспортна система України характеризується високим рівнем моральної та фізичної зношеності технологічного обладнання та устаткування. Близько 70 відсотків загальної довжини МГ та близько 80 відсотків ГПА компресорних станцій відпрацювали понад 20 років, а термін експлуатації 10 відсотків ГПА наблизився до 50 років, 10 відсотків транзитних МГ експлуатуються вже понад 50 років.

Структура магістральних газопроводів за діаметрами та терміном експлуатації наведена на рисунку 1.9.

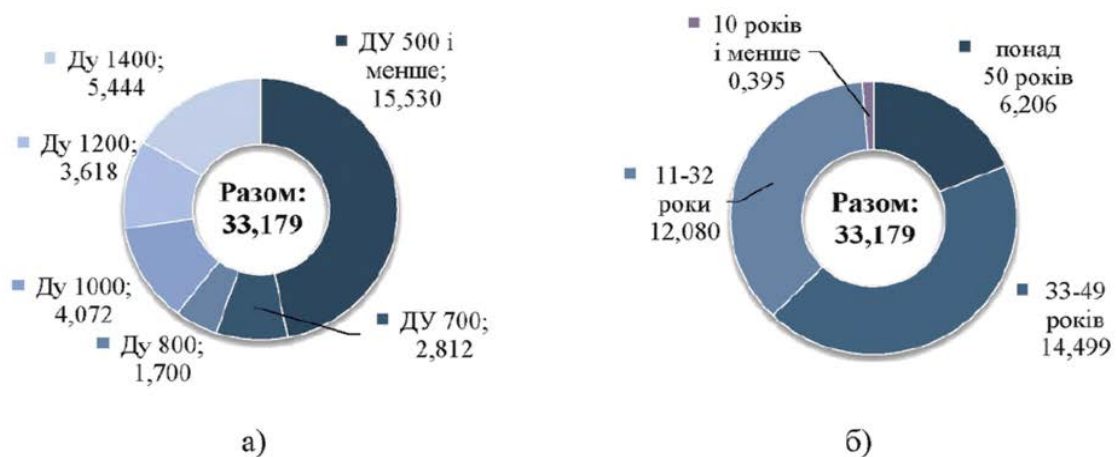


Рисунок 1.9 – Структура магістральних газопроводів за: а) діаметром; б) терміном експлуатації, тис. км.

Технічний стан більшості підземних сховищ газу, які відпрацювали з початку першого закачування газу в пласт від 20 до 49 років, не задовольняє технічним та проектним вимогам щодо їх експлуатації.

Значна зношеність ГТСУ призводить до збільшення з кожним роком витрат на відновлення основних засобів, проте останніми роками спостерігається стійка тенденція до зменшення обсягу фінансування капітального, поточного та планового ремонтів, що негативно впливає на ефективність та надійність функціонування газотранспортної системи.

Внаслідок недостатнього обсягу інвестицій погіршується технічний стан об'єктів газотранспортної системи, збільшуються питомі та непродуктивні витрати матеріальних та енергетичних ресурсів.

1.4.2 Сучасний стан галузі, проблемні питання

Проблемні питання газотранспортної системи (галузі) наступні:

– питома витрата паливно-енергетичних ресурсів на реальний привід газоперекачувального агрегату протягом багатьох років знижується у зв'язку з вимушеним розвантаженням газотранспортної системи та низьким коефіцієнтом корисної дії агрегатів;

– більшість МГ відпрацювали свій розрахунковий ресурс, їх деградація (зниження ряду фізико-механічних та електрохімічних характеристик сталей) у часі значно прискорюється, працездатність сталей, як основного несучого елемента конструкції, поступово втрачається. Тривала взаємодія напруженого металу з корозійно-агресивними середовищами, циклічні (не проєктні) зміни тиску газу ще більше пришвидшують деградацію;

– труби, з яких побудовані трубопроводи МГ за часів СРСР, мають суттєві недоліки (невисоку міцність, недосконалу форму і геометрію). Спостерігаються непоодинокі випадки експлуатації трубопроводів, зварених з труб з великою різницею в діаметрах;

– завдяки низькій якості рентгенівських плівок та зменшених обсягах, порівняно з сучасними вимогами радіографічного контролю, велика кількість будівельних дефектів трубопроводів залишається невиявленою;

– далеко не всі магістральні газопроводи підлягають внутрішньоутробній діагностиці через брак технологічної можливості виконання таких робіт;

– чимала частина магістральних газопроводів працює у наводненому середовищі;

- чимала кількість трубопроводів експлуатується з незадовільним станом ізоляційного покриття;
- допускається експлуатація фізично та морально застарілих систем електрохімічного захисту трубопроводів;
- магістральні та технологічні газопроводи, що вводилися в експлуатацію за часів Радянського Союзу, в період інтенсифікованого перекачування газу, часто не були оснащені системами автоматики и телемеханіки;
- на багатьох ділянках МГ лінійна перекривна арматура, через її дефіцит під час будівництва, встановлена зі збільшеним відносно вимог будівельних норм кроком;
- ділянки магістральних газопроводів, що експлуатуються, іноді побудовані з труб зі зменшеним, відносно до основного (проектного), діаметром;
 - допускається стравлювання великих обсягів газу;
 - наявна досить значна кількість витоків газу;
 - використовується процедура «спрацювання» газу на споживача;
 - не прогноуються ризики від експлуатації магістральних газопроводів з дефектами;
- регіональні філії підприємства-оператора газотранспортної системи в недостатній мірі забезпечені машинами і механізмами, необхідними для виконання поставлених завдань;
 - оператор ГТСУ має застарілу діагностичну приладову базу;
 - Україна має застарілу та недосконалу нормативну базу;
 - експлуатаційний персонал оператора ГТСУ постійного скорочується (кількість експлуатаційного персоналу не задовольняє обсягам планових робіт);
 - система галузевого професійно-технічного навчання в занепаді;

– працівники галузі мають незадовільний рівень заробітної платні тощо.

Враховуючи вищеперераховане, можливо зробити висновок, що рівень експлуатаційного ризику газотранспортної системи досить великий, а рівень виробничої безпеки системно знижується.

Єдиним виходом зі становища, що склалося, є рух оператора ГТСУ до визначення реального технічного стану об'єктів МГ та планомірне і систематичне відновлення їх ресурсу, справного та безпечного стану.

Єдиним видом ремонту, при якому повністю відновлюється справний (безпечний) стан та ресурс трубопровідної системи, є ремонт дефектного трубопроводу, шляхом повної або часткової заміни дефектної труби.

Способи, що наразі застосовує оператор газотранспортної системи задля забезпечення безпеки виконання таких ремонтних (регламентних) робіт, є або екологічно шкідливими («стравлювання» газу), або виробничо небезпечними та енерго- і ресурсо- неефективними («стравлювання» газу, «спрацювання» газу на споживача, підсилення несучої здатності трубопроводів та «заплавлення» дефектів під тиском тощо).

Таким чином, на пізній стадії експлуатації об'єктів магістрального транспорту газу актуальною науково-технічною проблемою стає забезпечення справного стану, надійності, енергоресурсоефективності та виробничої безпеки об'єктів ГТСУ.

1.4.3 Аналіз сучасних енергоресурсоефективних технологій, які підвищують рівень виробничої безпеки об'єктів магістральних газопроводів

Експлуатація об'єктів магістрального газопроводу несе в собі потенційну загрозу виникнення надзвичайної ситуації техногенного характеру.

Забезпечення герметичності процесів транспортування газу є основною метою технічної експлуатації магістральних газопроводів.

Підтримка та/або відновлення працездатного стану магістральних та технологічних газопроводів (шлейфів) здійснюється шляхом їх ремонту.

Єдиним видом ремонту, при якому повністю відновлюється справний (безпечний) стан та ресурс трубопровідної системи, є ремонт дефектного трубопроводу (трубопроводів) шляхом повної або часткової заміни дефектної труби, з приведенням об'єкту у стан відповідно до вимог проекту.

Підсилення несучої здатності трубопроводів шляхом монтажу підсилюючих елементів (конструкції) не є ремонтом у стандартному розумінні цього поняття.

Існують способи ремонту дефектного трубопроводу, шляхом повної або часткової заміни дефектної труби, які виконуються зі стравлюванням і без стравлювання газу з дефектної ділянки.

Ремонтні роботи, які виконуються під тиском газу, є небезпечними, несуть в собі високе емоційне напруження, потребують залучення до робіт висококваліфікованого персоналу та спеціального обладнання (устаткування). Вони відомі, на них немає сенсу зупинятися.

Роботи, які виконуються зі стравлюванням газу у навколишнє середовище, також порівняно небезпечні, екологічно шкідливі, та, до того ж, ще і енергоресурсоефективні.

Метою роботи є розробка способу, технології ремонту, які б задовольняли усім умовам безпеки, вимогам чинного законодавства та були б енергоресурсоефективними.

Відомо, що єдиний нормативний спосіб забезпечення належного рівня безпеки виконання ремонтних робіт є спосіб спорожнення від природного (товарного) газу ділянки магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (п.1.18 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів»), де шляхом перекриття затворів перекривної арматури, що обмежують (локалізують) зазначену ділянку (у тому числі і від суміжних технологічних трубопровідних систем) та стравлюванням газу через продувні свічки кранових вузлів байпасних ліній в атмосферу до

надлишкового тиску, від 100 Па до 500 Па (п.п. 3.32 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10).

Гіпотезою роботи є наступне: «Існує спосіб ремонту дефектного трубопроводу без зупинки транспортування газу (при багатонитковому способі прокладки трубопроводів), без стравлювання великих обсягів газу, з використанням існуючих методів і видів робіт, існуючих агрегатів, обладнання та устаткування підвищеної небезпеки, який не суперечить вимогам чинного законодавства з питань охорони праці та демонструє показники високої енергоресурсоефективності».

1.4.4 Аналіз чинного законодавства, стандартів, положень, будівельних норм і правил у питаннях планування та проведення ремонтних робіт на об'єктах магістрального транспорту газу

СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджені Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за № 1, зі зміною (№3), затвердженою від 10 листопада 1996 р. за №17-78, або державні будівельні норми не містять відомостей про існування конструктивних елементів магістральних газопроводів, які б забезпечували виконання ремонтних робіт із заміни дефектної ділянки без стравлювання газу.

Нормативно-правові акти НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» та НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості» застаріли і вчасно не переглядаються. Зазначені нормативно-правові акти не створюють передумов для впровадження новітніх технологій.

Поняття «ремонт магістрального газопроводу» на державному рівні не встановлене та, відповідно, не стандартизоване.

Дотепер загальна оцінка стану безпеки МГ в Україні відсутня, існує лише практика оцінки небезпеки дефектів магістральних газопроводів.

Експертно-технічні центри та експлуатуючі організації досі користуються нормами, які регламентують якість виготовлення труб або нормами допуску дефектів під час будівництва трубопроводів.

Такі документи жодним чином не пов'язані з реальним станом конструкційних матеріалів МГ і рівнем навантаженості конструкції.

На етапі експлуатації використання таких документів призводить до прийняття необґрунтованих рішень щодо обирання виду ремонту МГ та, як наслідок, появи невиправданих затрат на ремонтні роботи.

Майже єдиним реалізованим намаганням України у площині стандартизації на Державному рівні підходу до визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів є Державний стандарт України ДСТУ-Н Б В.2.3-21-2008 «Настанова. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами» [21].

Однак, ДСТУ-Н Б В.2.3-21-2008 [21] не націлений на визначення ризиків, хоча і має значно ширші межі застосування, у порівнянні з ВБН В.2.3-00018201.04-2000 «Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами». ДСТУ-Н Б В.2.3-21-2008 [21] безумовно сприяє більш якісній оцінці залишкової міцності дефектомістких ділянок магістральних трубопроводів, але без його постійної актуалізації та без впровадження на Державному рівні «Системи управління цілісністю трубопроводів» або тотожної системи цей стандарт залишається лише однією з методичних ланок неіснуючої системи.

У зв'язку з тим, що з 01 травня 2015 року почав діяти Державний стандарт України ДСТУ 2293:14 «Охорона праці. Терміни та визначення основних понять» в якому, у порівнянні з попередньою його редакцією, більше не розкривається поняття «промислова безпека», у нормативному полі Нашої держави створилася певна «колізія».

Починаючи зі статті 4 Закону України «Про охорону праці» та п.1. «Положення про Державну службу України з питань праці», «КРИТЕРІЇВ, за якими оцінюється ступінь ризику...» тощо і закінчуючи нормативно-

правовими актами з питань охорони праці (НПАОП) та великою кількістю галузевих норм та правил, поняття «промислова безпека» більше ніяк не тлумачиться, тобто певний понятійний апарат відсутній, як наслідок – усе, з чим це пов'язане, не нормується.

1.4.5 Аналіз методів прогнозу та оцінки ризиків під час експлуатації магістральних газопроводів

Сьогодні Україна немає цілісної відпрацьованої методології застосування ризик-інформованих підходів взагалі, в тому числі для МГ, що обумовлює актуальність усіх майбутніх досліджень в області оцінювання ризиків при прийнятті рішень із забезпечення безпеки об'єктів МГ.

Газотранспортні підприємства виявляють та відповідно здійснюють управління виробничими ризиками згідно галузевого Регламенту проведення ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків у сфері охорони праці та промислової безпеки в Групі Нафтогаз, затвердженого рішенням правління акціонерного товариства «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» від 19.08.2020 року, протокол № 59.

Регламент розроблено відповідно до вимог міжнародних стандартів ISO 45001 «Системи управління охороною здоров'я і безпекою праці, ISO 31000 «Управління ризиками. Керівні принципи» та внутрішніх документів Компанії та підприємств Групи Нафтогаз.

На превеликий жаль, окрім «термічні фактори (пожежі, вибухи під час подачі палива в карбюратор двигуна самопливом, перевірка наявності палива в баку з використанням відкритого полум'я, витікання газу з газобалонної установки, опіки паром, водою із радіатора)», інших видів небезпек зі словом «ГАЗ» документ не містить, це по-перше.

По-друге, згідно цього документу:

– ідентифікація небезпек і оцінювання ризиків здійснюється робочими групами, що утворюються в підрозділах Компанії/підприємств Групи Нафтогаз та формуються з числа працівників різних спеціальностей

(професій) цього підрозділу, які добре обізнані щодо відповідного виробничого процесу (операції) та мають практичний досвід виконання робіт;

– робочу групу очолює керівник підрозділу, призначений згідно з внутрішнім документом Компанії/підприємств Групи Нафтогаз.

Відповідно сучасні ризик-орієнтовані підходи газотранспортних підприємств здебільшого базуються на експрес-статистичній оцінці виникнення певних подій, умовних показниках важкості наслідків таких подій, оцінці статистичних даних щодо повторюваності таких подій, умовному розподілі ризиків, загальній («бальній») оцінці перелічених та інших критеріїв.

Нажаль, такий підхід ґрунтується на методах і заходах проведення так званої «мозкової атаки», яка здійснюється групою фахівців під керівництвом координатора і носить прецедентний характер. Результати таких підходів залежать від досвіду і кваліфікації координаторів та членів ініціативних груп, психофізіологічного стану членів групи, а це, саме по собі, є ризиком, який треба виключати.

На підставі такої «оцінки», з обережністю треба приймати будь-які рішення, тим більше щодо питань експлуатації об'єктів підвищеної небезпеки (надалі – ОПН), тому що це вплив невизначеностей на невизначеності.

Зокрема, відсутність інформації щодо нещасних випадків/аварій не може бути основою для припущення про те, що ступінь ризику є незначним і не потребує вжиття заходів безпеки. Переважати повинні якісні оцінки.

Робоча гіпотеза роботи наступна: існують засоби та заходи підвищення стану захищеності працівників та суспільства від ризику зазнати шкоди та такі, які направлені на зменшення неприпустимих ризиків, пов'язаних з можливістю нанесення шкоди під час експлуатації магістральних газопроводів ГТСУ (які експлуатуються з дефектами) невід'ємно від проблем енергозбереження.

1.5 Принципи державної політики

Основні принципи реалізації державної політики щодо функціонування газотранспортної системи України, підтримання її в належному технічному стані та забезпечення надійності та безпечного функціонування визначені Конституцією України, Законом України «Про охорону праці» (2994-ХІІ), Законом України "Про трубопровідний транспорт" (192/96ВР), Законом України "Про нафту і газ" (2665-ІІ), Законом України "Про ринок природного газу" (329-ВІІІ), Законом України " Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів" (3041-ВІ), Законом України "Про регулювання містобудівної діяльності" (3038-ВІ), Законом України "Про об'єкти підвищеної небезпеки" (2245-ІІІ), Законом України "Про природні монополії" (1682-ІІІ), Законом України «Про державне прогнозування та розроблення програм економічного і соціального розвитку України» (1602-ІІІ), Законом України «Про управління об'єктами державної власності» (185-В), "Кодексом газотранспортної системи" (z1378-15), «Правилами безпечної експлуатації магістральних газопроводів» (z0292-10), "Кодексом газосховищ" (z1380-15), Ліцензійними умовами провадження господарської діяльності з транспортування природного газу (v0201874-17), "Правилами постачання природного газу" (z1382-15), Енергетичною стратегією України на період до 2035 року (605-2017-p), Directive 2009/73/EC of The European Parliament and of The Cot July 2009 concerning common rules for the internal market in r and repealing Directive 2003/55/EC, EU Gas Regulation (EC) 715/2009, EU Gas Regulation (EC) 994/2010, ENTSOG Ten-year network development plan 2017, Gas Regional Investment Plans Central Eastern Europe 2017, Central and South Eastern Europe Gas Connectivity (CESEC), EU strategy for liquefied natural gas and gas storage.

1.5.1 Декларативні засади чинного законодавства

Основні декларативні засади Закону України «Про охорону праці», Закону України «Про трубопровідний транспорт», Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» з питань будівництва та експлуатації об'єктів магістральних газопроводів:

– неможливість оператора газотранспортної системи України експлуатувати об'єкти магістральних газопроводів без позитивного висновку експертизи стану охорони праці та безпеки промислового виробництва;

– повна відповідальність оператора газотранспортної системи України за безпечний та справний технічний стан об'єктів магістральних газопроводів;

– неможливість застосування будь-якого обладнання на об'єктах магістральних газопроводів, якщо воно не відповідає вимогам безпеки та не передбачене проєктним рішенням;

– обов'язковість дотримання вимог нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і будівельних норм під час проєктування об'єктів трубопровідного транспорту;

– заборона експлуатації та заборона фінансування будівництва та реконструкції виробничих об'єктів магістральних газопроводів без отримання результатів їх обстежень та проведення експертизи їх проєктів будівництва;

– обов'язковість анулювання дозволу, виданого підприємству-оператору газотранспортної системи України на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки, у разі виникнення аварії, вибуху, пожежі, нещасного випадку, якщо в акті розслідування встановлено, що причиною такої події стало недотримання вимог законодавства про охорону

праці під час виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл;

– обов’язковість позбавлення державної реєстрації підприємства-роботодавця у разі, якщо роботодавець не одержав дозволу на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки;

– обов’язок суб’єкта господарювання розробляти і затверджувати плани локалізації і ліквідації аварій для кожного об’єкта підвищеної небезпеки, який вони експлуатують або планують експлуатувати;

– обов’язок суб’єкта господарювання забезпечувати експлуатацію об’єктів підвищеної небезпеки з дотриманням мінімально можливого ризику;

– обов’язок суб’єкта господарювання створювати спеціалізовані формування для проведення ремонтно-відбудовчих робіт на випадок аварії чи катастрофи на трубопроводах.

1.6 Основні задачі та напрямки досліджень

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів газотранспортних систем.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

– провести дослідження сучасного стану виробничої безпеки у нафтогазовій галузі, сучасних енергозберігаючих технологій, які позитивно впливають на безпеку МГ;

– запропонувати способи евакуації природного газу з ділянки (ділянок) трубопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, які підвищують рівень виробничої безпеки об’єктів МГ;

- розробити алгоритм керування мобільними компресорними станціями під час виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) трубопроводів об'єктів МГ, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню;
- запропонувати ефективний та раціональний ризик-орієнтований підхід у питаннях ідентифікації та оцінки ризиків у нафтогазовій галузі;
- розробити та запропонувати оптимальний алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризиків МКС (ГТС)
- запропонувати базову методику визначення рівня (стану) безпеки та енергоресурсоефективності галузі;
- розробити «Концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз»;
- обґрунтувати безпеку та енергоресурсоефективність використання технології евакуації природного газу;
- розробити технологію та проєкт виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) трубопроводів об'єктів МГ, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню;
- розробити завдання на проєктування мобільних компресорних станцій.

Висновки до розділу 1

1. Проведено аналіз сучасних умов праці, травматизму і професійних захворювань працівників газотранспортної галузі, сучасного стану виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств, надано характеристику газотранспортних підприємств та газотранспортної системи України в цілому, наведено приклади масштабних аварій.

2. Проведено аналіз методів прогнозу та оцінки ризиків під час експлуатації магістральних газопроводів. Визначено, що під час експлуатації об'єктів магістральних газопроводів, а саме виконання ремонтних та регламентних робіт, рівень виробничої безпеки рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності не відповідає сучасним методам управління з урахуванням ризик-орієнтованого підходу.

3. Виконано підсумковий аналіз сучасних енергоресурсоефективних технологій, які підвищують рівень виробничої безпеки об'єктів магістральних газопроводів, нормативно-правових аспектів чинного законодавства, положень будівельних норм і правил у питаннях планування та проведення ремонтних робіт на об'єктах магістрального транспорту газу.

4. Встановлено, що фізичний експеримент для вирішення задач, що розглядаються, потребує значних коштів та часу на його постановку і проведення. В деяких випадках постановка фізичного експерименту неможлива (наприклад, моделювання наскрізного корозійного пошкодження діючої ділянки магістрального газопроводу). В деяких випадках постановка фізичного експерименту непотрібна (наприклад, моделювання режимів перекачування газу).

5. Встановлено, що не існує нормативної методики, яка була б розроблена з метою прогнозування ризиків від експлуатації магістральних газопроводів з дефектами та що не впроваджено технологію евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню.

Таким чином, визначено, що актуальною науковою задачею є розробка технології та проєкту виконання робіт з евакуації природного газу з ділянки (ділянок) магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, а також розробка ризик-орієнтованої методики застосування зазначеної технології.

6. Основні наукові результати цього розділу опубліковані в працях автора [20, 22, 23].

РОЗДІЛ 2

ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ВИРОБНИЧОЇ БЕЗПЕКИ

ПРИ ВИКОНАННІ РЕМОНТНИХ РОБІТ

НА ОБ'ЄКТАХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Технологія перекачування (евакуації) газу із застосуванням мобільних компресорних станцій (далі – МКС) відома, вона застосовується у світі під час проведення капітального ремонту, випробувань, інших ремонтних та регламентних робіт на об'єктах лінійних частин магістральних газопроводів (далі – ЛЧМГ) [22, 23, 24].

Теоретичні, технологічні та практичні аспекти світових аналогів вітчизняної технології евакуації (контролю тиску) природного газу [22, 23, 24], з причин захисту прав інтелектуальної власності, не розголошуються. За підсумком проведеного аналізу відкритих джерел нами встановлено, що закордонні аналоги вітчизняної технології евакуації природного газу не досконалі та мають низку недоліків, в тому числі з безпеки виконання робіт.

Внаслідок неузгодженості нормативно-правових питань чинного законодавства України вітчизняна технологія евакуації природного газу в Україні не застосовується.

2.1 Технології виконання ремонтних робіт на МГ, їх недоліки

Єдиним ефективним (чинним, нормативним) способом забезпечення належного рівня безпеки виконання ремонтних робіт є спосіб спорожнення від природного (товарного) газу ділянки магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (п.1.18 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів») [25], де шляхом перекриття затворів перекривної арматури, що обмежують (локалізують) зазначену ділянку (у тому числі і від суміжних технологічних трубопроводних

систем) та «стравлюванням» газу через продувні свічки байпасних ліній кранових вузлів в атмосферу до надлишкового тиску, від 100 Па до 500 Па (від 10 мм вод. ст. до 50 мм вод. ст.), забезпечуються умови для безпечного виконання ремонтних робіт (п.п. 3.32 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10) [25] рисунок 2.1, 2.2.

Існують також способи підсилення несучої здатності трубопроводів, без «стравлювання» газу (під тиском), шляхом встановлення різних конструктивних підсилюючих елементів (муфти, бандажі тощо) (ГБН В.3.1-00013741-12: 2011 «Магістральні газопроводи, ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації», «Технологічний регламент підвищення несучої здатності труби та категорійності ділянок магістральних газопроводів методом встановлення металевих муфт», «Муфти ремонтні. Інструкція з технології ремонту магістральних газопроводів під тиском до 0,3 МПа із застосуванням дугового зварювання», «Герметизація муфт поліуретановим складом. Технологічна інструкція» [24, 25]), але це не можна назвати ремонтом, бо такий спосіб посилення несучої здатності тіла трубопроводу не є процесом відновлення початкових характеристик МГ, до того ж, поняття «ремонт», «поточний ремонт МГ» («планово-запобіжний ремонт МГ») взагалі не формалізовані на державному рівні, при цьому несуча здатність підсилених елементів МГ повинна бути розрахована у часі, проте це також не робиться.

Додаткова кількість зварних з'єднань, технологічно необхідна під час монтажу підсилюючих елементів, змінює кристалічну структуру металу тіла основного трубопроводу, а самі зварні з'єднання підсилюючих елементів завжди більш схильні до проходження корозійних процесів підвищеної інтенсивності.

До того ж такий спосіб ремонту небезпечний і вміщує в собі види робіт, пов'язані з високим емоційним навантаженням працівників ремонтної бригади та потребує високої кваліфікації керівників зварювальних робіт та зварників.

Разом з цим, під час проведення земляних робіт, на відкритій ділянці трубопровід частково змінює своє просторове положення. Зміна прямолінійного ненавантаженого згинаючими моментами розташування призводить до зміни напружено-деформованого стану трубопроводу, а зміна температурного поля, в свою чергу, призводить до появи додаткових осьових зусиль, що діють на трубопровід та підвищують небезпеку виконання ремонтних робіт. Крім того, змінюється опір основи ґрунту на краях котловану.

Також існують інші способи ремонту трубопроводів під тиском («заплавлення каверн», «накладання латок», «подушок» тощо). Такі способи відновлення несучої здатності теж тимчасові, наслідки їх не прогнозовані у часі. Зазначені роботи небезпечні з точки зору їх виконання і також (якщо виконуються під тиском) несуть в собі високе емоційне навантаження та потребують високої кваліфікації виконавців.

Останніми роками оператором газотранспортної системи України, з метою скорочення втрат, практикується спосіб так званого «спрацювання газу на споживача». Суть способу полягає в тому, що порівняно невеликі ділянки магістральних газопроводів з дефектами (довжиною до 10-30 км), що підлягають ремонту, разом зі справними та працездатними трубопроводами регіональної газотранспортної системи (іноді загальною протяжністю 100 та більше кілометрів) перекриваються з обох боків, після чого газ, що залишається у порожнині зазначеної трубопровідної системи, споживається підключеними до неї споживачами (підприємствами, населеними пунктами, районами, областями, державами) до встановленої газотранспортним підприємством (не нормативними документами) нижньої межі тиску. Після закінчення так званого «спрацювання» частина магістрального газопроводу, на якому є дефектна ділянка, що підлягає ремонту (зазвичай це 10-30 км), відокремлюється від прилеглих ділянок шляхом її перекриття з обох боків за допомогою лінійної перекривної арматури, а газ, що залишився в ній (до 1-14

об'ємів), видаляється («стравлюється») до атмосфери, що є вибухопожежонебезпечним та небезпечним для навколишнього середовища.

Згідно проведеного нами аналізу такий спосіб не відповідає передбаченому проєктом режиму роботи як окремого МГ, так і газотранспортної системи України в цілому, не відповідає вимогам чинних нормативно-правових актів з питань охорони праці та виробничої безпеки, несе в собі певну небезпеку порушення автоматичного режиму роботи газорозподільчих станцій, призводить до непрогнозованого та невивченого впливу змін макро- та мікроциклічних навантажень (за рахунок змін тиску газу з амплітудами, що не відповідають експлуатаційним умовам роботи МГ) на розвиток дефектів та, як наслідок, остаточний ресурс МГ, зворотне не доведене. Разом з цим, такий спосіб зменшує остаточний ресурс перекривної арматури, а також призводить до втрат енергоресурсів на відновлення проєктного режиму роботи газотранспортної системи.

Серед іншого, такий спосіб вимагає досить багато часу на, так зване, «спрацювання» газу.

Для підвищення безпеки та запобігання викидам природного газу при виконанні ремонтних робіт нами запропоновано технологію евакуації природного газу з ділянок магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню (патенти №№ 96340 UA, 99367 UA) [22, 23]. Суть технології полягає в тому, що ділянки магістральних газопроводів перекриваються з обох боків (локалізуються), після чого газ, який залишається у порожнині обраної трубопровідної системи, перекачується до іншої ділянки діючого газопроводу, або акумулюється за допомогою мобільних компресорних станцій як показано на (рис. 2.1), замість «стравлювання» у навколишнє природне середовище через «свічний» трубопровід байпасної обв'язки лінійного крану МГ (рис. 2.1, 2.2). На запроповану технологію акумулювання природного газу нами одержано окремий патент (№ 96340 UA) [24].

Тому питання виробничої та екологічної безпеки, вдосконалення технології транспортування газу і підвищення енергоресурсоефективності цих процесів були і залишаються актуальними питаннями. Разом з цим, задача забезпечення належного рівня безпеки технологічних процесів транспортування газу за допомогою МКС та забезпечення безпеки при локалізації ділянок МГ, що підлягають ремонту є актуальною науково-технічною задачею, не повною мірою вирішеною в Україні.

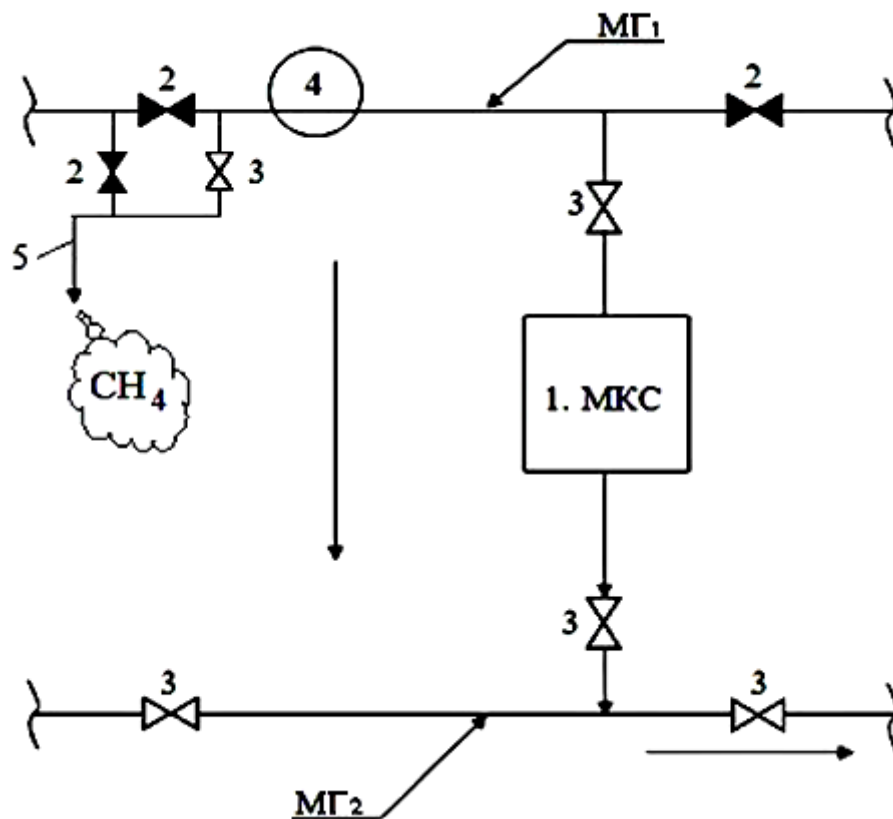


Рисунок 2.1 – Загальна пневматична схема мобільної компресорної установки

1 –МКС; 2 – перекривна арматура (положення – «закрито»); 3 – перекривна арматура (положення – «відкрито»); 4 – місце проведення ремонтних робіт; 5 – свічний трубопровід; МГ₁ – газопровід, з якого перекачується газ; МГ₂ – газопровід, до якого перекачується газ; «→» – напрямок руху газу.



Рисунок 2.2 – «Стравлювання» газу у навколишнє природне середовище

2.2 Розробка безпечної технології перекачування газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу

Для розробки та вдосконалення безпечної технології евакуації природного газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу, як об'єкта проєктування, розглядалися запропоновані нами способи [22, 23] як сукупність конкретних значень параметрів системи (рис. 2.1, 2.3), що реалізує процеси перекачування газу, регламентація яких забезпечує досягнення мети – при заданій витраті ресурсів, заданих режимах перекачування газу, у заданий термін і в заданій кількості.

Така концепція відображає можливість впливу на досягнення мети, підвищення безпеки та скорочення часу перекачування газу за допомогою МКС, не тільки характеристиками компресорних агрегатів, але також і режимами перекачування (транспортування) газу МГ та засобами керування виробничими процесами.

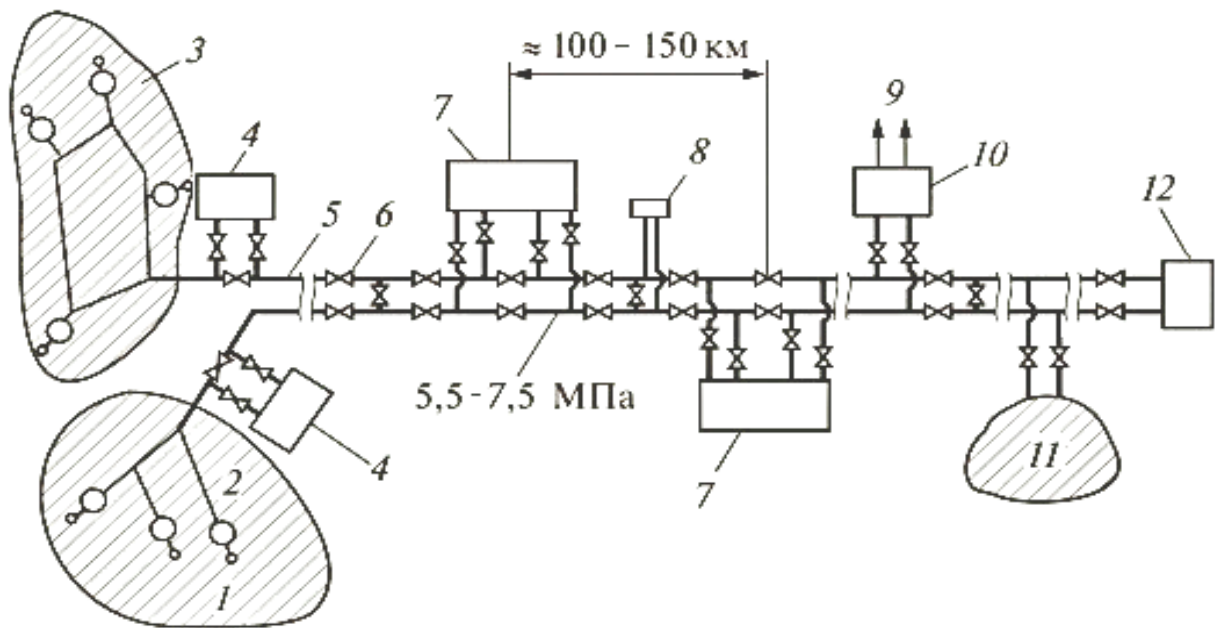


Рисунок 2.3 – Схема системи транспортування природного газу МГ

1 – свердловини; 2 – установки комплексної підготовки газу; 3 – промислові газопроводи; 4 – промислова газорозподільна станція; 5 – магістральний газопровід; 6 – проміжна компресорна станція; 7 – лінійна арматура; 8 – мобільна компресорна станція; 9 – споживач (підприємство, населений пункт); 10 – газорозподільна станція; 11 – підземне сховище газу; 12 – споживач (район, область, країна).

Ключовими критеріями, за якими оцінюється ефективність застосування технології евакуації газу, є безпека процесу перекачування газу, час, що витрачається на перекачування газу, витрати паливного газу на роботу МКС.

Основними факторами, що впливають під час проєктування компресорних агрегатів для МКС, є їх безпека, продуктивність, економічна та екологічність.

Нами проведено аналіз світових аналогів мобільних компресорних установок, які виконують багатоступінчасте компримування газу за

допомогою поршневих компресорів (OGE/LMF/CAT/AG/ARIEL, інші), в яких в якості приводу використовують газові двигуни [27, 28, 29].



Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд мобільного компресорного агрегату LMF P-Pack 750 (Австрія)

1 – поршневий компресорний агрегат з приводом від газового двигуна внутрішнього згоряння; 2 – апарат охолодження газу, що компримується; 3 – пересувна автоплатформа МКС на базі сідлового тягача DAF.

На рисунку 2.4 зображено мобільний компресорний агрегат Австрійської фірми LMF P-Pack 750.

Сьогодні LMF це визнаний серед мобільних систем флагман компресоробудування світу. Об'ємна продуктивність даної компресорної установки – 64500 н.м³/год.

Компресорний агрегат компанії LMF (рис. 2.4) призначений для перекачування природного газу з локалізованої дільниці МГ₁ до діючого МГ₂ (рис. 2.1) у діапазоні тиску від 75 bar до 6 bar, за температури навколишнього природного середовища від –40 °С до +35 °С [29].

При наявності у країнах західної Європи передових розробок у галузі компресоробудування [29], способи їх підключення, в тому числі спосіб запропонований компанією LMF (рис. 2.5), часом не є енергоресурсоефективними та мають певні недоліки.

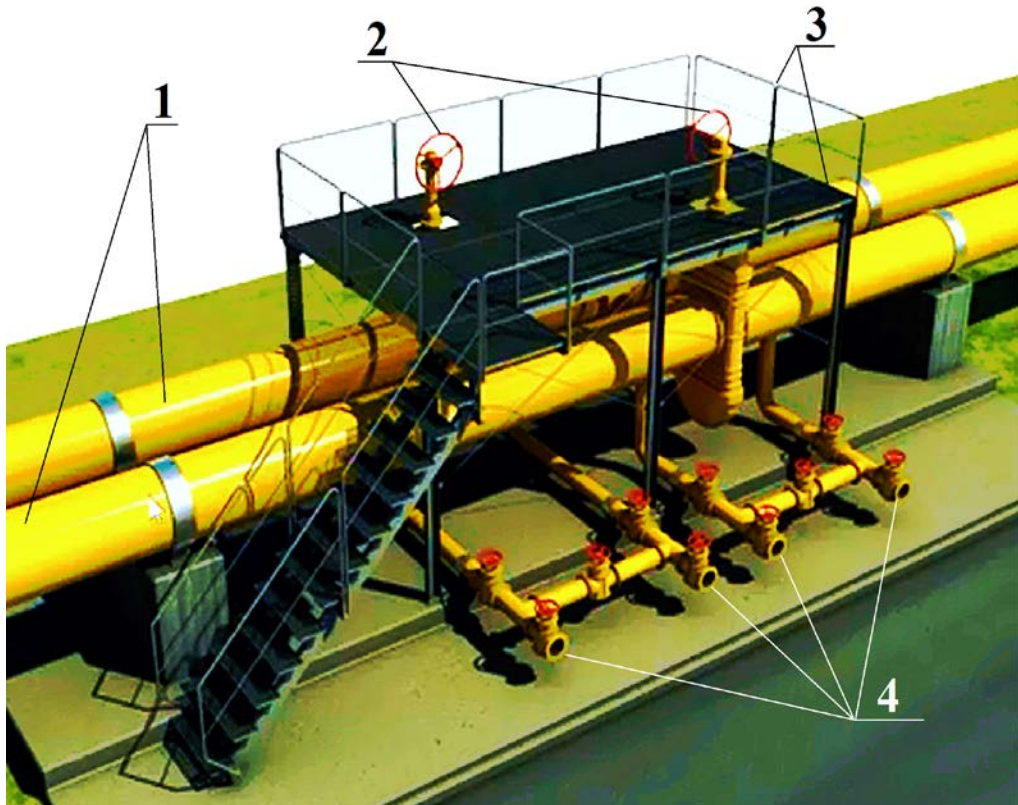


Рисунок 2.5 – Вузол підключення МКС, компанія LMF (Австрія)

1 – газопроводи; 2 – штурвали ручного керування перекривною (лінійною) арматурою газопроводів, 3 – крановий майданчик вузла підключення МКС, 4 – трубопроводи підключення МКС до газопроводів з перекривною арматурою.

Недоліки способу підключення МКС (рис. 2.5), що не дозволяють його застосування в Україні, роблять його небезпечним, або енерго- та ресурсо- неефективним:

- у разі виконання робіт з монтажу вузла підключення МКС під тиском газу у спосіб LMF (рис. 2.5), будівельно-монтажні роботи з його реалізації вимагають високої кваліфікації працівників, спеціального обладнання та несуть в собі елементи високого психологічного навантаження виконавців;
- перекривна (лінійна) арматура не автоматизована;

– у разі виконання робіт з монтажу вузла підключення МКС у стандартний спосіб [30], у повітря підлягають «стравлюванню» досить великі обсяги природного газу;

– спосіб компанії LMF (рис. 2.5) передбачає монтаж вузла підключення МКС на надземній ділянці трубопроводів МГ, тоді як майже 98% МГ в Україні прокладені під землею. В Україні, на поверхню землі трубопроводи виходять рідко, переважно під час наземного прокладання та надземного прокладання МГ через природні та штучні перешкоди, коли цього не можливо уникнути (балки, болота, пойми, гірські райони прокладання МГ);

– згідно будівельних норм України [30]: «Прокладання трубопроводів по поверхні землі в насипу (наземне прокладання) або на опорах (надземне прокладання) допускається тільки як виключення, при відповідному обґрунтуванні»;

– випадки розташування трубопроводів ЛЧМГ поблизу один до одного, на подібній відстані, як показано у способі компанії LMF, не передбачаються чинними будівельними нормами України [30].

Тому в Україні спосіб підключення, подібний способу компанії LMF, можливо застосовувати лише на вузлах підключення камер запуску-приймання внутрішньотрубних очисних та діагностичних засобів, промислових майданчиків компресорних станцій, дотисних компресорних та газорозподільних станцій, установках комплексної підготовки газу газовидобувних підприємств, але для цього процеси транспортування газу повинні бути тимчасово призупинені.

Проведені нами дослідження дозволили нам встановити і супутню задачу, що є актуальною науково-технічною задачею сьогодення в галузі компресоробудування, такою задачею є розробка компактної МКС, здатної перекачати газ з локалізованої ділянки МГ₁ (рис. 2.1), довжиною 25-30 км (діаметром 500-1400 мм) за перекривний вимикаючий пристрій (лінійний

кран) по ходу/проти ходу газу, або у сусідній МГ₂ (рис. 2.1) тиском від 55 bar до 100 bar, до надлишкового тиску ≤ 1 bar, протягом 48-96 годин.

Нами встановлено, що розробка безпечної та енергоресурсоефективної технології евакуації природного газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу за допомогою МКС є основною науково-технічною задачею.

Для вирішення визначеної в роботі основної науково-технічної задачі, з урахуванням прийнятої концепції перекачування газу за допомогою МКС, необхідно вирішити наступні підзадачі:

- розробити розрахункову схему (модель) та провести розрахунки параметрів, які впливають на час перекачування газу МКС з локалізованої ділянки МГ₁ до ділянки діючої МГ₂ (рис. 2.1);

- провести дослідження та встановити залежності, які дають можливість визначити (спрогнозувати) час, необхідний для перекачування природного (товарного) газу з локалізованої ділянки МГ₁ до діючої ділянки МГ₂ (рис. 2.1) при заданій об'ємній продуктивності МКС (рис. 2.1), із урахуванням вимог безпеки транспортування газу МГ газотранспортної системи;

- провести розрахунки по визначенню часу перекачування газу МКС;

- розробити алгоритм управління МКС із урахуванням вимог безпеки процесу транспортування газу.

2.3 Дослідження параметрів системи МГ, що характеризують процес перекачування газу з локалізованої ділянки МГ за допомогою МКС

Відомо, що магістральний трубопровід (газопровід) це – технологічний комплекс у складі газотранспортної системи (надалі – ГТС), що функціонує як єдина система, до складу якого входить одна або декілька ниток трубопроводу з усіма об'єктами, пов'язаними з нею (ними) єдиним

технологічним процесом транспортування вуглеводнів (товарного природного газу) з районів їх видобування або зберігання до місць перероблення, споживання або зберігання (рис. 2.3) [31].

Найвищим проявом безпеки ГТС є безперервне постачання споживачів природним газом, без обмеження, за умови відсутності аварій елементів системи.

Найгіршим сценарієм виникнення та розвитку можливих аварій на об'єктах МГ є наступна послідовність подій: розгерметизація трубопроводу (посудини, що працює під тиском, компресорних агрегатів) → викид природного газу на відкритому майданчику → утворення вибухонебезпечної хмари → вибух (розліт осколків, факельне горіння) на відкритому просторі → пошкодження різного ступеня будівель та споруд, ураження експлуатаційного персоналу та людей з числа цивільного населення – мешканців населених пунктів, розташованих поблизу місця аварії [32, 33].

Таким чином, і прямо, і опосередковано, МКС є об'єктом магістрального газопроводу та ГТС.

З огляду на це ми робимо висновок, що МКС є об'єктом підвищеної небезпеки і призначена, в першу чергу, для забезпечення безпеки виконання ремонтних та регламентних робіт на МГ шляхом забезпечення належних умов для їх проведення.

Нами проведено аналіз визначених науково-технічних задач, основною з яких є задача забезпечення безпеки та ефективності процесів перекачування газу з локалізованої ділянки МГ1 до діючого МГ2 (рис. 2.1) у діапазоні тиску від 75 кгс/см^2 до 1 кгс/см^2 , шляхом оптимізації параметрів управління компресорними агрегатами МКС.

Згідно проведеного аналізу та результатів проведених досліджень нами встановлено наступне:

– технологія евакуації природного газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу є складовою частиною процесу транспортування газу МГ ЛЧМГ у сукупності конкретних значень параметрів системи

магістральних газопроводів, яка реалізує процес транспортування газу, регламентація якого забезпечує досягнення мети – забезпечення безпеки процесів транспортування газу та оптимізація часу перекачування газу МКС в заданій кількості, при заданій витраті ресурсів та у заданих режимах.

Нами встановлено, що основними критеріями надійності роботи та управління МКС є забезпечення безпеки та ефективності процесу перекачування, а також підтримка балансу між продуктивністю агрегатів і витратою агрегатами паливного газу.

Нами було встановлено, що робочі режими і параметри регулювання МКС повинні відповідати змінам у часі термодинамічних властивостей газу.

З метою забезпечення безпеки процесів перекачування газу, нами було визначено, що робочі параметри і параметри регулювання МКС обмежуються величинами робочого (дозволеного) тиску газу в МГ₂ (рис. 2.1) та температурою термічної витривалості ізоляційного покриття трубопроводу МГ₂ (рис. 2.1).

Тому нами для розрахунку часу, необхідного для перекачування газу згідно [4,10], прийняті наступні граничні умови для розрахунку (2.1, 2.2).

$$P_{p.m \text{ МКС}} \leq P_{p.m \text{ МГ}_2} \quad (2.1)$$

$$t_{\text{газу МКС}} \leq t_{i.n. \text{ МГ}_2} \quad (2.2)$$

де $P_{p.m \text{ МКС}}$ – тиск газу у вихідному колекторі МКС, кгс/см²;

$P_{p.m \text{ МГ}_2}$ – робочий (дозволений) тиск газу у МГ₂, кгс/см²;

$t_{\text{газу МКС}}$ – температура газу у вихідному колекторі МКС, С;

$t_{i.n. \text{ МГ}_2}$ – температура термостійкості ізоляційного покриття МГ₂, С.

З урахуванням прийнятих граничних умов нами визначено, що тиск газу в локалізованій ділянці газопроводу МГ₁ (рис. 2.1) суттєво не впливає

на підбір КУ МКС, за рахунок наявності КУ, що випускаються світовою промисловістю з надширокими, ніж потрібно, діапазонами налаштувань [29].

Таким чином, кінцевими критеріями оцінки безпеки та ефективності МКС є час, необхідний для перекачування газу, та кількість спожитого приводами компресорних агрегатів паливного газу.

Для розрахунку часу, необхідного для перекачування газу, нами враховано наступні фактори, які впливають на продуктивність МКС, а саме:

- характеристики локалізованої ділянки газопроводу МГ₁ та газопроводу МГ₂, до якого планується здійснити перекачування газу (рис. 2.1);

- геометричні характеристики труб локалізованої ділянки та труб байпасної обв'язки лінійних кранів і технологічної обв'язки МКС;

- характеристики продуктивності поршневого компресору МКС;

- термодинамічні властивості газу;

- граничні параметри безпечної експлуатації об'єктів МГ.

Величина, що характеризує кількість спожитого приводами компресорних агрегатів паливного газу, завжди відома з паспортних характеристик компресорних агрегатів, тому вона не приймає участі у розрахунку.

На основі проведених досліджень нами встановлено, що з метою визначення та оптимізації часу перекачування газу, як основного критерію, виникла необхідність проведення імітаційного моделювання у часі зміни маси, тиску та інших термодинамічних властивостей газу у локалізованій ділянці магістрального газопроводу (надалі – моделювання). Для цього необхідно провести розрахунки, алгоритм яких наведений далі за текстом (рис. 2.6).

Для створення імітаційної моделі транспортування газу МКС та проведення розрахунку оптимального часу перекачування природного газу з локалізованої ділянки газопроводу нами були використані програмні

комплекси Mathcad 15.0, Exel та програма Graph, основними перевагами яких є доступна математична та графічна мова, на яких формуються та вирішуються завдання, а також можливість формування масивів даних та представлення їх у табличній формі з метою подальшої побудови графіків лінійної залежності обраних для визначення стійких залежностей управління МКС величин.

Під час проведення розрахунків та моделювання, нами були задані усі початкові параметри МГ та МКС, з урахуванням обмежень розрахунку, а саме показника робочого (дозволеного) тиску у МГ₂ (рис. 2.1) та показника температури термічної витривалості ізоляційного покриття трубопроводу МГ₂ (рис.2.1) у точці підключення МКС (40⁰С).

При побудові власної моделі розрахунку оптимального часу перекачування природного газу нами оцінювався вклад кожного з перелічених вище факторів впливу у тривалість часу перекачування газу з локалізованої ділянки МГ₁ (рис. 2.1) DN1387, L = 25 км у МГ₂ (рис.2.1) DN1387, L =120 км, у діапазоні тиску газу у МГ₁ (рис. 2,1) від 75 кгс/см² до ≤1 кгс/см² відповідно.

З метою проведення розрахунку нами прийняті наступні припущення:

1. Загальну кількість факторів впливу, наведену вище, можливо зменшити, якщо геометричні параметри усіх трубопроводів, задіяних у процесі перекачування природного газу із МГ₁ (рис. 2.1) до МГ₂ (рис. 2.1), як фактор впливу, об'єднати.

2. Фактор впливу, який характеризується термодинамічними властивості газу у локалізованій ділянці МГ₁ (рис. 2.1), його відносне значення протягом усього часу перекачування газу постійно змінюється, рівень його впливу на час перекачування газу МКС постійно зростає.

3. Місцевий опір руху газу вздовж усієї протяжності технологічних трубопроводів МКС від точки її підключення до локалізованої ділянки МГ₁ (рис. 2.1) до точки її підключення до МГ₂ (рис. 2.1), а також вздовж

трубопроводів байпасних об'явок перекривної лінійної арматури МГ_{1,2} (рис.2.1) суттєво не впливає на час перекачування газу МКС.

4. Можливе перекачування газу МКС із локалізованих ділянок у діючі ділянки МГ у заданий час, із постійним відбором газу із локалізованої ділянки МГ, при оптимальних режимах роботи компресорних агрегатів (компресорної станції).

5. Компресорний агрегат (агрегати, станція) може працювати як у стаціонарному, так і не у стаціонарному режимах.

6. Гази не мають фіксованого об'єму, гази прагнуть заповнити весь доступний об'єм. Під час розрахунку масової витрати та маси газу враховується об'ємна витрата та густина газу. Під час розрахунку густини газу, який транспортується, враховуються, в тому числі, коефіцієнт стисливості газу, газова стала для складу газу, тиск, молярна маса газу...

7. З метою виведення стійких залежностей в питаннях регулювання режимів поршневих компресорних агрегатів МКС, доцільно використовувати саме показники маси та масової витрати газу, тому що показники об'ємної витрати газу МКС будуть сильно залежати від властивостей газу та місця встановлення контрольно-вимірювальних приладів МКС та МГ, тоді як маса газу і масова витрата газу будуть мати постійні значення в будь-якій точці системи.

8. Під час моделювання МКС слід враховувати те, що газ, який перекачується, рухається, тобто його термодинамічні властивості постійно змінюються.

9. Шляхом до вирішення поставленого завдання є визначення параметрів точки перетину графіку зміни відносної маси та графіку зміни відносного тиску газу протягом відносного часу перекачування газу МКС та застосування визначених параметрів під час подальших розрахунків.

2.3.1 Алгоритм проведення розрахунків

Для проведення дослідження процесу перекачування газу за допомогою МКС нами визначено оптимальний алгоритм проведення розрахунку у часі зміни маси, тиску та інших термодинамічних властивостей газу у локалізованій ділянці магістрального газопроводу МГ₁, наведений на рисунку 2.6.



Рисунок 2.6 – Алгоритм проведення розрахунків перекачування газу

2.3.2 Імітаційне моделювання процесів транспортування газу

В рамках виконаної роботи нами було створено імітаційні моделі систем транспортування газу МГ та відбору газу МКС (рис. 2.11), з врахуванням параметрів, що обмежують процес перекачування газу за допомогою МКС (рис. 2.1, 2.11, 2.12.1, 2.12.2, 2.12.3, 2.12.4, 2.12.5, 2.12.6).

З метою побудови єдиної імітаційної моделі ділянки МГ ЛЧМГ між двома лінійними компресорними станціями включно з МКС, що перекачує

газ у проміжку між ними, нами використана наступна спрощена технологічна схема імітаційного моделювання (рис. 2.7).

Наступним кроком була імітація у часі процесу перекачування газу за допомогою МКС, з врахуванням фактичних робочих параметрів МГ₁, МГ₂.

Імітаційне моделювання газотранспортної системи дозволяє вирішити задачі оптимізації управління процесами транспортування газу, оскільки саме характеристики та параметри системи (рис. 2.3) визначають безпеку технологічного процесу, тиск на вході і на виході МКС та діапазон її продуктивності.

Для універсальності імітаційної моделі, апроксимуючої розподілений об'єкт, ми надали створеній нами моделі структуру такої динамічної системи, в якій максимально полегшується структурна перебудова, яка зберігає основні риси розподіленого оригіналу, але містить параметричні властивості, а також дії зовнішніх (не випадкових) і управляючих впливів, що дозволило нам досліджувати систему на конкретному та максимально простому прикладі об'єкту з однією просторовою координатою.

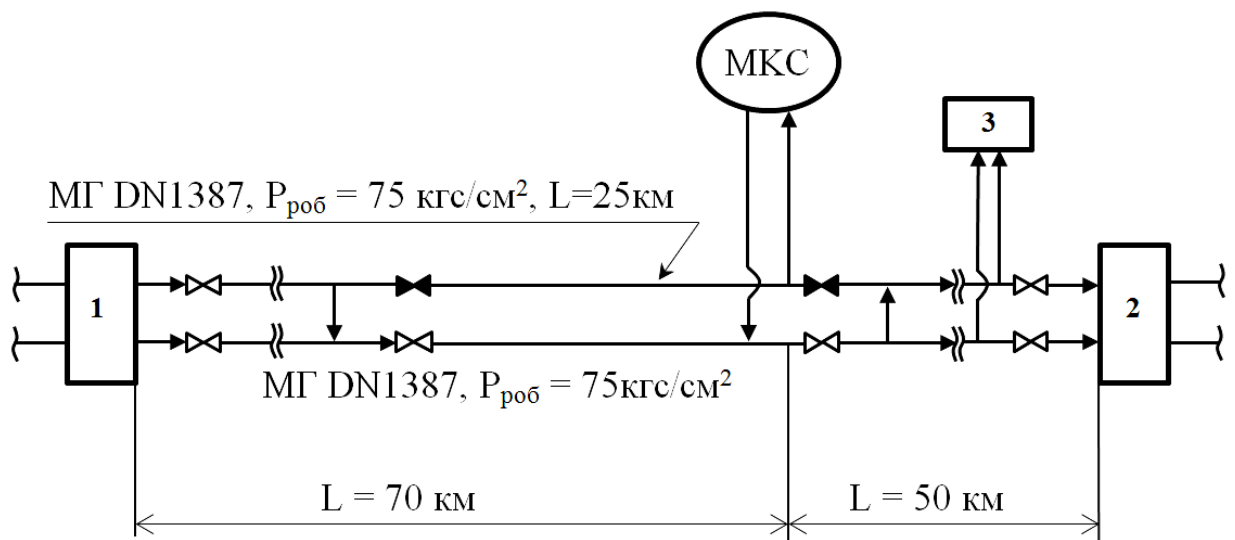


Рисунок 2.7 – Технологічна схема імітаційного моделювання

1,2 – компресорні станції МГ; МКС; 3 – споживач газу (область); L – довжина ділянки МГ (км); → – напрямок руху газу.

2.3.3 Дослідження параметрів транспортування газу МКС

З метою дослідження параметрів транспортування газу за допомогою МКС, нами проведено розрахунки у відповідності до розробленого алгоритму, наведеного на рисунку 2.6.

Наведемо послідовність та основні засади проведеного розрахунку:

1. Завдають технічні характеристики МГ_{1,2} (рис.2.1) обов'язково включно з характеристиками трубопроводів байпасної об'язки згаданих МГ_{1,2} (рис.2.1) у місцях підключення МКС та трубопроводів об'язки МКС (табл.2.1, 2.2, 2.3).

2. Завдають мінімальну кількість компресорних установок у складі МКС та показники їх об'ємної продуктивності, з урахуванням світового досвіду компресоробудування відповідного напрямку спрямування.

Таблиця 2.1 – Характеристики локалізованої ділянки МГ₁ (рис. 2.1)

Найменування характеристики	Числові значення	Одиниці виміру
Довжина ділянки МГ (L_1)	25000	м
Номінальний діаметр (DN)	1387	мм
Геометричний об'єм ($V_{MГ1}$)	37753,97	нм ³
Запас газу у локалізованій ділянці (V_3)	3259747,67	ст.м ³
Коефіцієнт стисливості газу, початковий (Z)	0,86819605	
Проектний тиск газу МГ (P_1)	75,0001	кгс/см ²
Тиск газу на ділянці МГ ($P_{п1}$)	75,0001	кгс/см ²
Температура газу на ділянці МГ (T_1)	293,15	К
Площа поперечного перерізу МГ ₁ (внутрішнього)	1,51	м ²

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики ділянки діючого МГ₂ (рис. 2.1)

Найменування характеристики	Числові значення	Одиниці виміру
Довжина ділянки МГ (L_2)	120	км
Номінальний діаметр (DN)	1387	мм
Геометричний об'єм ($V_{\text{мг}2}$)	Без обмежень	нм ³
Проектний тиск газу МГ (P_2)	75,0001	кгс/см ²
Тиск газу (P_2)	75,0001	кгс/см ²
Температура газу (T_2)	293,15	К
Площа поперечного перерізу МГ ₂	1,51	м ²

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики трубної обв'язки МКС, МГ

Найменування характеристики	Числові значення	Одиниці виміру
Площа поперечного перетину трубопроводів обв'язки МКС, DN150	0,018	м ²
Площа поперечного перетину трубопроводів байпасної обв'язки лінійних кранів, DN300	0,071	м ²

За аналогією до відомого зразку компресорної техніки, мобільної компресорної установки LMF P-Pack 750 (рис.2.2), з метою спрощення розрахунку, як базові, ми прийняли наступні характеристики МКС, процес перекачування газу якою моделюється у часі:

Кількість компресорних агрегатів (надалі – КУ) у складі МКС – 1 од.

Задана об'ємна продуктивність КУ – 70000 ст.м³/год.

3. Визначають величину газової сталої для заданого хімічного складу газу.

Спочатку визначають молярну масу природного газу. Молярна маса газу визначається як сума атомних мас усіх елементів, які входять до його складу.

Атомні маси елементів визначаються за даними таблиці Менделєєва.

Таблиця 2.4 – Хімічний склад газу, паспорт № 614 від 01.03.2021 [34]

Найменування константи	Числові значення	Одиниці виміру
Доля метану (X_{CH_4})	0,952439	од. мас.
Молярна маса метану (m_{CH_4})	16,043	кг/кмоль
Доля етану ($X_{C_2H_6}$)	0,026142	од. мас.
Молярна маса етану ($m_{C_2H_6}$)	30,07	кг/кмоль
Доля пропану ($X_{C_3H_8}$)	0,00761	од. мас.
Молярна маса пропану ($m_{C_3H_8}$)	44,1	кг/кмоль
Доля бутанів ($X_{C_4H_{10}}$)	0,002182	од. мас.
Молярна маса бутану ($m_{C_4H_{10}}$)	58,12	кг/кмоль
Доля пентанів ($X_{C_5H_{12}}$)	0,000406	од. мас.
Молярна маса пентану ($m_{C_5H_{12}}$)	72,15	кг/кмоль
Доля гексанів ($X_{C_6H_{14}}$)	0,000205	од. мас.
Молярна маса гексанів ($m_{C_6H_{14}}$)	86,18	кг/кмоль
Доля азоту (X_{N_2})	0,07452	од. мас.
Молярна маса азоту (m_{N_2})	28,002	кг/кмоль
Доля діоксиду вуглецю (X_{CO_2})	0,003564	од. мас.
Молярна маса діоксиду вуглецю (m_{CO_2})	44,011	кг/кмоль

Виходячи зі складу та вмісту елементів природного газу, його молярна маса складає:

$$m_r = (m_{CH_4} \times X_{CH_4}) + (m_n \times X_n) \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned}
m_r = & (16,043 \times 0,952439) + (30,07 \times 0,026142) + (44,1 \times 0,00761) \\
& + (58,12 \times 0,002182) + (72,15 \times 0,000406) \\
& + (86,18 \times 0,000205) + (28,002 \times 0,007452) \\
& + (44,011 \times 0,003564) = 16,94 \text{ кг/моль}
\end{aligned}$$

Тоді, питома газова стала даного складу газу R_r визначається за:

$$R_r = \frac{R_\mu}{m_r} \text{ Дж / кмоль} \times C, \quad (2.4)$$

де $R_\mu = 8314,4$ – універсальна газова стала, Дж/кг \times ^0C ;

m_r – молярна маса даного складу газу, кг/моль.

Підставимо отримані та відомі значення у (2.4):

$$R_r = \frac{8314,4}{16,94} = 490,786 \text{ Дж / кг} \times ^0\text{C},$$

5. Розраховують масу газу у локалізованій ділянці газопроводу M_{r_i} у кожному інтервалі зниження тиску, за формулою:

$$M_{r_i} = \frac{V \times P_{i=1} \times 10^5}{Z_{i=1} \times R_r \times T_{i=1}} \text{ кг}, \quad (2.5)$$

де M_{r_i} – маса газу у кожному інтервалі зниження тиску в M_{r_i} , кг;

$V = \frac{\pi D^2}{4}$ – геометричний об'єм ділянки газопроводу, м^3 ;

D – внутрішній діаметр газопроводу, м;

L – довжина ділянки газопроводу, м;

$P_{i=1}$ – абсолютний тиск газу у газопроводі, $(\text{кгс}/\text{см}^2)$;

$Z_{i=1}$ – коефіцієнт стисливості газу у інтервалі часу;

$R_{г}$ – газова стала (для компонентного складу газу), Дж/кг К;

$T_{i=1}$ – температура газу в газопроводі, К;

i – порядковий номер інтервалу зниження тиску.

Для розрахунку поточного коефіцієнту стисливості газу користувались модифікованим рівнянням стану GERG-91, методикою [36] та онлайн-калькулятором термодинамічних властивостей метану [38].

Підставимо отримані та відомі значення у (2.5) – отримаємо масу газу у локалізованій ділянці МГ у початковий момент часу:

$$M_{Гi} = \frac{37753,97 \times 75,99476325 \times 100000}{0,86819561615 \times 490,786 \times 293,15^0 C} = 2297081,01 \text{ кг}$$

6. Визначають тиск газу у локалізованій ділянці МГ₁ (рис.2.1).

Тиск газу у локалізованій ділянці магістрального газопроводу (P) визначається за формулою:

$$P = \frac{M_{Г} \times R_{г} \times T \times Z_i}{V \times 10^5} \text{ кгс/см}^2, \quad (2.6)$$

де P – тиск природного газу локалізованої ділянки МГ, кгс/см²;

$M_{Г}$ – маса газу у локалізованій ділянці газопроводу, кг;

V – геометричний об'єм ділянки МГ, м³;

$R_{г}$ – питома газова стала даного складу газу, Дж/кмоль×К;

T – температура газу локалізованої ділянки МГ, °К;

Z_i – коефіцієнт стисливості газу, у інтервалі часу;

i – порядковий номер інтервалу часу.

7. Визначають масову продуктивність МКС.

Масова продуктивність КУ МС визначається за:

$$G_{\text{ку}} = Q \times \rho, \text{ кг/год} \quad (2.7)$$

де $G_{\text{ку}}$ – масова продуктивність МКС, кг/год;

Q – об’ємна продуктивність компресору, ст. у. ст.м³/год;

$\rho = \frac{M_{\Gamma_i}}{V}$ – густина газу, на ділянці МГ₁, абсолютна, кг/м³;

V – об’єм газу у МГ₁, ст.м³.

Підставимо отримані та відомі значення у (2.7) – отримаємо масову витрату КУ МКС у початковому моменті часу:

$$G_{\text{ку}} = 70000 \times 0,7047 = 49328,00 \text{ кг/год}$$

Масова продуктивність КУ МКС у інтервалі зниження тиску визначається за:

$$G_i = Q \times \rho_i \text{ кг/год} \quad (2.8)$$

де G_i – масова продуктивність компресору МКС у часі, кг/год;

Q – об’ємна продуктивність компресору, ст. у. м³/год;

ρ_i – густина газу у інтервалі зниження тиску в МГ₁, кг/м³.

i – порядковий номер інтервалу зниження тиску.

9. Для визначення параметрів, які характеризують процес перекачування газу з МГ₁ (рис.2.1) до МГ₂ (рис.2.1):

9.1 Розраховують масову витрату і масу газу, приведені до початкового тиску і температури газу у локалізованій ділянці МГ₁ у кожному інтервалі

зниження тиску (за обраною характеристикою об'ємної/масової продуктивності компресорних агрегатів МКС), при цьому враховується, що газ, який перекачується, рухається, тобто його властивості змінюються.

9.2 В кожному наступному інтервалі часу зниження тиску розраховується масова витрата і маса газу, які відповідають тиску газу, причому різниця між масами газу, обчисленими на кожному із сусідніх інтервалів, дорівнює масі газу, що був перекачаний за цей інтервал часу з локалізованої ділянки МГ₁;

9.3 Тривалість перекачування газу розраховується відніманням із значення маси газу у МГ₁ маси відкачаного газу згідно показників масової продуктивності КУ МКС у даному інтервалі часу зниження тиску, причому за сумою отриманих значень визначають загальний час перекачування газу (2.9).

$$\tau_i = M_{ri} - G_i = 1, \text{ год} \quad (2.9)$$

де τ_i – тривалість перекачування газу, у інтервалі зниження тиску газу у МГ₁, год;

M_{ri} – маса газу у кожному інтервалі зниження тиску в МГ₁, кг;

G_i – масова продуктивність компресору МКС у часі, кг/год;

i – порядковий номер інтервалу зниження тиску.

9.4 Визначають загальну тривалість перекачування газу МКС, за сумою попередньо отриманих значень.

Загальна тривалість перекачування газу:

$$\tau_{nep} = \tau_1 + \tau_2 + \dots + \tau_n, \text{ год} \quad (2.10)$$

де τ_{nep} – загальна тривалість перекачування газу, год;

$\tau_{1,2,..n}$ – тривалість перекачування газу, год.

Результати розрахунків, наведені у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Тривалість перекачування газу МКС (1КУ)

Тиск газу в МГ (кгс/см ²)	Маса газу в МГ ₁ Рис. 2.1, (кг)	Масова витрата КУ МКС (кг/год)	Час (год)
76,00	2297081,01	49327,64	1
69,13	2060810,404	44253,96	6
64,03	1889415,263	40573,41	10
52,69	1520725,654	32656,15	20
43,19	1223980,012	26283,81	30
35,28	985139,6039	21154,94	40
28,74	792905,1373	17026,89	50
23,36	638182,197	13704,36	60
18,96	513650,9999	11030,17	70
12,43	332747,686	7145,44	90
10,04	267817,2196	5751,12	100
6,55	173494,3768	3725,63	120
4,26	112391,2003	2413,49	140
2,77	72808,01914	1563,48	160
1,79	47165,68234	1012,84	180
1,45	37962,04283	815,20	190
1,00	26246,9863	563,63	207
Всього:			207

Перекачування газу до межі тиску МГ₁ ≤ 1 кгс/см² не має фізичного смислу, тому що на межі такого тиску маса газу в комунікаціях МКС є не набагато меншою, ніж маса газу у МГ₁.

Під час проведення розрахунків ми користувалися наступними науково-методичними джерелами та джерелами отримання даних [35,37,39,40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48] та ЕОМ.

На основі проведених досліджень нами встановлені наступні залежності:

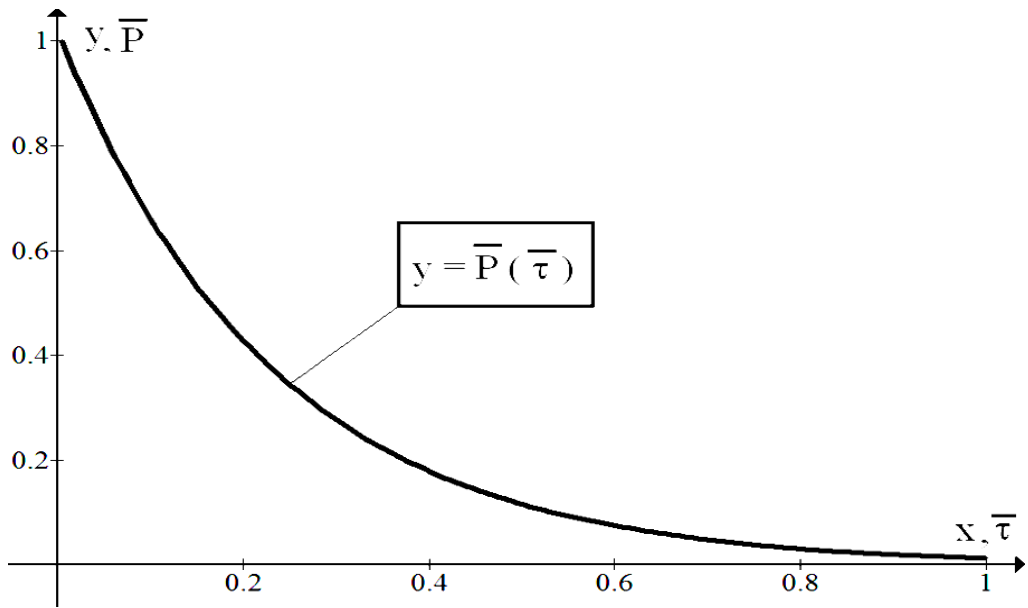


Рисунок 2.8 – Зміни відносного тиску газу (\bar{P}) у MG_1 , у часі ($\bar{\tau}$)

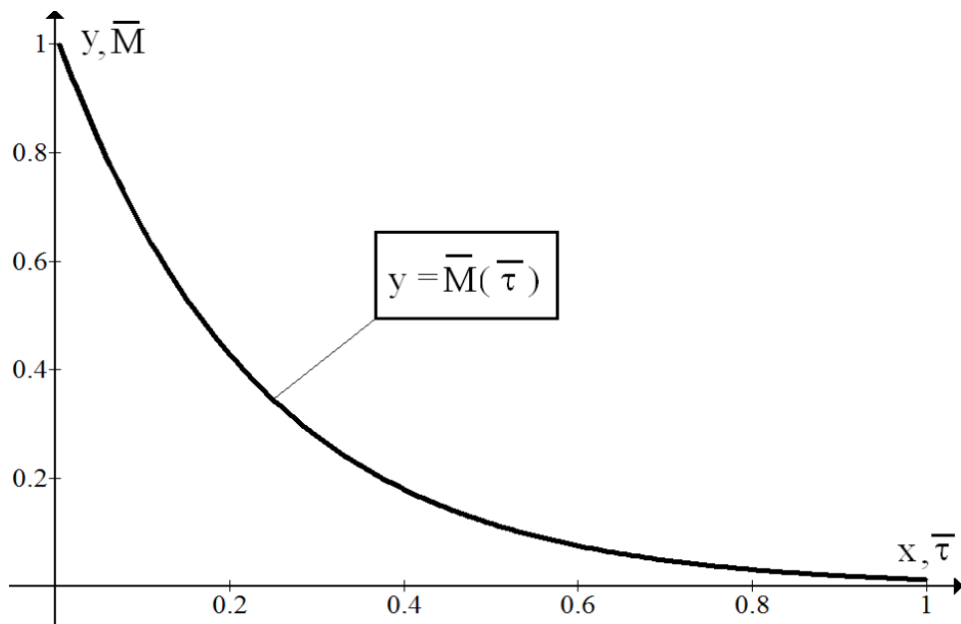


Рисунок 2.9 – Зміна відносної маси (\bar{M}) в MG_1 , у часі ($\bar{\tau}$)

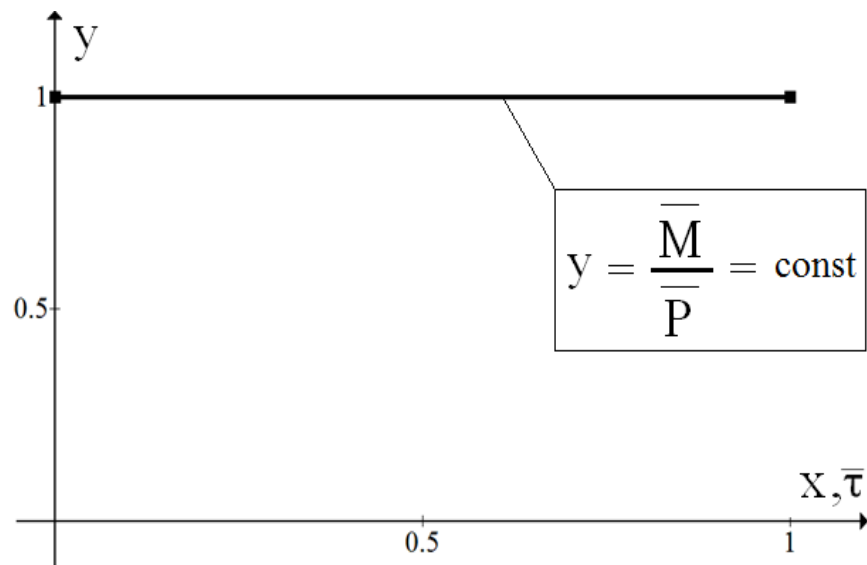


Рисунок 2.10 – Відношення величин, відносних маси (\bar{M}) до тиску (\bar{P}) газу, у МГ₁ протягом відносного часу перекачування у часі ($\bar{\tau}$)

На основі проведених досліджень, нами встановлено, що відношення відносної маси до відносного тиску газу у МГ₁ протягом часу перекачування газу МКС має постійне значення (2.10).

Виходячи з проведених досліджень та виконаних розрахунків визначено, що процес перекачування газу при використанні запропонованої нами технології [1,2] характеризується стійкою залежністю відносної маси від відносного тиску газу у МГ₁.

Разом з цим, виходячи з проведених досліджень та виконаних розрахунків нами встановлено, що:

– розрахунковий час, потрібний на перекачування газу із локалізованої ділянки МГ₁ (рис.2.1) з використанням МКС, що містить у своєму складі один компресорний агрегат об'ємною продуктивністю 70000 ст.м³/год, становить 207 годин;

– по мірі зниження тиску газу у локалізованій ділянці МГ₁ (рис.2.1), значення коефіцієнту стисливості газу (Z) зростають у діапазоні від 0,86819561615 до 0,99996224;

– з метою скорочення часу перекачування газу, для трубопроводів DN1000-DN1400, доцільно застосовувати у складі МКС два-три і більше компресорних агрегатів заданої продуктивності;

– розрахунок, за сумою показників продуктивності КУ МКС, успішно проходить перевірку у відповідності до вимог закону збереження мас, що свідчить про правильність проведених розрахунків;

– розподіл процесу перекачування газу за тиском на вході до КУ МКС (від $76,0001 \text{ ст.м}^3/\text{см}^2$ до $1 \pm 0,006 \text{ ст.м}^3/\text{см}^2$, з відповідними кроками) дозволяє визначити залежність продуктивності КУ МКС від густини газу в трубопроводі МГ₁ (рис. 2.1), при цьому величина масової та об'ємної продуктивності КУ МКС нами розраховувалась та відома на кожному інтервалі зниження тиску.

Тобто, у загальному вигляді, якщо є ємності з газом замкненого об'єму загальною масою газу M_x , час перекачування газу з МГ₁ до МГ₂ (рис. 2.1) дорівнює сумі кількостей повторних застосувань формули (2.11) в діапазоні зниження тиску, причому завершенням процесу перекачування є момент досягнення газом на вході до КУ МКС мінімального значення густини газу $\rho_i \leq 0,0081 \text{ кг/м}^3$ при заданому мінімальному значенні тиску у МГ₁ $\leq 1,0002 \text{ ст.м}^3/\text{см}^2$:

$$M_{x+1} = M_x - Q(\rho_i) \quad (2.11)$$

де $0 \leq x \leq \infty$;

M_{x+1} – маса газу в трубопроводі у наступний момент часу, кг;

M_x – маса газу в трубопроводі, кг;

Q – об'ємна продуктивність компресору, ст. м³/год;

ρ_i – густина газу у інтервалі зниження тиску в МГ₁, кг/м³.

Як приклад графічного відображення розрахунків на рисунках (2.8, 2.9) наведені графіки, що характеризують динаміку зміни параметрів газу у

локалізованій ділянці газопроводу МГ₁ (рис. 2.1) в процесі перекачування газу.

Звертаючи увагу на рисунок 2.10 нами було зроблено припущення, що відношення відносної маси газу \bar{M} до відносного тиску газу \bar{P} у часі, протягом усього часу перекачування, є постійною величиною.

З метою перевірки цього припущення нами було проведено відповідний розрахунок. Ми привели значення маси і тиску газу у локалізованій ділянці газопроводу МГ₁ (рис. 2.1), а також часу перекачування до відносних значень, по відношенню до заданих та початковому етапі параметрів системи (\bar{M}_0, \bar{P}_0) і побудували графіки (рис.2.11), де: \bar{M} – відносна маса газу у газопроводі МГ₁ протягом перекачування, кг; \bar{P} – відносний тиск газу у локалізованій ділянці газопроводу МГ₁ протягом перекачування, кгс/см²; $\bar{\tau}$ – відносний час перекачування газу з газопроводу МГ₁ до газопроводу МГ₂, год (рис. 2.1).

Як приклад графічного відображення справедливості зробленого нами припущення, на рисунку (2.11) наведений графік, що характеризує відношення величин, відносних тиску (\bar{P}) і маси (\bar{M}) газу, у МГ₁ (рис. 2.1) протягом часу перекачування у часі ($\bar{\tau}$).

Таким чином, нами доведено, що входячи з того, що газу не мають фіксованого об'єму, а прагнуть заповнити весь доступний об'єм, виходячи з того, що під час розрахунку масової витрати газу при використанні МКС враховується об'ємна витрата та густина газу, під час виведення стійких закономірностей керування компресорними агрегатами МКС, що повторюється, доцільно використовувати саме показники маси газу у локалізованій ділянці газопроводу МГ₁ (рис. 2.1).

Враховуючи, що основним завданням управління МКС є забезпечення безпеки та ефективності процесу перекачування, а також підтримка балансу між продуктивністю агрегатів і витратою газу МКС та МГ ЛЧМГ, беручи до уваги проведені розрахунки часу перекачування газу ми пропонуємо, в якості

шляху вирішення поставленого завдання, з метою створення оптимального алгоритму управління МКС, для регулювання режимів роботи поршневих компресорних агрегатів МКС окремо та для управління МКС в цілому, застосовувати наступну стійку закономірність, що повторюється (2.12):

$$\frac{dM_i(\tau)}{dP_i(\tau)} = const \quad (2.12)$$

де $dM_i(\tau)$ – маса відкачаного газу, протягом заданого інтервалу часу;

$dP_i(\tau)$ – заданий інтервал зниження тиску, протягом i -го інтервалу

τ – час перекачування газу.

Як приклад графічного-лінійного (одномірною) відображення закономірності (2.12) на рисунку 2.11 наведений графік зміни відносного тиску газу у газопроводі $МГ_1 - \bar{P}$ і відносної маси газу \bar{M} – протягом відносного часу перекачування – $\bar{\tau}$.

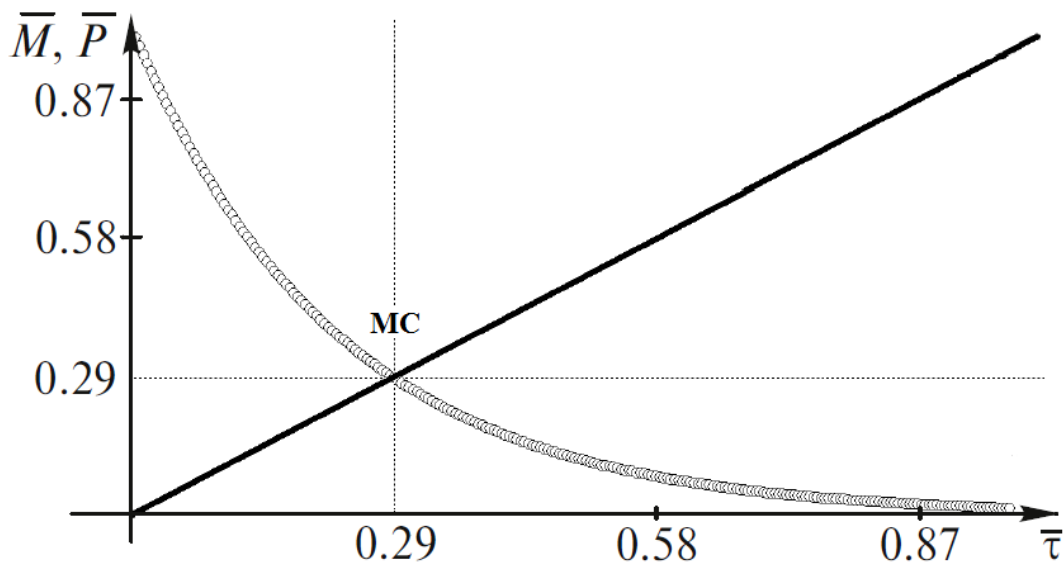


Рисунок 2.11 – Графік зміни відносного тиску та відносної маси газу протягом відносного часу перекачування

Як бачимо з графіка, перекачування газу МКС з локалізованої ділянки газопроводу може здійснюватися з підтримкою відносно постійної швидкості відбору газу (рис. 2.11).

З урахуванням цього, ми пропонуємо оптимальні режими роботи компресорних агрегатів обирати відповідно до параметрів точки «МС», точки перетину ліній графіків відносного тиску та відносної маси газу у локалізованій ділянці МГ₁ (рис. 2.10), назвемо її «умовною точкою постійності маси газу» (точка, при застосуванні параметрів якої під час визначення оптимальної швидкості відбору газу з локалізованої ділянки МГ, у заданому інтервалі часу, максимально точно реалізується «масовий» підхід до визначення часу перекачування газу МКС) [49].

При цьому, єдиним адекватним параметром контролю є тиск газу у локалізованому газопроводі.

Відповідно, продуктивність компресорних агрегатів МКС ми пропонуємо підбирати виходячи з геометричних параметрів локалізованої ділянки МГ₁ (рис. 2.1) та значення тиску газу в ній.

З огляду на вище викладене, ми робимо висновок, що залежність часу перекачування газу МКС від початкового тиску газу у МГ є прямою залежністю, тобто чим меншим є початковий тиск, тим менше потрібно часу МКС для перекачування газу із МГ₁ (рис. 2.1).

13. Проводять розрахунок оптимальної швидкості зниження тиску газу у МГ₁ (рис.2.1) за допомогою МКС у заданому часі перекачування газу.

Приклади практичного застосування закономірності (2.12):

Приклад № 1. Практично, при заданому часі перекачування газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу МГ₁ (рис.2.1) до МГ₂ (рис. 2.1), $\tau_1=96$ год, від початкового тиску $P_{MГ1} = 101,01$ кгс/см² до надлишкового тиску ≤ 1 кгс/см² отримуємо наступні параметри, що відповідають точці «МС» (рис. 2.11):

$$P_i = P_{MГ1} \times \bar{P} = 101,01 \times 0,29 = 29,29 \text{ кгс/см}^2$$

$$\tau = 0,29 \times \tau_1 = 0,29 \times 96 = 27,84 \text{ год}$$

Оптимальна швидкість зниження тиску газу компресором (станцією) тоді:

$$\frac{dp}{d\tau} = 1,052 \text{ кгс/см}^2$$

Приклад № 2. Розрахунок кількості компресорних агрегатів.

Застосовуючи закономірність (2.12) нами встановлено, що оптимальна швидкість зниження тиску газу компресором, при завданих показниках властивостей «системи» МГ₁ – МГ₂ (рис. 2.1, табл. 2.5), становила:

Дано:

$$P_{m21} = 76,00 \text{ кгс/см}^2$$

$$\tau_1 = 207 \text{ год}$$

Тоді:

$$P_i = P_{m21} \times \bar{P} = 76,00 \times 0,29 = 22,04 \text{ кгс/см}^2$$

$$\tau = 0,29 \times \tau_1 = 0,29 \times 207 = 60,03 \text{ год}$$

$$\frac{dp}{d\tau} = 0,3671 \text{ кгс/см}^2$$

Враховуючи результати розрахунку, наведеного вище (Приклад № 1), з метою оптимізації часу перекачки газу доцільно застосовувати більше, ніж одну компресорну установку продуктивністю ± 70000 ст.м³/год.

З метою оптимізації часу перекачування, пропонується здійснити підбір оптимальної кількості оптимальних компресорних агрегатів у склад МКС для завданої ділянки МГ (рис.2.1), використовуючи залежність (2.13):

$$X_{KV} = S_1 / S_2 \quad (2.13)$$

де X_{KV} – розрахункова кількість компресорних агрегатів, од;

S_1 – оптимальна, розрахункова швидкість зниження тиску газу компресором (станцією) із заданою продуктивністю, кгс/см²;

S_2 – оптимальна швидкість зниження тиску газу компресором (станцією) за підсумком моделювання у часі роботи МКС, кгс/см².

Тобто:

$$X_{KY} = 1,052 / 0,3671 = 2,865 \text{ од.}$$

Тоді оптимальна продуктивність кожної з трьох КУ у складі МКС:

$$Q_{\text{опт}} = \frac{((Q \div 100) \times 86,5) + 2Q}{3}, \text{ ст.м}^3 / \text{год} \quad (2.14)$$

де $Q_{\text{опт}}$ – оптимальна об'ємна продуктивність компресору, ст. у. ст.м³/год;

Q – задана об'ємна продуктивність компресору, ст. у. ст.м³/год.

У відповідності до розрахунку, з метою скорочення часу перекачування з локалізованої ділянки магістрального газопроводу МГ₁ (DN1387, L=25км, Рмг1 = 76,00 кгс/см²) до МГ₂ (рис.2.1), від початкового тиску 76,00 кгс/см² до кінцевого тиску ≥ 1 кгс/см², з 207 до 72 годин, доцільно використовувати МКС, яка містить у своєму складі три КУ об'ємною продуктивністю ≥ 68850 ст.м³/год, оптимальна швидкість відбору газу із локалізованої ділянки МГ при цьому повинна бути $\geq 1,052$ кгс/см² (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Тривалість перекачування газу МКС (ЗКУ)

Тиск газу в МГ (кгс/см ²)	Маса газу в МГ ₁ Рис. 2.1, (кг)	Масова витрата КУ МКС (кг/год)	Час (год)
76,00	2297081,01	145551,78	1
68,67	2015200,161	127690,74	3
47,14	1274426,403	80752,50	10
14,26	344138,7171	21805,94	30
7,57	178831,0485	11331,41	40
3,98	92929,22397	5888,35	50
2,08	48290,49954	3059,87	60
1,5	34810,99138	2205,76	65
1,0	22014,7097	1394,94	72
Всього:			72

Імітаційне моделювання процесів транспортування газу МГ ЛЧМГ та МКС.

Для імітаційного моделювання процесів транспортування газу МГ ЛЧМГ нами був використаний програмно-обчислювальний комплекс нестационарного моделювання процесів транспортування газу магістральними газопроводами «ХВИЛЯ» (ФГУП «РФЯЦ-ВНДІТФ ім. акад. Е.І. Забабахіна»).

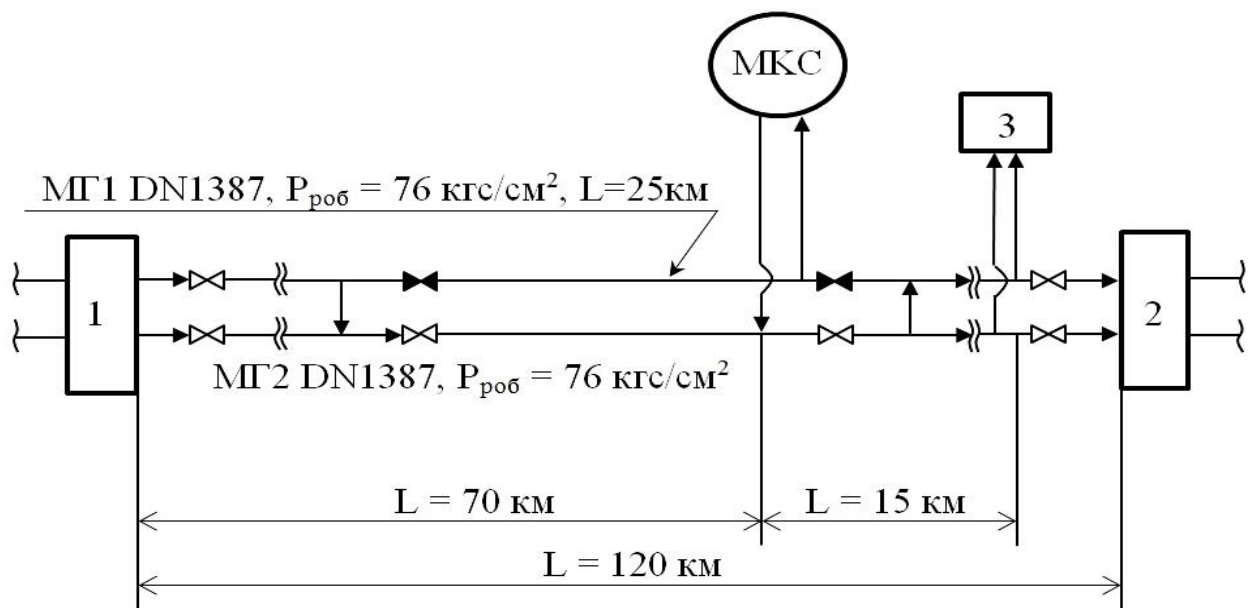


Рисунок 2.12 – Технологічна схема імітаційного моделювання ЛЧМГ
 1,2 – компресорні станції МГ; МКС; 3 – споживач газу (область);
 → – напрямок руху газу; L – протяжність ділянки МГ (км);
 ► ◄ – лінійна арматура у положенні «закрито»/«відкрито».

Параметри моделі ЛЧМГ та МКС включно задавались нами згідно технологічної схеми імітаційного моделювання, яку наведено на рисунку 2.11 та результатів проведеного розрахунку.

З метою проведення імітаційного моделювання процесів транспортування газу ЛЧМГ, у розрахункову схему програмного комплексу «ХВИЛЯ», нами були задані наступні параметри.

МОДЕЛЬ 1 (в склад МКС одна компресорна установка):

1. Геометричні параметри МГ1,2 (рис.2.11) – Ду1420x16,5; DN 1387;
2. Тиск газу на виході з КС1 у МГ1,2 (рис.2.11) – 76 кгс/см².
3. Протяжність ділянок МГ1,2 ЛЧМГ, між КС1,2 (рис.2.11) – 120 км.
4. Відстань від КС1 до точки підключення МКС (рис.2.11) – 70 км.
5. Відстань від КС1 до точки відводу на споживача 3 (рис.2.11) – 85 км.
6. Об'ємна продуктивність МКС (1 КУ) – 70000 ст.м³/год.
7. Швидкість падіння тиску газу у МГ1 – згідно розрахунку (таб.2.5).
8. Витрата газу споживачем 3 (рис.2.11) – 10 млн.м³/добу.
9. Температуру ґрунту – 20⁰С
10. Температура газу на виході з КС1 (рис.2.11) – $\geq 28^{\circ}\text{C}$;
11. Температура газу в точці підключення МКС (рис.2.11) – $\geq 20^{\circ}\text{C}$.

МОДЕЛЬ 2 (в склад МКС три компресорні установки):

1. Геометричні параметри МГ1,2 (рис.2.11) – Ду1420x16,5; DN 1387;
2. Тиск газу на виході з КС1 у МГ1,2 (рис.2.11) – 76 кгс/см².
3. Протяжність ділянок МГ1,2 ЛЧМГ, між КС1,2 (рис.2.11) – 120 км.
4. Відстань від КС1 до точки підключення МКС (рис.2.11) – 70 км.
5. Відстань від КС1 до точки відводу споживача 3 (рис.2.11) – 85 км.
6. Об'ємна продуктивність МКС (3 КУ) – 210000 ст.м³/год.
7. Швидкість падіння тиску газу у МГ1 – згідно розрахунку (таб.2.6).
8. Витрата газу споживачем 3 (рис.2.11) – 10 млн.м³/добу.
9. Температуру ґрунту – 20⁰С
10. Температура газу на виході з КС1 (рис.2.11) – $\geq 28^{\circ}\text{C}$;
11. Температура газу в точці підключення МКС (рис.2.11) – $\geq 20^{\circ}\text{C}$.

Результати імітаційного моделювання за допомогою комплексу «Хвиля» наведені на рисунках 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18 та у таблиці 2.7.

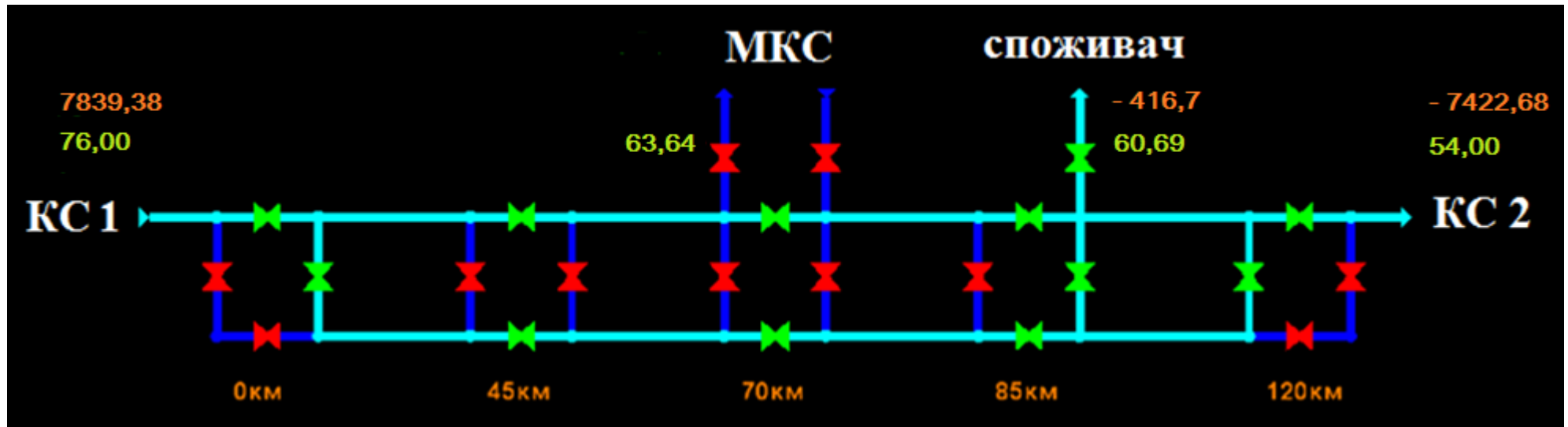


Рисунок 2.13 – Стаціонарний режим системи, МОДЕЛЬ (1,2).

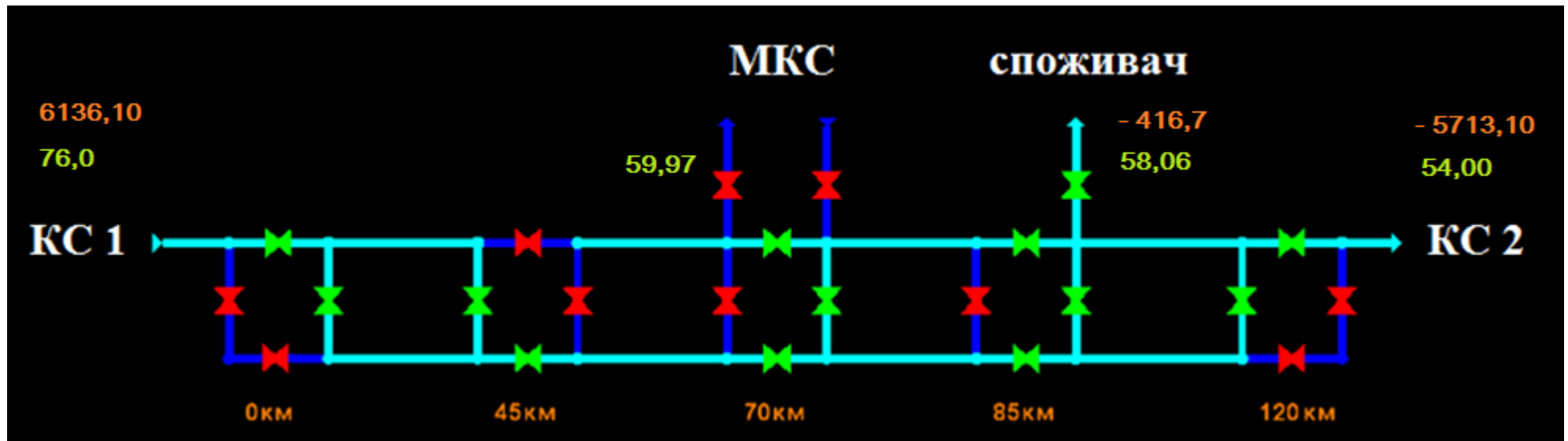


Рисунок 2.14 – МОДЕЛЬ (1,2), кран на 45 км закрито, тиск вирівнявся.

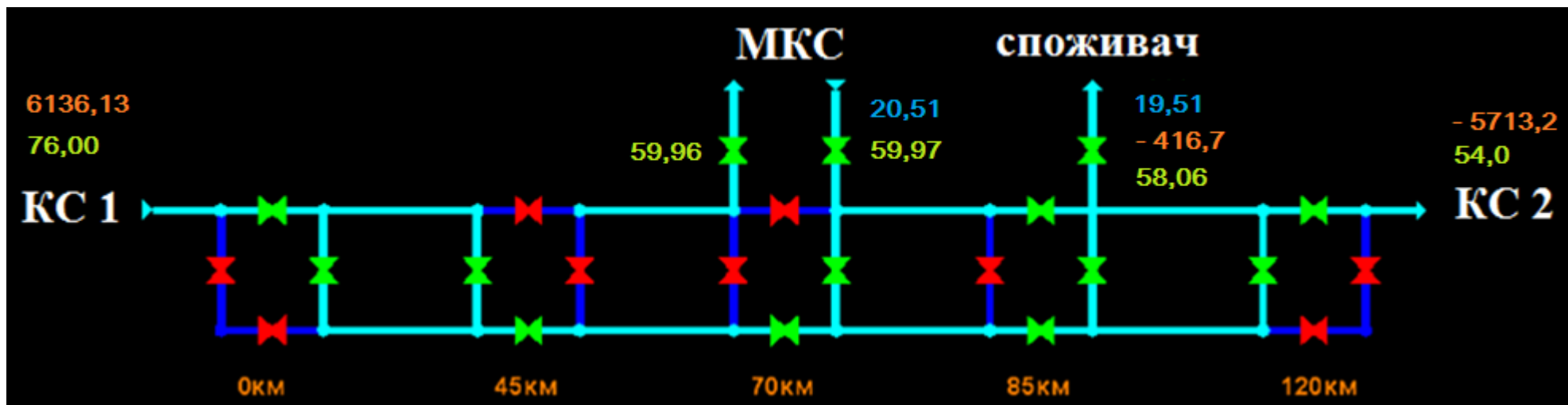


Рисунок 2.15 – МОДЕЛЬ 1, кран на 70 км закрито, початок перекачування газу MKC

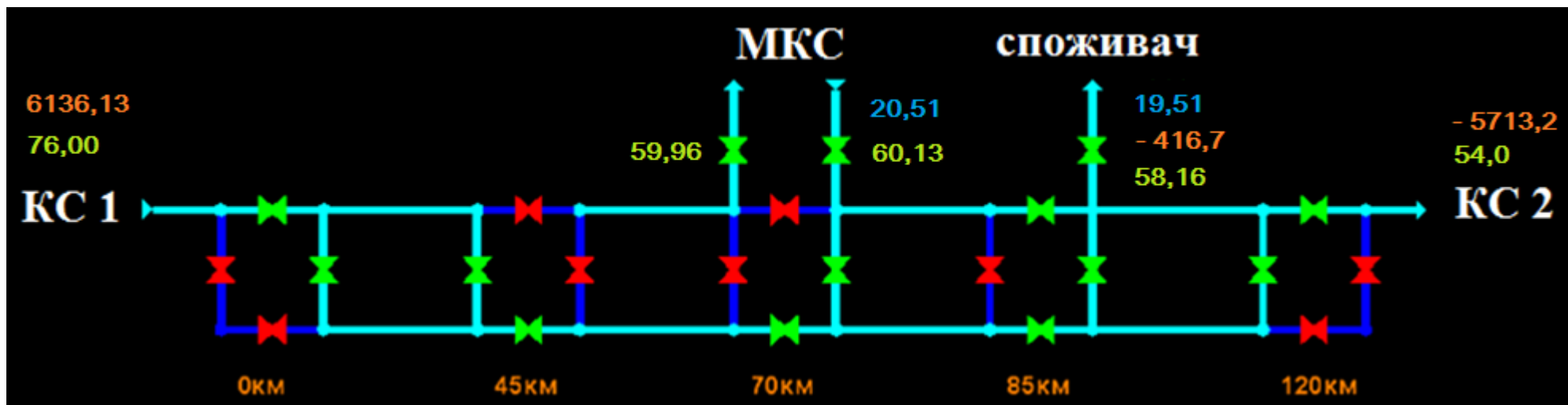


Рисунок 2.16 – МОДЕЛЬ 2, кран на 70 км закрито, початок перекачування газу MKC

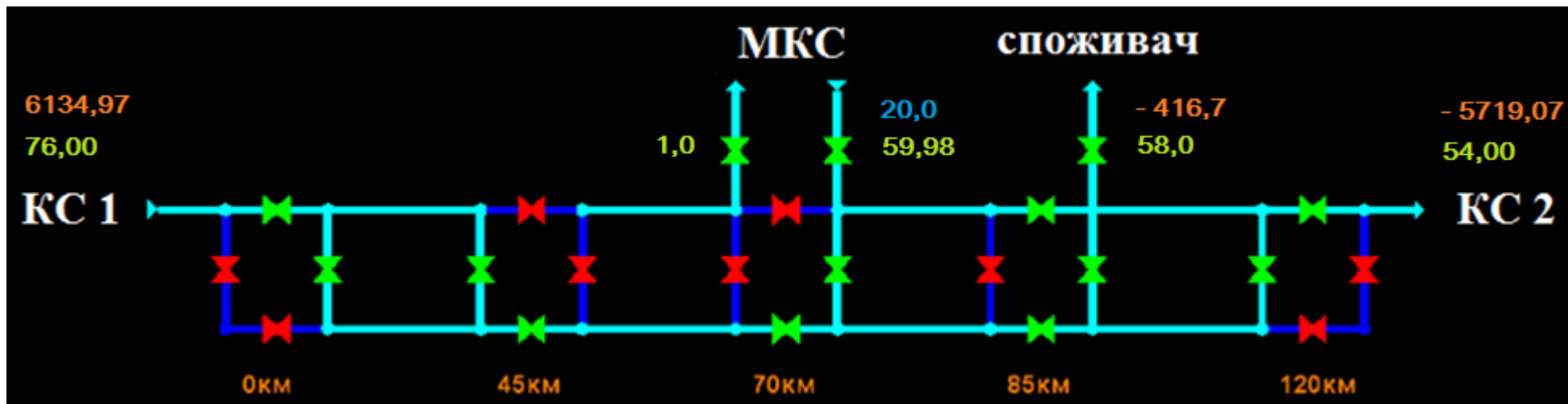


Рисунок 2.17 – МОДЕЛЬ 1, момент завершення перекачування газу МКС

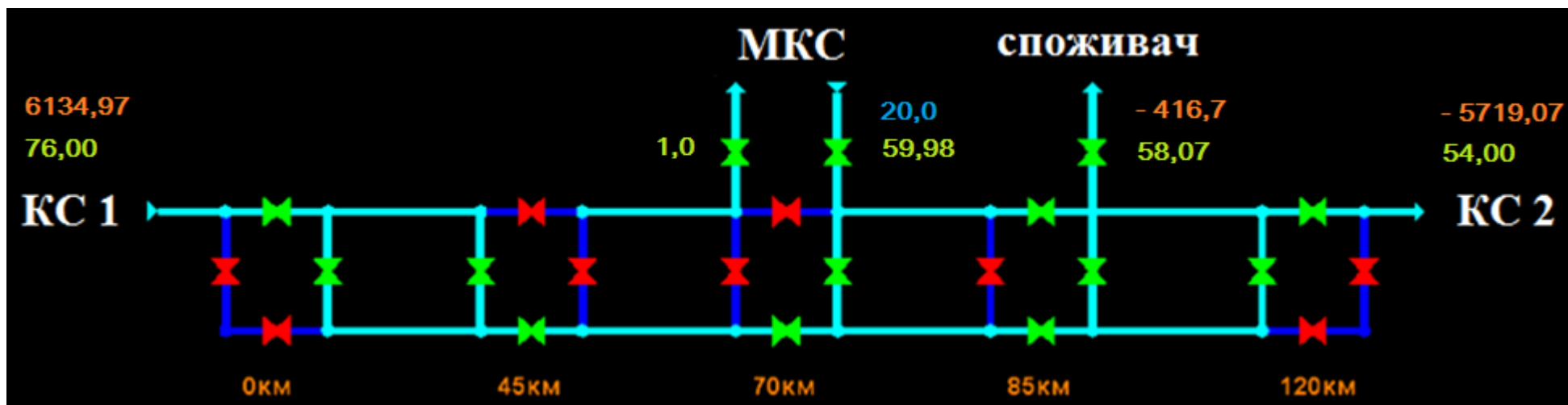


Рисунок 2.18 – МОДЕЛЬ 2, момент завершення перекачування газу МКС

Таблиця 2.7 – Порівняльна таблиця моделювання (рис.2.13-2.18).

№ з.п	Параметри моделювання	Одиниці виміру	Модель 1	Модель 2
1	Тиск на виході КС1, початковий	кгс/см ²	76,0	76,0
2	Тиск на вході КС2, початковий	кгс/см ²	54,0	54,0
3	Пропускна спроможність ЛЧМГ, МГ1 не локалізовано	тис.м ³ /добу	7422,68	7422,68
4	Пропускна спроможність ЛЧМГ, МГ1 локалізовано	тис.м ³ /добу	5713,20	5713,20
5	Мінімальна пропускна спроможність ЛЧМГ протягом усього часу роботи МКС	тис.м ³ /добу	5719,07	5719,07
6	Температура газу на виході з КС1	°С	≥ 28	≥ 28
7	Початковий тиск газу у МГ2, в точці підключення МКС (початок робіт)	кгс/см ²	59,97	59,52
8	Максимальне значення тиску у МГ2 під час роботи МКС, на виході МКС	кгс/см ²	60,06	60,19
9	Максимальна температура газу на виході із МКС	°С	20,49	20,39
10	Витрата газу споживачем протягом перекачування газу МКС	тис.м ³ /год	416,7	416,7
11	Початковий (мінімальний) тиск газу у МГ2, в точці підключення МГ – відводу до споживача	кгс/см ²	58,06	58,06
12	Максимальний тиск газу у діючому МГ2, в точці підключення МГ – відводу до споживача, протягом перекачування газу МКС	кгс/см ²	58,13	58,22
13	Загальна об'ємна продуктивність МКС, початкова	ст.м ³ /год	70000	206550
14	Термін перекачування газу	год	196	67

За підсумком проведеного аналізу нами встановлено:

– тиск газу у точці підключення МКС до МГ2 (рис.2.14) ніколи не буде дорівнювати максимально допустимому (дозволеному) тиску газу у МГ1,2 (рис.2.11), завдяки нормальному падінню тиску газу по довжині

МГ1,2, що обумовлено, в тому числі, відбором газу споживачами, а також управлінням тиском ЛЧМГ завдяки наявності автоматизованої системи управління тиском на КС1,2 (рис.2.11);

– протягом перекачування газу МКС тиск газу у точці підключення МКС до МГ2 (рис.2.11) зростає, але показники зростання знаходяться у діапазоні від 0,09 до 0,67 кгс/см²;

– сам по собі процес транспортування газу МКС із локалізованої ділянки МГ1 (рис.2.11) до діючого газопроводу МГ2 (рис.2.11) негативно не впливає на постачання газу споживачам;

– пропускна спроможність ЛЧМГ (рис.2.13, 2.14), без відокремлення (локалізації) ділянки МГ1 (рис.2.11), – 7422,68 тис. ст.м³/год.

– за рахунок локалізації ділянки МГ1 (рис.2.14) пропускна спроможність системи ЛЧМГ знижується приблизно на 23 %;

– зниження показників обсягу транспортування газу ЛЧМГ за рахунок припинення процесу транспортування, внаслідок локалізації ділянки газопроводу МГ1 (рис.2.11), значне (-23% від пропускної спроможності), тому час, необхідний на перекачування газу МКС, набуває ще більшої ваги як фактор, що впливає на безперебійне газопостачання, безпеку споживачів, безпеку газотранспортної системи;

– фактичні показники тиску газу у точці підключення МКС до МГ2 (рис.2.11, 2.13, 2.14), отримані за допомогою імітаційного моделювання відповідної системи МГ ЛЧМГ, змінюють початкові значення, прийняті розрахунком, але не алгоритм розрахунку та не порядок розрахунку. Таким чином, враховуючи пряму залежність часу перекачування газу МКС від початкового значення величини тиску у МГ1 (рис. 2.11) отримані під час імітаційного моделювання ділянки ЛЧМГ значення тиску дозволили пропорційно підвищити швидкість процесу перекачування газу на 12/6 год відповідно;

– МКС є доцільним, з точки зору безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств, засобом контролю тиску газу у локалізованих ділянках МГ;

– завдяки наявності системи автоматичного управління тиском газу ЛЧМГ, яка реалізована шляхом постійного моніторингу параметрів тиску у МГ ЛЧМГ на КС, ГРС, кранових майданчиках МГ ЛЧМГ та роботою системи автоматичного управління компресорними агрегатами лінійних КС, застосування технології евакуації природного газу із ділянок магістрального газопроводу, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) є безпечним, прогнозованим та енергоресурсоефективним заходом підвищення виробничої безпеки газотранспортних підприємств;

– перекачувати газ з подібних ділянок МГ (рис.2.11) одним компресорним агрегатом у складі МКС (об'ємна продуктивність ≤ 70000 ст.м³/год) енергоресурсовитратний та економічно не рентабельний процес;

– для подальшої оптимізації часу перекачування газу, при багатонитковій прокладці трубопроводів МГ ЛЧМГ, в окремих випадках (влітку, коли інтенсивність споживання газу споживачами сповільнюється), за умови наявності прийняттого рівня ризику припинення (обмеження) газопостачання споживачам, доцільно застосовувати спосіб «спрацювання газу» з локалізованої ділянки МГ1 (рис.2.11) на споживача, реалізуючи технологічну схему, яку наведено у розділі 4 (рис. 4.6) цієї дисертації, шляхом внесення змін у технологічну схему транспортування газу (перерозподілу потоків газу) та оптимізації режимів роботи КС МГ.

Проведені запропонованим нами методом дослідження доводять, що завдяки наведеним способам можливо суттєво скоротити витрати енергії на перекачування газу МКС за рахунок керованої зміни початкового тиску газу у дільниці магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (технічному обслуговуванню) та забезпечити безпеку процесу транспортування газу за рахунок виконання вимог п.1.20 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» [25].

Наприклад, при початковому тиску газу у локалізованій ділянці МГ ($L=25\text{км}$, $DN1387$) – 76 кгс/см^2 , зниження його на 10% дозволить агрегатам МКС додатково не витратити паливний газ на перекачування 233/271 т. газу («Модель 1/2», рис. 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18), прискорити процес перекачування газу на 6/3 години відповідно (див. таблицю 2.5, 2.6), тим самим компенсувати ресурс газоперекачувальних агрегатів МКС.

При цьому, така межа зниження тиску є нормативною на підставі п. 1.20 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» [25].

Додатково запропоновані нами способи управління процесами транспорту газу дозволяють підвищити швидкість перекачування газу МКС та забезпечити безпеку процесу транспортування газу МГ, за рахунок:

- управління тиском газу у МГ («спрацювання» газу на споживача);
- управління тиском газу у МГ (оптимізація режимів КУ КС МГ).

Згадані способи також дозволяють підвищити рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств. Обидва зазначених способи потрібно враховувати під час розробки ПВР перекачування газу з локалізованих ділянок МГ із застосуванням МКС та при розробці заходів забезпечення безпеки ГТС України.

Таким чином, нами доведено, що прийнята у даній роботі концепція відображає та забезпечує можливість впливати на питання оптимізації часу перекачування газу МКС не тільки характеристиками компресорних агрегатів МКС, а, в тому числі, і режимами транспортування газу МГ ГТС.

2.4 Розробка алгоритму перекачування (регулювання) МКС з урахуванням безпеки технологічного процесу

МКС, зазвичай, складається з декількох компресорних установок (рис. 2.12). Основне завдання керування полягає у забезпеченні безпеки та

ефективності процесу перекачування, а також підтримці балансу між продуктивністю агрегатів і витратою газу.

Керування режимами МКС повинно здійснюватися шляхом підключення додаткових ступенів стискання (поршневих компресорних агрегатів) по мірі зниження обсягів об'ємної витрати газу в процесі зниження тиску у локалізованій ділянці МГ.

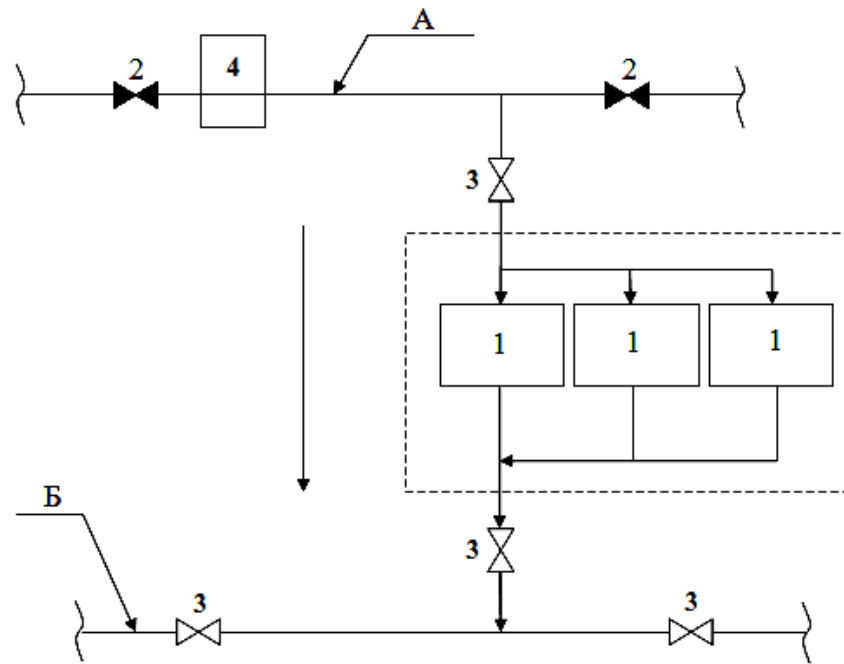




Рисунок 2.19 – Загальна пневматична схема багатокомпресорної МКС

1 – компресори; 2  – перекривна арматура (положення – «відкрито»); 3  – перекривна арматура (положення – «закрито»); 4 – дефектна ділянка МГ; «А» – газопровід, з якого перекачується газ; «Б» – газопровід, до якого перекачується газ; → – напрямок руху газу.

До початку перекачування газу необхідно розрахувати параметри роботи МКС і газопроводів «А» та «Б» (рисунок 2.19) та змодельовати в часі зміни маси, тиску, витрати газу та оптимальну швидкість зниження тиску.

Після чого, задати установки робочих параметрів МКС і алгоритм (рис. 2.20) керування до головного блоку системи автоматичного керування (далі за текстом – САК) МКС.

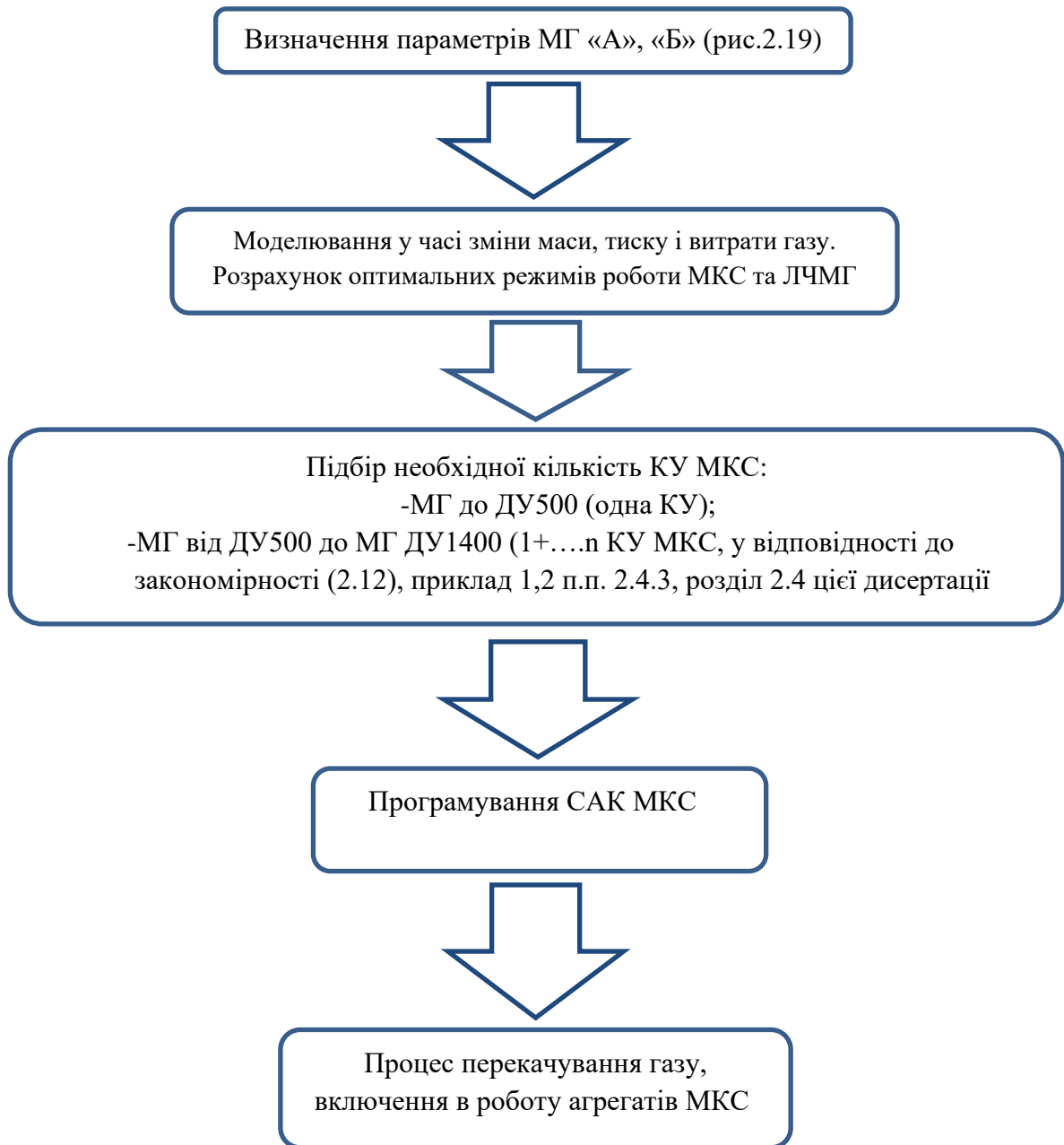


Рисунок 2.20 – Загальний алгоритм перекачування газу МКС

а) Якщо МКС складається з однієї поршневої компресорної установки, яка транспортує природний газ з МГ «А» до МГ «Б» (рис. 2.12), тоді система автоматичного регулювання продуктивності МКС повинна працювати за наступним алгоритмом:

1. Ступені компресорної установки вмикають/вимикають при зменшенні або збільшенні загального навантаження на МКС на величину продуктивності кожної окремої ступені установки.

2. Короточасні зміни навантаження на компресорну установку, з невеликою амплітудою зміни тиску, повинні сприйматися регулятором кожної ступені установки окремо та системою автоматизації МКС в цілому.

б) Якщо МКС складається з декількох компресорних установок, які транспортують природний газ з МГ «А» до МГ «Б» (рис. 2.12), система автоматичного регулювання продуктивності МКС повинна працювати за наступним алгоритмом:

1. Компресорні установки вмикаються/вимикаються при зменшенні або збільшенні загального навантаження на МКС на величину продуктивності кожної окремої компресорної установки зі складу МКС.

2. Короточасні зміни навантаження на компресорну станцію, з невеликою амплітудою зміни тиску, повинні сприйматися регуляторами кожної компресорної установки зі складу МКС окремо, а не системою автоматизації МКС.

При цьому, способи регулювання продуктивності МКС повторними зупинками (для поршневих КУ), підключенням додаткових ступенів стискування (для поршневих КУ) та зміною частоти обертання приводного двигуна (для усіх типів КУ) є найбільш економічно вигідними.

В усіх випадках МКС повинна працювати під контролем виробничо-диспетчерської служби регіонального підрозділу газотранспортного підприємства.

САК МКС та САК КС ЛЧМГ повинні працювати за загальним алгоритмом управління режимами транспортування газу.

Висновки до розділу 2

1. При наявності в країнах західної Європи передових розробок у галузі компресоробудування, способи евакуації природного газу із локалізованих ділянок МГ, в тому числі спосіб, запропонований компанією LMF, часом не є енергоресурсоефективними, не в повній мірі відповідають вимогам виробничої безпеки та мають певні недоліки:

- у разі виконання робіт з монтажу вузла підключення МКС під тиском газу у спосіб LMF, будівельно-монтажні роботи з його реалізації вимагають високої кваліфікації працівників, спеціального обладнання та несуть в собі елементи високого психологічного навантаження виконавців;

- перекривна (лінійна) арматура не автоматизована;

- МКС небезпечно наближена до вузла підключення;

- у разі виконання робіт з монтажу вузла підключення МКС у стандартний спосіб, у повітря підлягають «стравлюванню» досить великі обсяги природного газу;

- спосіб компанії LMF передбачає монтаж вузла підключення МКС на надземній ділянці трубопроводів МГ, тоді як майже 95% МГ в Україні прокладені під землею. В Україні, на земну поверхню трубопроводи виходять рідко, переважно під час наземного прокладання та надземного прокладання МГ через природні та штучні перешкоди, коли цього не можливо уникнути (балки, болота, пойми, гірські райони прокладання МГ);

- згідно будівельних норм України: «Прокладання трубопроводів по поверхні землі в насипу (наземне прокладання) або на опорах (надземне прокладання) допускається тільки як виключення, при відповідному обґрунтуванні»;

- випадки розташування трубопроводів ЛЧМГ поблизу один до одного, на подібній відстані, як показано у способі компанії LMF, не передбачаються чинними будівельними нормами України.

2. Проведені нами дослідження дозволили нам встановити і супутню задачу, що є актуальною науково-технічною задачею сьогодення в галузі компресоробудування, такою задачею є розробка компактної МКС, здатної перекачати газ з локалізованої ділянки МГ₁, довжиною 25-30 км (діаметром 500-1400 мм), за перекиривний вимикаючий пристрій (лінійний кран) по ходу/проти ходу газу, або у сусідній МГ₂, тиском від 55 bar до 100 bar, до надлишкового тиску ≤ 1 bar, протягом 48-96 годин.

3. Для підвищення безпеки та запобігання викидам природного газу при виконанні ремонтних робіт нами запропоновано технологію евакуації природного газу з ділянок магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню (патенти №№ 96340 UA, 99367 UA).

4. Розроблено алгоритм проведення розрахунків при дослідженні процесу перекачування газу за допомогою МКС, з визначенням значень маси, тиску та інших термодинамічних властивостей газу у локалізованій ділянці магістрального газопроводу при проведенні ремонтних робіт.

5. Запропонована технологічна схема імітаційного моделювання процесів транспортування газу МКС.

6. На основі проведеного імітаційного моделювання процесів транспортування газу з локалізованої ділянки МГ при виконанні ремонтних робіт, із застосуванням запропонованої технології (технологічної схеми), нами встановлено залежність зміни відносного тиску та відносної маси газу в залежності від часу перекачування газу МКС, а також пряму залежність часу перекачування газу із локалізованої ділянки магістрального газопроводу від його тиску та температури;

7. Виходячи з результатів проведеного нами імітаційного моделювання та розрахунків встановлено, що процес перекачування газу МКС, при використанні запропонованої нами технології, характеризується стійкістю процесів перекачування, що забезпечує безпеку технологічного процесу.

8. Фактичні показники тиску газу у точці підключення МКС до МГ2, отримані за допомогою імітаційного моделювання відповідної системи МГ ЛЧМГ, змінюють початкові значення прийняті розрахунком, але не алгоритм розрахунку та не порядок розрахунку. Таким чином, враховуючи пряму залежність часу перекачування газу МКС від початкового значення величини тиску та температури газу у МГ1, отримані під час імітаційного моделювання ділянки ЛЧМГ, значення тиску та температури дозволили пропорційно підвищити швидкість процесу перекачування газу на 12/6 год відповідно.

9. Завдяки наявності системи автоматичного управління тиском газу ЛЧМГ, яка реалізована шляхом постійного моніторингу параметрів тиску у МГ ЛЧМГ на КС, ГРС, кранових майданчиках МГ ЛЧМГ та системи автоматичного управління компресорними агрегатами лінійних КС, застосування технології евакуації природного газу із ділянок магістрального газопроводу, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) є безпечним, прогнозованим та енергоресурсоефективним заходом підвищення виробничої безпеки газотранспортних підприємств.

10. Проведені дослідження дозволяють, завдяки наведеним способам, суттєво скоротити витрати енергії на перекачування газу МКС за рахунок керованої зміни початкового тиску газу у дільниці магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (технічному обслуговуванню) та забезпечити безпеку процесу транспортування газу за рахунок виконання вимог п.1.20 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів».

11. Реалізація створеної моделі процесу перекачування газу у часі, під час проведення імітаційного моделювання ЛЧМГ, в розрізі системи «компресорна станція – магістральний газопровід, споживач – компресорна станція», дозволила встановити вплив кожного з елементів системи на параметри безпеки та час перекачування газу. Встановлено, що найбільший вплив має маса газу у локальній ділянці магістрального газопроводу та режими транспортування газу ЛЧМГ.

12. Проведені дослідження дозволили розробити алгоритм транспортування газу МКС та алгоритм регулювання режимів МКС з урахуванням безпеки технологічного процесу.

13. Основні наукові результати цього розділу опубліковані в працях автора [51, 52, 53, 54, 58, 59]

РОЗДІЛ 3

РИЗИК-ОРІЄНТОВАНИЙ ПІДХІД ДО ПИТАННЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БЕЗПЕКИ ТА ЕНЕРГОРЕСУРСООФЕКТИВНОСТІ ПІДПРИЄМСТВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

Згідно проведеного аналізу законодавчої бази України з питань особливостей функціонування газотранспортних та газорозподільних систем, нами встановлено:

- поняття ЄГТСУ законодавчо не визначене;
- не існує термінологічного апарату з питань забезпечення безпеки процесів транспорту газу;
- системи транспортування газу нормативно розділені на газорозподільну та газотранспортну.

Роз'єднання, таким чином, ЄГТСУ на елементи не змінює її фізичної суті, але це несе в собі недоброякісний вплив на розуміння системи та на її управління, безпеку організації технологічного процесу, управління ризиками включно. Більше того, такий підхід розгармонізований з вимогами ст. 44 Закону України «Про нафту і газ» (2665-III), яка має назву «Єдина газотранспортна система України». Стаття 44 Закону України «Про нафту і газ» (2665-III) декларує, що «Положення про функціонування Єдиної газотранспортної системи України» повинно бути затверджено Кабінетом Міністрів України».

Єдиним визначенням, що стосується поняття «безпека» у питаннях транспортування газу, є визначення поняття «безпека постачання природного газу» у тлумаченні Закону «Про ринок природного газу» (329-VIII).

У питаннях визначення інших термінів та понять Закон України «Про ринок природного газу» (329-VIII) направляє нас до Законів України «Про

нафту і газ» (2665-III), «Про трубопровідний транспорт» (192/96-ВР) та інших законів України, але поняття «безпека ГТС, ГРС» там також не визначено.

Закон України «Про нафту і газ» (2665-III) не трактує поняття «Єдина газотранспортна система України» сам і, як нами встановлено, інші закони України також цього не роблять. Відповідне Положення про функціонування ЄГТСУ Кабінетом Міністрів України не затверджене.

Таким чином, згідно проведеного аналізу нормативних актів визначено, що поняття «безпека ГРС, ГТС» законодавчо не врегульовані, чим ускладнюється процес управління ризиками на державному рівні,.

Наведене свідчить, що задача забезпечення належного рівня безпеки процесів транспортування природного газу (водню) ГТС є основною, актуальною науково-технічною задачею досліджень, не врегульованою в Україні.

Тому нами, з метою рішення основної науково-технічної задачі, з урахуванням прийнятої концепції перекачування газу за допомогою МКС, необхідно вирішити наведені нижче підзадачі які представлені у вигляді алгоритму вирішення основної науково-технічної задачі дисертації (рис. 3.1):

- надати терміни та визначення поняттям «МКС», «безпека ГТС», «безпека МКС», «рівень безпеки ГТС, МКС» та супутнім поняттям;
- провести дослідження та встановити основні експлуатаційні обмеження та фактори, які впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС (МКС);
- запропонувати ризик-орієнтовані підходи у питаннях ідентифікації та оцінки ризиків ГТС (МКС);
- запропонувати алгоритм ідентифікації небезпек, оцінки та управління ризиками у нафтогазовій галузі;
- запропонувати концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України.

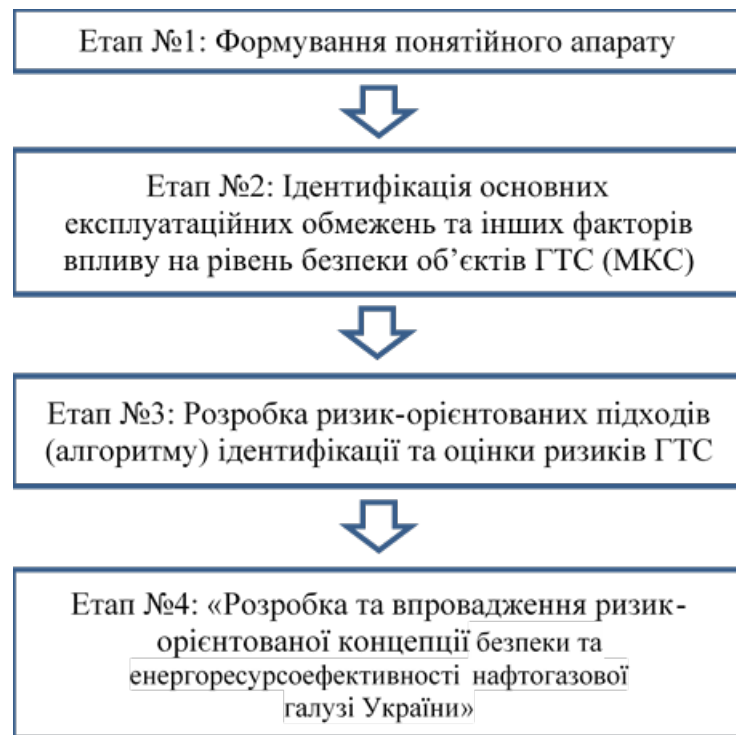


Рисунок 3.1 – Алгоритм процесу вирішення основної науково-технічної задачі

3.1 Терміни та визначення понять

Одним з фундаментальних національних інтересів України є сталий розвиток національної економіки для забезпечення зростання рівня та якості життя населення.

Компанії груп НАК «Нафтогаз» та ТОВ «Оператор ГТС України» входять до першої десятки платників податків з показником відрахування у бюджети усіх рівнів близько 35 мільярдів гривень на рік, тому сталий розвиток національної економіки залежить від безпеки ГТС та нафтогазової галузі України в цілому.

Об'єкти газотранспортної системи віднесені до переліку об'єктів підвищеної небезпеки, для яких характерна наявність більшості існуючих ризиків.

Газотранспортна система (рис. 3.2) підтримується у безпечному, надійному стані шляхом виконання ремонтних (регламентних) робіт, пов'язаних із заміною або ремонтом дефектних ділянок трубопроводів (іншого обладнання, агрегатів).

Способи, що застосовуються оператором ГТС з метою забезпечення виробничої безпеки ремонтних (регламентних) робіт, або екологічно шкідливі («стравлювання газу»), або не позбавлені ризиків з точки зору виробничої безпеки, енерго- і ресурсо- неефективні («стравлювання газу», «спрацювання газу на споживача», посилення несучої здатності трубопроводів, ремонт дефектів під тиском газу без зупинки процесу транспортування).

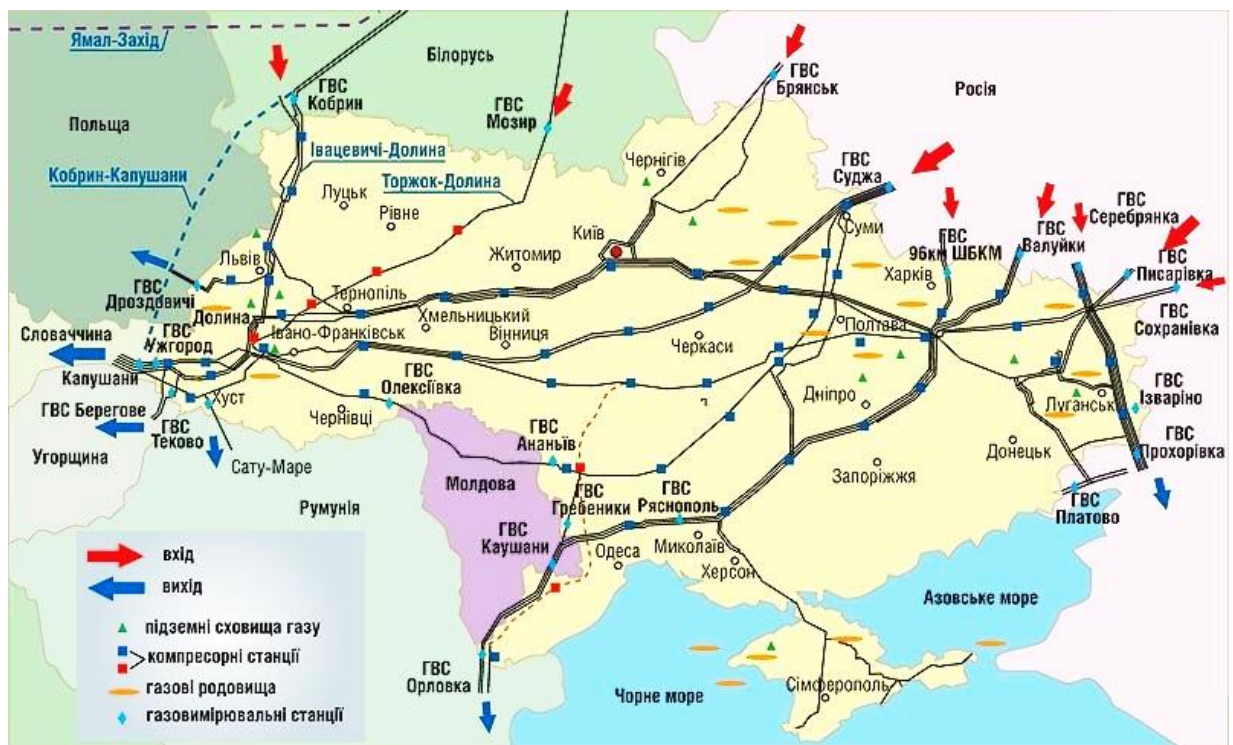


Рисунок 3.2 – Газотранспортна система України.

При такому підході складно підвищити загальний рівень безпеки і енергоресурсоефективності процесів транспортування газу та ГТС в цілому.

У другому десятилітті двохтисячних років, завдяки стрімкому розвитку компресорної техніки і винаходу достатньої кількості способів підключення

компресорних агрегатів до магістральних газопроводів [55] без зупинки процесу транспортування газу, у газотранспортних підприємств з'явилася можливість евакуувати газ з ділянок трубопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню шляхом перекачування його в діючі магістральні газопроводи або наступну/попередню по ходу/проти ходу газу, за лінійний кран, ділянку магістрального газопроводу, що підлягає ремонту за допомогою мобільних компресорних станцій (надалі – МКС). Ці події дали можливість різко підвищити загальний рівень безпеки і енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств.

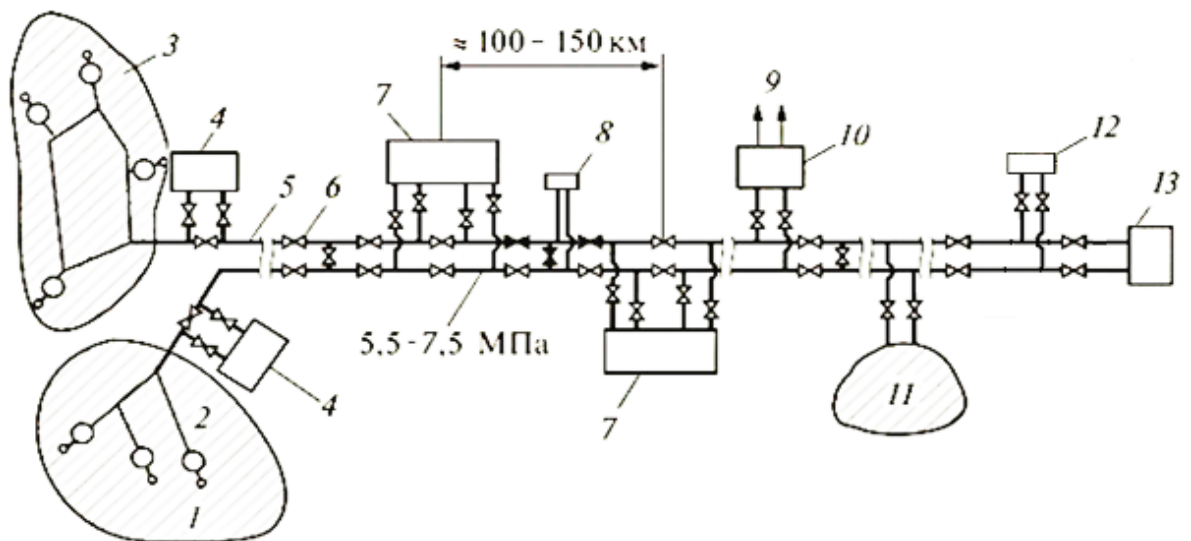


Рисунок 3.3 – Схема системи транспортування газу МГ (МКС)

1 – свердловини; 2 – установки комплексної підготовки газу; 3 – промислові газопроводи; 4 – промислова газорозподільна станція; 5 – магістральний газопровід; 6 – лінійна арматура; 7 – проміжна компресорна станція; 8 – мобільна компресорна станція; 9 – споживач (підприємство, населений пункт); 10 – газорозподільна станція; 11 – підземне сховище газу; 12 – об'єкт переробки газу; 13 – споживач (область, країна).

Відомо, що магістральний трубопровід (газопровід) [55] це – технологічний комплекс, що функціонує як єдина система і до якого входить окремий трубопровід з усіма об'єктами і спорудами, зв'язаними з ним

єдиним технологічним процесом, або кілька трубопроводів, якими здійснюються транзитні, міждержавні, міжрегіональні поставки продуктів транспортування споживачам, або інші трубопроводи, спроектовані та збудовані згідно з державними будівельними вимогами щодо магістральних трубопроводів (рис. 3.3).

Компактні компресорні агрегати на мобільних платформах, їх групи, мобільні компресорні станції (МКС) після введення в експлуатацію дали можливість газотранспортним підприємствам контролювати тиск газу в локальних (обмежених з обох боків) ділянках магістральних газопроводів.

Усі інші переваги і ефекти МКС пов'язані саме з цим.

На основі проведеного нами аналізу визначено, що особливість технології евакуації (акумулявання) [56, 57] природного газу є те, що у нормативно-правовому полі України не регламентуються:

- поняття МКС;
- конструктивні і технологічні особливості МКС;
- охоронні та небезпечні зони для МКС;
- правила безпечної та технічної експлуатації МКС.

Враховуючи, що до теперішнього часу на рівні держави законодавчо (нормативно) не сформований відповідний термінологічний апарат, з метою визначення та підвищення рівня виробничої безпеки процесів транспортування природного газу (водню) та формування ризик-орієнтованої концепції безпеки (енергоресурсоефективності) нафтогазової галузі України, нами запропоновано наступний термінологічний апарат:

1. Єдина система газопостачання (ЄСГ) – єдиний технологічний комплекс, що включає в себе газовидобувну систему (систему синтезу водню), систему газопереробки, газотранспортну систему, систему зберігання газу, газорозподільну систему, призначений для забезпечення газопостачання споживачів.

Метою ЄСГ є газопостачання природним газом (воднем) споживачів з урахуванням безпеки та всіх можливостей і обмежень системи.

2. Газовидобувна система (ГВС) – технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів газовидобувної промисловості (елементів ЄСГ), призначених для видобутку природного газу, що входить до складу єдиної системи газопостачання.

3. Система переробки (синтезу) газу/водню (СПСГ) – технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів переробки (синтезу) газу/водню (елементів ЄСГ), призначених для переробки природного газу (синтезу водню), що входить до складу ЄСГ.

4. Система зберігання газу (СЗГ) – технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів зберігання газу (елементів СЗГ), призначених для зберігання природного газу (водню), що входить до складу єдиної системи газопостачання.

5. Єдина газотранспортна система України (ГТС) – технологічний комплекс (елемент ЄСГ), до якого входить окремий магістральний газопровід з усіма об'єктами і спорудами, пов'язаними з ним єдиним технологічним процесом, або кілька таких газопроводів, якими здійснюється транспортування природного газу (водню) від точки (точок) входу до точки (точок) виходу.

6. Газорозподільна система (ГРС) – технологічний комплекс (елемент ЄСГ), що складається з організаційно і технологічно пов'язаних між собою об'єктів, призначених для розподілу природного газу (суміші природного газу та водню) від газорозподільних станцій безпосередньо споживачам, що входить до складу єдиної системи газопостачання.

7. Мобільна компресорна станція (МКС) – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу (водню) у

навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазової промисловості шляхом його транспортування (перекачування);

8. Технологічна обв'язка МКС – технологічні трубопроводи (гнучкі трубопровідні вставки), розподільні пристрої, перекривна трубопровідна арматура та їх з'єднання, у різному поєднанні, необхідні для здійснення технологічного процесу перекачування газу та/або експлуатації обладнання/устаткування і компресорних агрегатів МКС;

9. Безпека ЄСГ – стан і умови, в яких знаходяться її елементи (об'єкти), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування кожного окремого елемента системи, за умов того, що ризик обмеження газопостачання споживачів є прийнятним, з урахуванням групи випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [58] системи;

10. Безпека ГВС (СПГ, СЗГ) – стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування об'єктів ГВС (СПГ, СЗГ) та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГВС (СПГ, СЗГ), травмування інших осіб є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень об'єктів ГВС (СПГ, СЗГ), ГТС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [58] ЄСГ, ГТС;

11. Безпека ГТС – стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування ГТС та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГТС, травмування інших осіб, обмеження газопостачання

споживачів є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ЄСГ, ГТС, ГРС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [58] ЄСГ, ГВС, СПГ, СЗГ, ГТС, ГРС;

12. Безпека ГРС – стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування ГРС та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГРС, травмування інших осіб, обмеження газопостачання споживачів є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ГРС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [58] ГРС, ГТС.

13. Безпека МКС (КС) – технічний стан і умови експлуатації, в яких знаходиться МКС (КС) її обладнання, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування МКС (КС) та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу МКС (КС), травмування інших осіб, є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ГТС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [58] МКС і ГТС.

14. Рівень безпеки ГВС, СПГ, СЗГ, ГТС, ГРС – показник, який характеризує стан захищеності систем від дії зовнішніх і внутрішніх факторів, які вважаються небезпечними по відношенню до їх нормального функціонування та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів системи, травмування інших осіб, обмеження газопостачання споживачів, залишається прийнятним.

15. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу

існування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводів (водню) споживачам, або властивість зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів зберігається під дією руйнуючих впливів.

16. Безпечна (надійна) експлуатація об'єктів трубопровідного транспорту – такий стан об'єктів, при якому в повному обсязі виконано вимоги системи заходів, яка забезпечує попередження аварій шляхом своєчасного виконання технічного огляду, обслуговування, діагностування, інших заходів згідно вимог проєктної документації, правил технічної експлуатації, чинних нормативно-правових актів з охорони праці (виробничої безпеки), державних та галузевих стандартів.

З огляду на вищевикладене, на основі проведених досліджень, пропонуємо частково або повністю ввести запропоновані нами визначення до нормативної бази України: до Законів України «Про нафту і газ» "(2665-III)", «Про трубопровідний транспорт» (192/96-ВР), «Про ринок природного газу» (329-VIII) та до пов'язаних з вищезгаданими законами положень нормативно-правових актів з охорони праці згідно наведеної нижче таблиці (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняльна таблиця

Зміст положення (норми) чинного законодавства	Зміст запропонованих положень до чинних норм (правил)
1	2
Закон України «Про нафту і газ» "(2665-III)"	
Стаття 1. Визначення термінів	Доповнити статтю наступними термінами та визначеннями понять: Єдина система газопостачання України; Єдина газотранспортна система України; Газорозподільна система; Газовидобувна система; Система переробки газу; Систему зберігання газу; Безпека нафтогазової галузі.

Завершення таблиці 3.1

1	2
Закон України "Про трубопровідний транспорт" (192/96-ВР)	
Стаття 1. Визначення термінів	Доповнити статтю наступними термінами та визначеннями понять: Безпечна (надійна) експлуатація об'єктів трубопровідного транспорту
Закон України «Про ринок природного газу» (329-VIII)	
Стаття 1. Визначення термінів	Доповнити статтю наступними термінами та визначеннями понять: Єдина система газопостачання України; Єдина газотранспортна система України; Газорозподільна система (зі змінами); Система переробки газу; Систему зберігання газу.

Запропонований понятійний апарат дозволяє сформулювати та запровадити у дію концепцію безпеки нафтогазової галузі України, що дозволить розробити та впровадити певні заходи безпеки, чим значно підвищить рівень національної безпеки, виробничої безпеки ЄСГ, ГТС, МГ.

3.2 Основні експлуатаційні обмеження та фактори, які впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС (МКС)

За підсумком проведених досліджень нами визначені основні експлуатаційні обмеження ГТС (МКС), що впливають на їх безпеку:

- цілісність (герметичність) ГТС;
- робочий (дозволений) тиск в трубопроводах лінійної частини МГ ГТС і комунікаціях МКС;
- пропускна спроможність трубопроводів лінійної частини МГ ГТС в районі роботи МКС на ділянці між двома лінійними компресорними станціями, з урахуванням тимчасової локалізації ділянок трубопроводів різного протяжності і різного діаметру;
- температура термостійкості ізоляційного покриття в точці підключення МКС до діючого МГ ГТС.

За підсумком проведених досліджень нами визначені основні фактори, що впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Фактори, що впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС

№ з.п.	Фактори, що впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС	
	Зовнішні	Внутрішні
1	Природно-кліматичні	Будівельні, технічні
2	Антропогенні, організаційні	Технологічні, експлуатаційні
3	Нормативно-правові	Знос матеріалів (обладнання)
4	Випадкові	Втома конструкційних матеріалів

Основні експлуатаційні обмеження ГТС (МКС) та фактори, що впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС, встановлені нами в ході проведених досліджень, надають можливість запропонувати ефективний та раціональний ризик-орієнтований підхід до застосування технології евакуації природного газу за допомогою МКС, а також створити оптимальний алгоритм ідентифікації небезпек МКС (ГТС), оцінки та управління ризиком.

3.3 Аналіз сучасних ризик-орієнтованих концепцій, застосованих в Україні, з урахуванням безпечної експлуатації ГТС

Враховуючи світовий досвід, найбільш ефективним є таке управління ризиками, яке ґрунтується на досягненні певного рівня безпеки, балансу вигод і витрат в межах окремого об'єкту, території, галузі і держави в цілому. На сьогодні, механізми управління ризиками, спрямовані на зменшення їх значень, не набули широкого практичного застосування у нафтогазовій галузі України [57].

У 2014 році затверджено «Концепцію управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру» [57].

В плані заходів щодо реалізації її положень передбачено розробку галузевих нормативних документів щодо використання ризик-орієнтованих підходів при регулюванні безпеки в різних галузях промисловості.

У відповідності до «Концепції управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру» [57]:

– основою нормативної бази ризиків є два основних нормативних рівні ризиків: мінімальний і гранично допустимий.

Де:

а) мінімальний ризик – менший або який дорівнює $1 \cdot 10^{-8}$;

б) гранично допустимий ризик – який дорівнює $1 \cdot 10^{-5}$;

У 2018 році Кабінетом Міністрів України схвалено «Концепцію реформування системи управління охороною праці в Україні» [58]

Метою Концепції є створення національної системи запобігання виробничим ризикам для забезпечення ефективної реалізації права працівників на безпечні та здорові умови праці.

В ході проведення досліджень нами встановлено, що:

– «Концепцію реформування системи управління охороною праці в Україні» [58] не гармонізовано з «Концепцією управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру» [57];

– основу нормативної бази ризиків «Концепцією реформування системи управління охороною праці в Україні» [57] концептуально не визначено.

В плані заходів щодо реалізації «Концепції реформування системи управління охороною праці в Україні» [58] до 2020 року декларується необхідність:

– підготовки проекту Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо впровадження ризик-орієнтованого підходу у сфері безпеки та гігієни праці» (відповідний законопроект не внесений);

– підготовки проєкту постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження Методики проведення роботодавцем заходів з безпеки та гігієни праці на основі ризик-орієнтованого підходу» (розробляється Держпраці, знаходиться на обговоренні);

– запровадження на базі Головного управління Держпраці у Харківській області пілотного проєкту підвищення ефективності наглядової діяльності у сфері охорони праці з урахуванням ризик-орієнтованого підходу шляхом розроблення відповідного інституційного, правового та організаційного механізму її провадження (проєкт у стадії впровадження);

– збору даних про ідентифікацію виробничих небезпек і створюваних ними виробничі та професійні ризики на об'єктах різних галузей економіки;

– розроблення засобів і впровадження заходів застосування ризик-орієнтованого підходу у реформуванні системи управління охороною праці об'єктів господарювання;

– визначення ефективності реформування систем управління охороною праці із застосуванням ризик-орієнтованого підходу, станом на 01.04.2021 року, усі наведені заходи знаходяться у стадії розробки та реалізації.

Що стосується газотранспортних підприємств.

До 2019 року газотранспортні підприємства входили до сфери управління НАК «Нафтогаз України».

Акціонерне товариство «Національна акціонерна компанія “Нафтогаз України» була утворена на виконання Указу Президента України від 25 лютого 1998 р. № 151 «Про реформування нафтогазового комплексу України». Засновником та єдиним акціонером Компанії є держава. Функції з управління корпоративними правами держави у статутному капіталі Компанії виконує Кабінет Міністрів України.

У листопаді 2016 року у НАК «Нафтогаз України» було вперше утворено незалежну службу управління ризиками, згодом, ґрунтуючись на положеннях міжнародних стандартів (ISO/IEC 31010:2009 Управління

ризиками – Методи оцінки ризику, ISO 31000:2009 Управління ризиками – Принципи та керівні вказівки) та практиках у сфері управління ризиками, із залученням міжнародних консультантів та експертів, було розроблено нормативно-правову базу та документи з управління ризиками (Політика з управління ризиками, Методика управління ризиками, Регламент управління ризиками). У лютому 2017 року в групі Нафтогаз було розпочато початкову оцінку ризиків на основі переглянутої методології.

На теперішній час ГТС України вийшла зі сфери управління НАК «Нафтогаз України», шляхом створення компанії ТОВ «Оператор ГТС України», акціонером якої є АТ «Магістральні газопроводи України», що знаходиться у 100% володінні Міністерства фінансів України.

Станом на 19.07.2021 року ТОВ «Оператор ГТС України» завершив проєкт із впровадження цільової моделі внутрішнього контролю у межах реформи корпоративного управління, згідно з Керівними Принципами ОЕСР (Організація Економічного Співробітництва та Розвитку).

У компанії створена функція ризик-менеджменту для запобігання, своєчасного виявлення та ефективного та управління лише корпоративними ризиками.

У сфері управління НАК «Нафтогаз України» залишилась компанія АТ «Укртрансгаз», яка займається експлуатацією підземних сховищ природного газу та підприємства з видобутку та переробки природного газу.

Завдяки тому, що управління ризиками об'єктів ГТС України перейшло до декількох компаній, з огляду на те, що відповідальність держави у цих питаннях передбачено Конституцією України, можливо зробити висновок, що за відсутності загальної «Концепції безпеки» процес управління ризиками ЄСГ, ГТС на державному рівні є ускладненим, а реалізація концепції національної безпеки України втрачає темп.

Проведені нами дослідження дозволяють сформулювати концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, спрямованої на реалізацію Стратегії національної безпеки України [59].

3.4 Аналіз ризик-орієнтованих підходів до питання експлуатації об'єктів газотранспортної системи України

Враховуючи світовий досвід, найбільш ефективним є управління ризиками, яке ґрунтується на досягненні певного рівня балансу вигод і витрат в межах окремого об'єкту, території, галузі і держави в цілому [60].

Відомо, що будь-які дії у промисловості характеризуються певним ступенем небезпеки, а значить ризиком для життя і здоров'я зайнятих на виробництві людей та оточення.

Сучасні ризик-орієнтовані підходи підприємств нафтогазового комплексу України здебільшого оснований на експрес-статистичній, кількісній оцінці виникнення певних подій, умовних показниках важкості наслідків таких подій, оцінці статистичних даних щодо повторюваності таких подій, умовному розподілі ризиків, загальній («бальній») оцінці перелічених та інших критеріїв [60].

Більшість аналогічних [60] підходів ґрунтуються на методах і заходах проведення так званої «мозкової атаки», яка здійснюється групою фахівців під керівництвом координатора і носить прецедентний характер. Результати таких підходів залежать від досвіду і кваліфікації координаторів та членів ініціативних груп, а це саме по собі є ризиком, який треба виключати.

На підставі такої «оцінки» з обережністю треба приймати будь-які рішення, тим більше щодо питань експлуатації об'єктів підвищеної небезпеки (надалі – ОПН) тому, що це вплив невизначеностей на невизначеності, тобто сам підхід є ризиком у другому ступені.

Зокрема, відсутність інформації щодо нещасних випадків не може бути основою для припущення про те, що ступінь ризику є незначним і не потребує вжиття заходів безпеки [62]. Така сама логіка притаманна і аваріям.

Тому треба поєднувати кількісні і якісні оцінки, звертаючи увагу не стільки на статистику, скільки на фактичний стан виробничих та технологічних процесів, стан машин, обладнання (устаткування) тощо.

Таким чином, одним з обґрунтованих і доцільних методів аналізу ризиків МКС (ГТС), який не конфліктує з чинним законодавством України, є метод оцінки ризиків під умовною назвою метод «Перевірочного листа» [63].

Він відноситься до групи методів якісної оцінок небезпек і заснований на вивченні відповідності умов експлуатації ОПН чинним вимогам охорони праці та виробничої безпеки.

Результатом застосування методу «Перевірочного листа» є складання переліку питань і аналіз відповідей на них. Цей метод найбільш точний, простий, супроводжується допоміжними формами і уніфікованими бланками, які полегшують на практиці проведення аналізу та представлення результатів.

Суттєві переваги методу: кожна відповідь на питання перевіркового листа підтверджується документально, на кожному етапі аналізу є кваліфіковані та досвідчені виконавці, відповідальність виконавців визначена. Зазначений метод є найбільш ефективним під час дослідження виробничих ризиків ОПН з типовими технологічними процесами. Оцінка ризику здійснюється за схемою «Виконано (ТАК/НІ)».

Зазначений метод не трудомісткий, оскільки результати можуть бути отримані одним фахівцем протягом одного дня за допомогою одного програмного комплексу, що і вимагає реальність сьогодення.

Методи кількісної оцінки ризику, на нашу думку, краще застосовувати паралельно з методом якісної оцінки, але лише з метою оцінки ризиків від виробничої діяльності які ідентифікуються під час виконання працівниками газотранспортних підприємств та працівниками сторонніх організацій робіт та професійних обов'язків на об'єктах ГТС.

3.5 Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризиків ГТС (МКС)

Для усіх випадків об'єктом аналізу небезпек від експлуатації ГТС є система «людина – обладнання (агрегат) – навколишнє середовище», в яку

об'єднані технічні об'єкти ГТС (МГ, КС, МКС тощо), люди (обслуговуючий персонал, інші) і навколишнє середовище, які взаємодіють одне з одним.

Нами встановлено, що переважна більшість небезпек, які можуть виникнути під час будівництва та експлуатації об'єктів ГТС, ідентифіковані та максимально виключаються на етапах проектування (стандартизація, вхідний/вихідний контроль, експертиза документації, авторський і технічний нагляд, неруйнівна дефектоскопія, випробування тощо), виготовлення труб, фасонних деталей, запірних пристроїв іншого обладнання/устаткування (вхідний, поопераційний та технічний контроль), нормування (контроль за виконанням) технологічних та будівельних процесів (стандарти, норми, правила, інструкції, настанови, регламенти, система навчання та перевірки знань, відповідальні виконавці робіт тощо).

Процес ідентифікації небезпек та оцінки ризиків повинен бути безперервним, якомога більш точним та стандартизованим за своїм алгоритмом. Під час ідентифікації треба розглядати не лише ті небезпеки, які можуть привести до травмування, погіршення стану здоров'я, смерті людей, але і прогнозовані загрози.

Враховуючи особливості системи, що розглядається, та неможливість виключення з технологічного процесу людини, як об'єкта турботи, ідентифікацію небезпек та оцінювання ризиків від експлуатаційної діяльності газотранспортних підприємств доцільно проводити за двома напрямками.

Перший – виконання робіт. Другий – експлуатація обладнання.

Причому ідентифікацію небезпек та оцінювання ризиків виконання робіт пропонуємо проводити за допомогою кількісних, а експлуатації обладнання якісних методів оцінки.

На основі проведених досліджень вперше запропоновано алгоритм (рис. 3.4), який в подальшому дозволяє розробити об'єктові «Методики проведення роботодавцями заходів з безпеки та гігієни праці на основі ризик-орієнтованого підходу», що дозволить значно підвищити рівень виробничої безпеки підприємств нафтогазової галузі України.

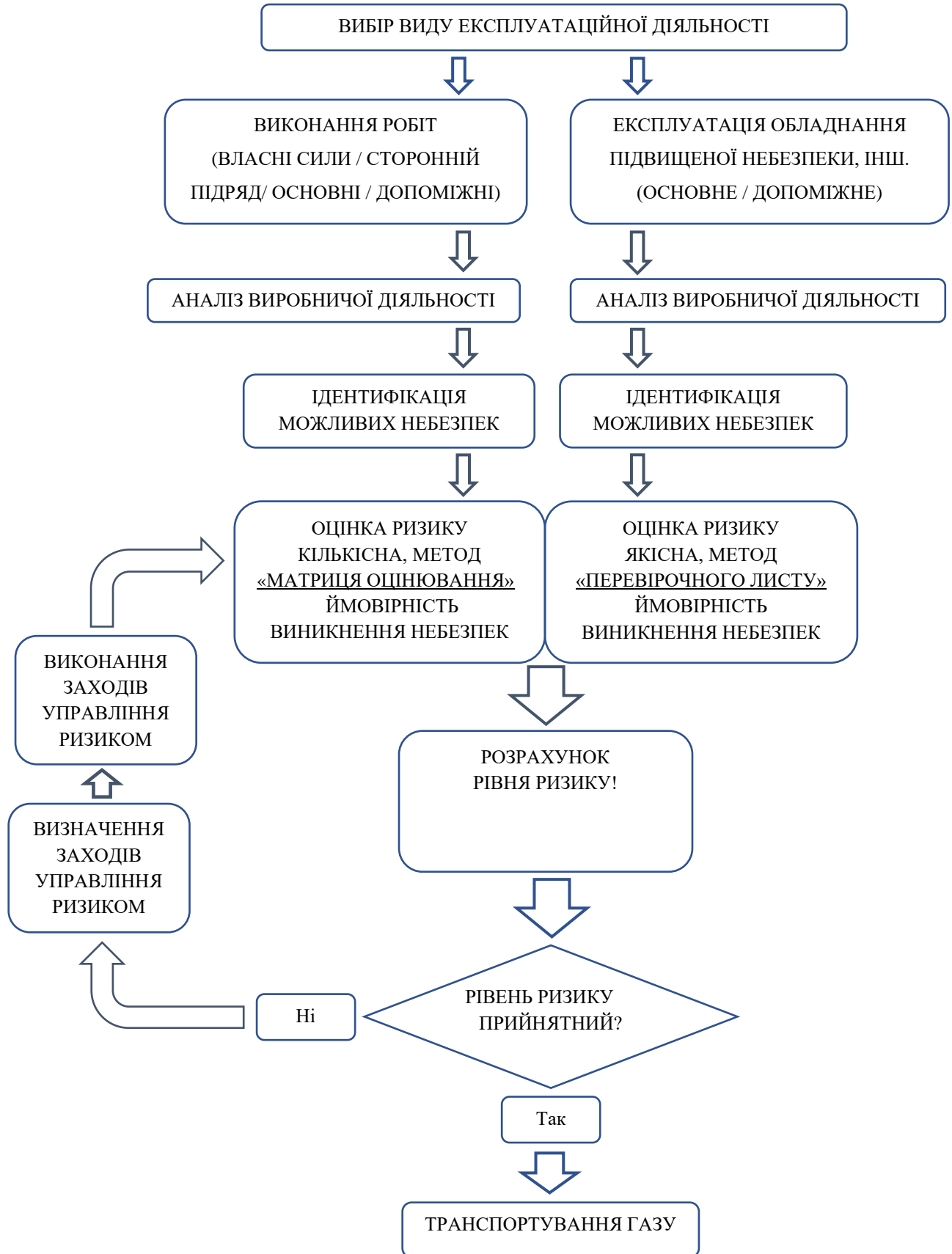


Рисунок 3.4 – Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням кількісної і якісної оцінки ризику

На основі проведених досліджень безпеки технологічних процесів евакуації природного газу за допомогою запропонованого алгоритму ідентифікації небезпек та оцінки ризику (рис.3.4), нами ідентифіковано відносно нові небезпеки, які раніше не враховувались з причини того, що відповідна технологія не застосовується в Україні.

До таких небезпек, які виникають під час застосування МКС з метою перекачування газу, відносимо:

– розташування МКС відносно МГ з «критичними» дефектами [63] (рис. 3.5);

– розташування МКС відносно ділянки МГ з наскрізними пошкодженнями МГ (малої інтенсивності витoku газу);

– довготривале обмеження пропускної здатності ГТС з урахуванням безпеки населення та об'єктів життєдіяльності.

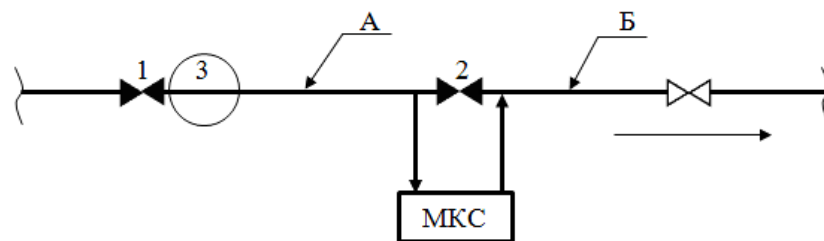




Рисунок 3.5 – Блок-схема МКС при односторонньому виконанні МГ

1 – точка підключення МКС наближена до дефектної ділянки МГ з дефектами; 2 – точка підключення МКС віддалена від дефектної ділянки МГ з критичними дефектами; 3 – місце розташування критичних дефектів МГ; «А» – ділянка газопроводу, з якої перекачується газ; «Б» – ділянка газопроводу, до якої перекачується газ; → – напрямок руху газу/технологічні зв'язки обладнання;  /  – перекривна арматура у положенні «відкрито»/ «закрито».

Хоча у зв'язку з тим, що по мірі падіння тиску на ділянці внаслідок відбору газу МКС, знижуються навантаження і критичні дефекти переходять

до іншої, не критичної категорії, а витрки газу втрачають початкову інтенсивність, цими ризиками (небезпеками) нехтувати не слід.

Нами визначені заходи управління цими ризиками за алгоритмом, наведеним на рис. 3.4. В таких випадках слід рекомендувати підключити МКС у іншій доступній точці підключення, як показано на рис. 3.5.

У випадку ризику тривалого обмеження газопостачання споживачів, єдиним заходом керування ризиком є застосування усіх запропонованих нами та інших доступних способів прискорення процесу перекачування газу з локалізованої ділянки МГ за допомогою МКС.

Нами встановлено, що за алгоритмом, наведеним на рис. 3.4, після розрахунків маси небезпечних речовин, що можуть прийняти участь у аварії, у питаннях вибору розмірів охоронної зони та зони вірогідної дії вражаючих факторів МКС, на час виконання робіт з перекачування газу, цілком можливо застосовувати вимоги чинного законодавства [65, 66].

Враховуючи різницю мас небезпечних речовин між МКС та МГ до яких її підключено, охоронною зоною та зоною вірогідної дії вражаючих факторів МКС доцільно приймати відповідні зони магістрального газопроводу найбільшого діаметру із тих, до яких підключена МКС.

3.6 Забезпечення належного рівня безпеки та прийняттого рівня ризику процесів транспортування газу із застосуванням МКС

Запропонований нами процес транспортування природного газу Патенти №№ 96340 UA, 99367 UA [53, 54] і процес експлуатації МКС можливо умовно поділити на етапи за наступною послідовністю організаційно-технічних заходів (рис. 3.6):



Рисунок 3.6 – Організаційно-технічні заходи, що застосовуються під час транспортування газу та експлуатації МКС

3.7 Обґрунтування безпеки технологічних процесів транспортування газу за допомогою МКС

Обґрунтування відносної безпеки технологічних процесів транспортування газу за допомогою МКС обумовлена наступним:

- 1) з точки зору безпеки МКС розглядається як об'єкт ГТС і ОПН;
- 2) окремі норми проектування усіх складових МКС відомі;

- 3) вимоги до безпечної та надійної експлуатації МКС, в цілому, подібні вимогам щодо експлуатації лінійної компресорної станції МГ;
- 4) усі етапи процесу перекачування газу проходять на відкритому просторі навколишнього природного середовища, що значно ускладнює процес досягнення метаном номінальної концентраційної межі вибуху;
- 5) усі етапи процесу перекачування газу, будівельно-монтажні роботи не є новими, заходи з їх безпечного виконання нормативно регламентовані та відпрацьовані, застосовуються стандартні ЗІС;
- 6) більшість будівельно-монтажних робіт МКС проводяться без присутності небезпечної речовини (CH_4) в комунікаціях станції (рис. 3.6.);
- 7) реконструкція байпасних та свічних ліній МГ виконується завчасно, на відкритому просторі, шляхом проведення газонебезпечних та вогневих робіт, заходи з їх безпечного виконання регламентовані та відпрацьовані;
- 8) роботи з монтажу та експлуатації МКС, що здійснюються в охоронній зоні МГ, є газонебезпечними (не вогневими);
- 9) на різних етапах виконання, будівельно-монтажні роботи і роботи з перекачування газу виконуються різними виконавцями;
- 10) під час перекачування газу МКС може працювати у автоматичному режимі, без постійної присутності обслуговуючого персоналу, при цьому експлуатаційний та диспетчерський персонал, техніка, місця відпочинку тощо виводяться за межі охоронної зони найближчого до компресорних агрегатів станції МГ;
- 11) кількість вибухонебезпечної речовини (CH_4), що постійно знаходиться у комунікаціях МКС під час роботи, значно менша, ніж кількість CH_4 у МГ ГТС, до яких вона підключається, завдяки малим діаметрам труб обв'язки МКС ($\leq \text{Du}200$) та незначній їх загальній довжині ($\leq 200\text{м}$), до того ж трубопроводи МКС секціоновані перекривною арматурою та оснащуються автоматичними запобіжними і скидними пристроями;
- 12) в охоронній зоні МГ господарська діяльність обмежена законодавчо та функціонально, проникнення до охоронної зони МГ та на місце виконання

робіт осіб з числа цивільного населення (як наслідок їх травмування) виключається шляхом чергування працівників газотранспортних підприємств по периметру зони на охоронних постах;

13) агрегати, обладнання та устаткування МКС постачаються у іскробезпечному, вибухобезпечному та термоізованому виконанні.

Абсолютна більшість ризиків під час експлуатації об'єктів МГ пов'язана з двома характеристиками системи, а саме:

- тиск газу у трубопроводі;
- кількість небезпечних речовин у трубопроводі, яка ймовірно може прийняти участь у аварії у відповідності до сценаріїв розвитку подій згідно ПЛАС.

Протягом перекачування газу, як тиск газу, так і маса газу у локалізованій ділянці МГ А (рис. 3.7), постійно зменшуються, тоді як тиск газу, так і маса газу у ділянці МГ Б, до якої перекачується газ (рис. 3.7), мають допустимі величини завдяки відбору газу споживачами та обраних режимів управління компресорними агрегатами проміжних КС МГ (рис. 3.7).

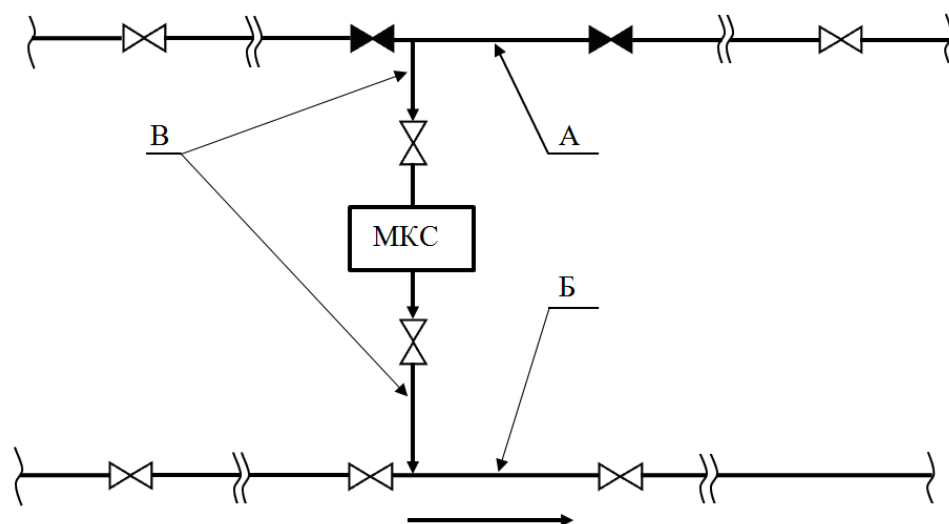


Рисунок 3.7 – Принципова схема перекачування газу МКС

А – МГ, з якого перекачується газ; Б – МГ, у який перекачується газ;

В – технологічні трубопроводи МКС; → – напрямок руху газу

Значення тиску газу та інші характеристики діючих МГ завжди відомі. За даними розрахунків, наведених у аналітичній частині ПЛАС для ЛЧМГ з газорозподільчими станціями Дніпропетровського промислового майданчику Запорізького ЛВУМГ [66], як приклад, ми визначили кількість небезпечної речовини (газу метан) у трубопроводах МГ, з ділянки якого та у який перекачується газ на трубопроводах технологічної обв'язки МКС.

Розрахунки аналітичної частини ПЛАС [66], які було виконано ДП «ЦЕНТР СЕРТИФІКАЦІЇ І КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ БУДІВНИЦТВА ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ ДЕРЖГІРПРОМНАГЛЯДУ УКРАЇНИ».

Припустимо, що МКС транспортує газ із локалізованої ділянки МГ «А» Ду1220x12, довжиною $L=10$ км, $P_{роб.} = 5,5$ МПа (рис. 3.7), до якої, проти ходу/по ходу газу прилягають ділянки МГ з аналогічними параметрами, до ділянки діючого МГ «Б» Ду 1220x12, довжиною $L = 10$ км, $P_{роб.} = 5,5$ МПа, до якої, у обидва боки від точки підключення МКС, проти ходу/по ходу газу, прилягають ділянки МГ з аналогічними параметрами, по яких транспортується природний газ і з яких ведеться постійний відбір газу споживачами. Трубопроводи технологічної обв'язки МКС «В» (включно з комунікаціями КУ МКС) $L=0,2$ км, ДУ 200x8, $P_{роб.} = 5,5$ МПа (рис. 3.7).

Тоді, за стандартних умов, згідно (2.5) та [66]:

1. Початкова маса небезпечної речовини у локалізованій ділянці МГ «А» (рис. 3.6, 3.8), з якої перекачує газ МКС – 511,8 т. Протягом часу перекачування маса небезпечної речовини у МГ буде постійно зменшуватись (рис. 3.7) з 5,5 МПа до тиску ≤ 1 МПа.

2. Маса небезпечної речовини у прилеглих до МГ «А» (рис. 3.6), ділянках – 1023,6 т. Протягом часу перекачування маса небезпечної речовини буде постійною (рис. 3.7).

3. Маса небезпечної речовини у ділянці МГ «Б» (рис. 3.5), до якої підключено МКС, а також у прилеглих до неї ділянок МГ, по/проти ходу газу

– по 1535,4 т. Протягом часу перекачування маса небезпечної речовини у цих ділянках буде постійною (рис. 3.7).

4. Маса небезпечної речовини у технологічній обв'язці МКС, у початковий момент часу – 0,242 т. Протягом часу перекачування маса небезпечної речовини буде постійно зменшуватись (рис. 3.7, 3.8).

5. Співвідношення маси небезпечних речовин у комунікаціях МКС «В» (рис. 3.5) та МГ А (рис. 3.5) у початковий момент часу: $511,8/0,242 = 2114,87/1$. У кожному наступному моменті часу перекачування газу це співвідношення буде збільшуватись (рис. 3.7).

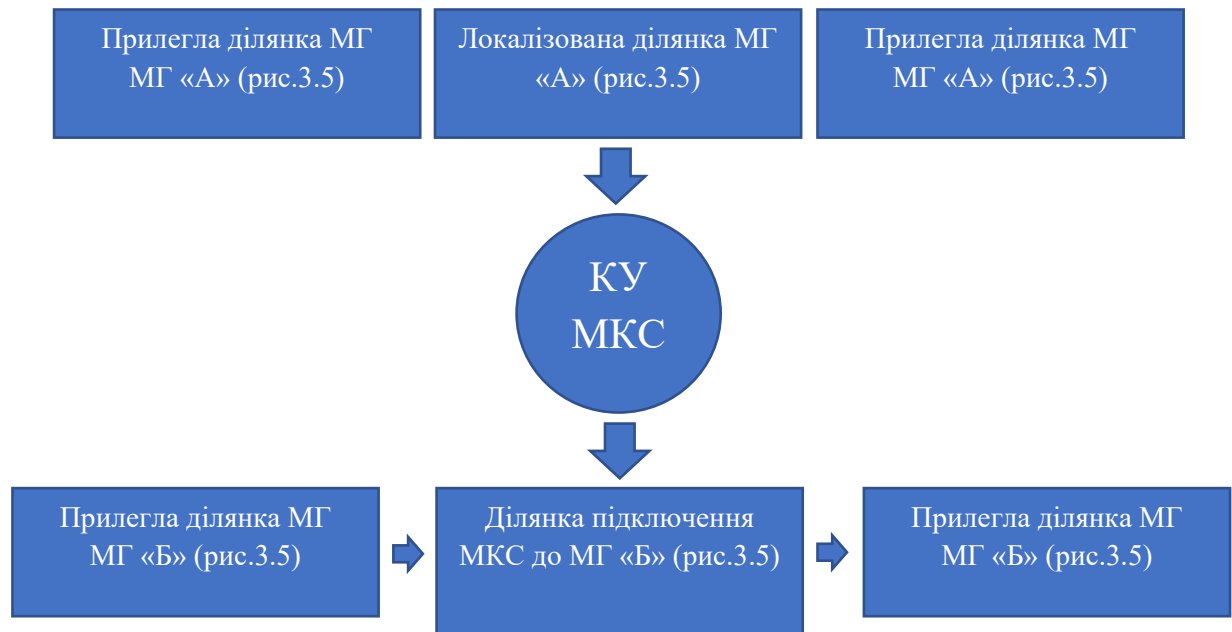


Рисунок 3.8 – Стан ГТС у початковий момент часу перекачування.

➡ – напрямок руху газу; ■ – тиск газу у комунікаціях 5,5 МПа;
КУ МКС – компресорні установки мобільної компресорної станції.

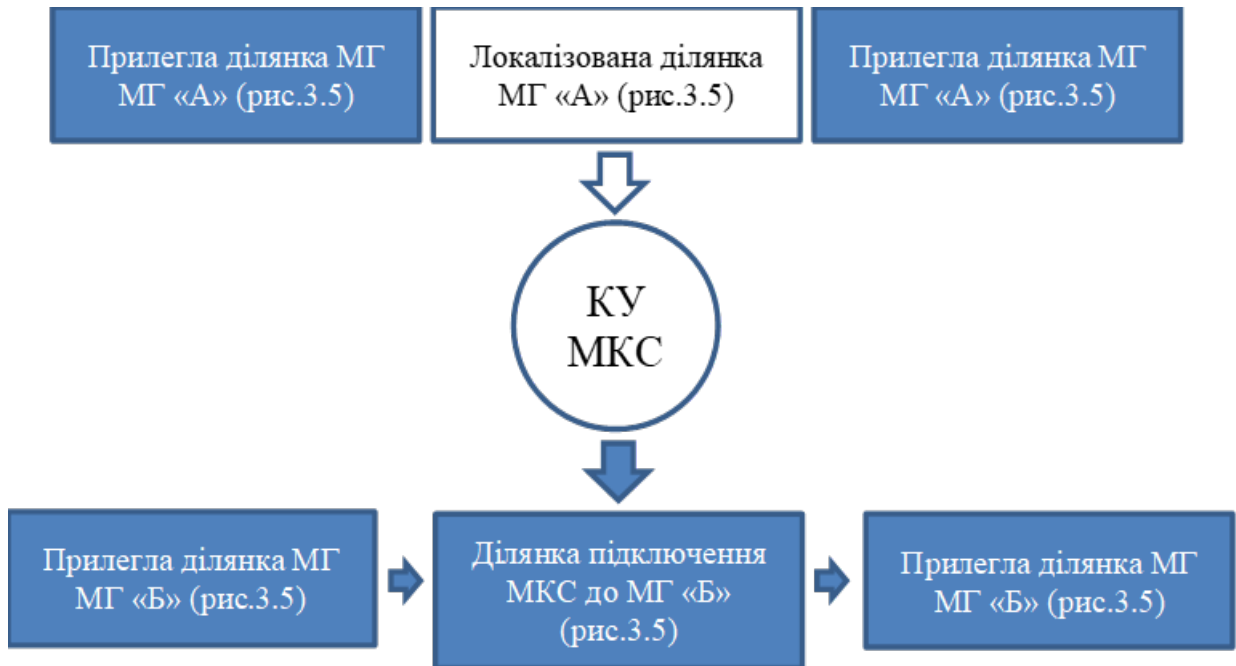


Рисунок 3.9 – Стан ГТС у кінцевий момент часу перекачування.

- ➔ – напрямок руху газу; – тиск газу у комунікаціях ≤ 1 МПа;
 – тиск газу у комунікаціях 5,5 МПа; КУ МКС – компресорні установки мобільної компресорної станції.

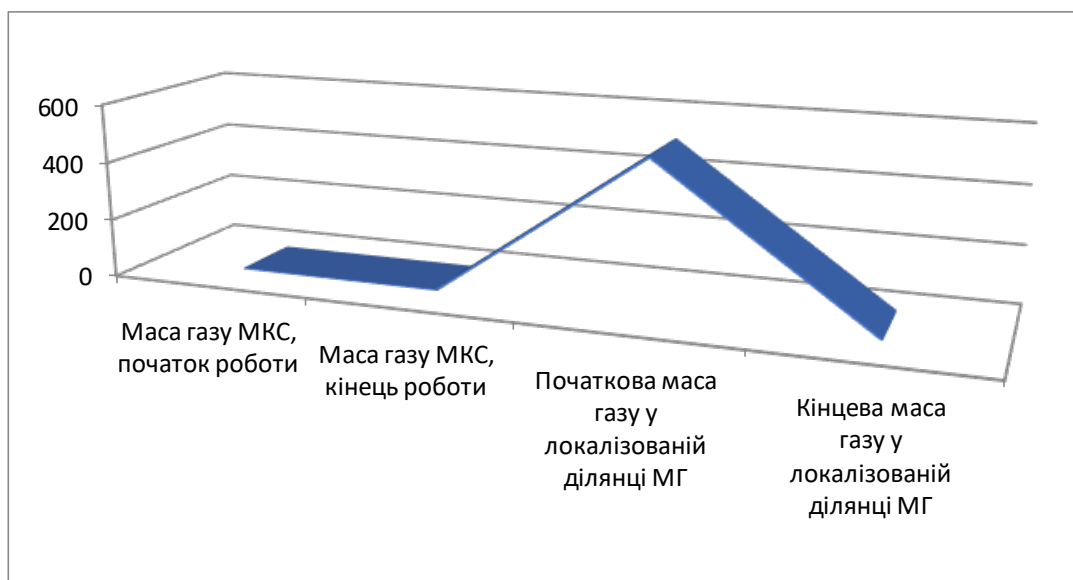


Рисунок 3.10 – Маса природного газу у локалізованій ділянці МГ та у комунікаціях МКС протягом роботи МКС, т

Припущення є допустимими завдяки тому, що протягом усього часу перекачування газу МКС, на наступних/попередніх кранових майданчиках суміжних по ходу/проти ходу газу ділянок МГ «А, Б» (рис. 3.5), згідно заходів безпеки, передбачених проектом виконання робі з перекачування газу (розділ 5 дисертації), виставлені чергові пости, персонал яких у кожен момент часу готовий перекрити лінійні крани, тим самим локалізуючи відповідні ділянки МГ «А, Б» (рис. 3.5).

На основі проведених досліджень можливо зробити висновок:

Завдяки тому, що МКС здійснює перекачування газу з локалізованої ділянки МГ до граничної межі тиску газу у МГ $\leq 1 \text{ кгс/см}^2$, ризики, пов'язані з факторами «тиск газу», «маса газу», «стравлювання газу», зменшуються пропорційно зниженню тиску та зменшенню маси газу на ділянці МГ, а саме:

1. Ризики пов'язані з можливою аварійною розгерметизацією локалізованої, дефектної ділянки МГ «А» (рис. 3.5) – до 50%.

2. Ризики пов'язані зі «стравлюванням» газу – до 98%.

При цьому швидкість прийняття управлінського рішення про початок перекачування газу МКС та швидкість самого перекачування газу МКС позитивно впливає на рівень виробничої безпеки газотранспортних підприємств через скорочення часу перебування як виробничого персоналу МКС так і виробничого персоналу, який обслуговує МГ під дією небезпечних та шкідливих факторів впливу та зменшення часу їх знаходження у небезпечних умовах та простою локалізованої ділянки МГ «А» та МГ «А».

Таким чином, за умов дотримання вимог проектних рішень, виконання вимог охорони праці, виробничої безпеки, правил технічної та безпечної експлуатації МГ та МКС настанови з монтажу та експлуатації МКС майже усі ризики процесу перекачування газу МКС не перевищують значень ризиків від експлуатації МГ, до яких вона підключена, і є прийнятними.

Таким чином рівень виробничої безпеки об'єктів ГТС при застосуванні МКС підвищується, тому що знижуються ризики розгерметизації локалізованої ділянки МГ та знижується обсяг емісії метану.

3.8 Безпека газотранспортної системи. Основні засади

Основу безпеки та ефективності магістрального транспорту газу складає герметичність газотранспортної системи.

Для усіх випадків об'єктом аналізу небезпек від експлуатації ГТС є система «людина – обладнання (агрегат) – навколишнє середовище», в яку об'єднані технічні об'єкти ГТС, люди (обслуговуючий персонал) і навколишнє середовище, які взаємодіють один з одним. Згідно проведеного нами аналізу сформовано перелік небезпек ГТС (таблиці 3.3).

Головною складовою рівня виробничої безпеки та ефективності газотранспортних підприємств є викиди природного газу у робочу зону та навколишнє природне середовище небезпеки і витрати з цим пов'язані.

У зв'язку з тим, що відмовитися від небезпечної діяльності під час транспортування/зберігання (розподілу) газу (водню) не виявляється можливим, а прийняття неприйняттого ризику не є можливим, найбільш придатними шляхами зменшення ризику виникнення нещасних випадків та професійних захворювань працівників газотранспортних (розподільних) підприємств є:

– скорочення/зниження ризику – впровадження заходів, спрямованих на зменшення частоти виникнення або наслідків реалізації ризику (наприклад, вдосконалення систем безпеки, заходи з техніки безпеки, проектування спеціальних захисних систем, навчання персоналу, створення запасу комплектуючих на випадок аварії і т.п.);

– виключення ризику – відмова від діяльності, яка може призвести до появи негативних наслідків значущого рівня, що під собою має на увазі

повну відмову від дій або будь-яких пристроїв, що містять в собі ідентифікований ризик.

Таблиця 3.3 – Перелік небезпек ГТС (МКС)

Небезпека	Потенційно небезпечні події	Наслідки
Тиск	Вплив на працівника (інших осіб) під час експлуатації, обслуговуванні обладнання, що працює під тиском більше 0,03 МПа (руйнування обладнання в процесі роботи тощо)	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Газ (небезпечна речовина)	Вплив на працівника при транспортуванні, використанні, викидах, відборі, зберіганні горючого газу. Розгерметизація, витоки з різних причин, механічний вплив і т.п.	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Вплив відкритого полум'я, горіння, тління матеріалів	Нагрів, іскроутворення, пожежа, факельне горіння (опіки), (отруєння (асфіксія) від впливу продуктів горіння)	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Використання транспорту, спецтехніки, рухомих частин обладнання	Дорожньо-транспортна пригода, аварія під час використання повітряного транспорту, раптовий (некерований) рух спецтехніки (її складових частин), вантажу, контакт з працівником протягом виконання виробничого процесу тощо	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Конструктивні недоліки, недостатня надійність, знос машин, механізмів, устаткування	Вплив на працівника при зниженні міцності конструкцій/робочих елементів обладнання (устаткування) в результаті техногенного та/або природно-кліматичного впливу	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Електрика	Можливість впливу напруги. Можливість потрапляння до зони впливу статичної та атмосферної електрики	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Хімічна небезпека	Вплив токсичних, мало токсичних органічних не органічних речовин та їх сполук (отруєння)	Хвороба, смерть потерпілого
Навколишнє природне середовище	Низька температура (обмороження), висока температура (опіки, тепловий та сонячний удар), сильний вітер та злива (втрата рівноваги, падіння, неконтрольований рух об'єктів)...	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Біологічна небезпека	Контакт з тваринами, комахами, плазунами і рослинами	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого
Інші, не ідентифіковані небезпеки	Не ідентифікований вплив на працівника	Травма, тяжка травма, смерть потерпілого

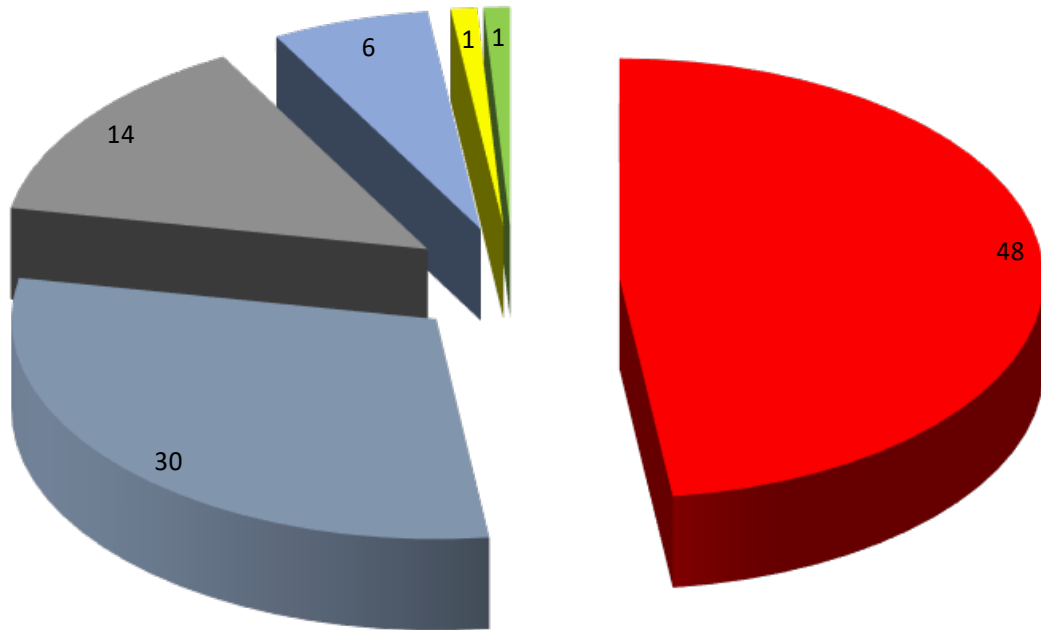
Нами доведено, що МКС це об'єкт ГТС. За аналогією фізичних процесів МКС є компресорною станцією, найближчим аналогом КС ЛЧМГ, небезпечні (шкідливі) виробничі чинники, що виникають під час їх експлуатації, подібні (табл. 3.3.).

Відомо, що головною складовою комплексу небезпечних виробничих факторів [56], що виникають під час експлуатації об'єктів ГТС, є викиди природного газу, а шкідливими виробничими чинниками – є тиск вибуху ударної хвилі, викид та розліт обладнання, осколків обладнання, ґрунту, інтенсивний тепловий потік полум'я, вплив токсичних продуктів горіння.

Встановлено, що найгіршим сценарієм виникнення та розвитку можливих аварій на об'єктах МГ, є наступна послідовність подій: розгерметизація трубопроводу (посудини, що працює під тиском, компресорних агрегатів) → викид труб на поверхню ґрунту (утворення котловану) → викид природного газу на відкритому майданчику → утворення вибухонебезпечної хмари → вибух (розліт осколків, факельне горіння) у просторі → пошкодження різного ступеня тяжкості будівель та споруд, ураження експлуатаційного персоналу та людей з числа цивільного населення, мешканців населених пунктів, розташованих поблизу місця аварії → забруднення навколишнього природного середовища [56].

На основі проведеного аналізу друкованих джерел та узагальнення даних, нами визначені типові чинники, які призводять до виникнення аварій на об'єктах ГТС на етапі експлуатації, та представлені на рис.3.11.

Під час аналізу нормативних та пов'язаних з ними документів [63, 67,68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83], нами встановлено, що оцінити техногенні ризики ЛЧМГ, розробити та впровадити методикку визначення техногенного ризику лінійної частини магістральних газопроводів, сформуванати та запровадити ризик-орієнтований підхід до питання забезпечення безпеки об'єктів галузі неможливо без детальної ідентифікації можливих «відмов».



- Деградація сталі труб внаслідок корозії, зношування, втоми
- Дефекти виготовлення труб, арматури, з'єднань трубопроводів, будівельно-монтажні дефекти
- Механічні пошкодження труб, арматури, іншого обладнання
- Дії експлуатаційного персоналу
- Вихід з ладу контрольно-вимірювальних приладів, датчиків, систем автоматики, запобіжних пристроїв, механічної частини компресорних агрегатів тощо
- Вплив стихійних явищ природного характеру

Рисунок 3.11 – Розподіл чинників, що призводять до аварії на об'єктах ГТС, за ступенем впливу, %

Враховуючи вимоги «Методики визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки» [83], нами розроблено типове «Дерево відмов для магістрального трубопроводу», яке наведене у блок-схемі (рис. 3.12).

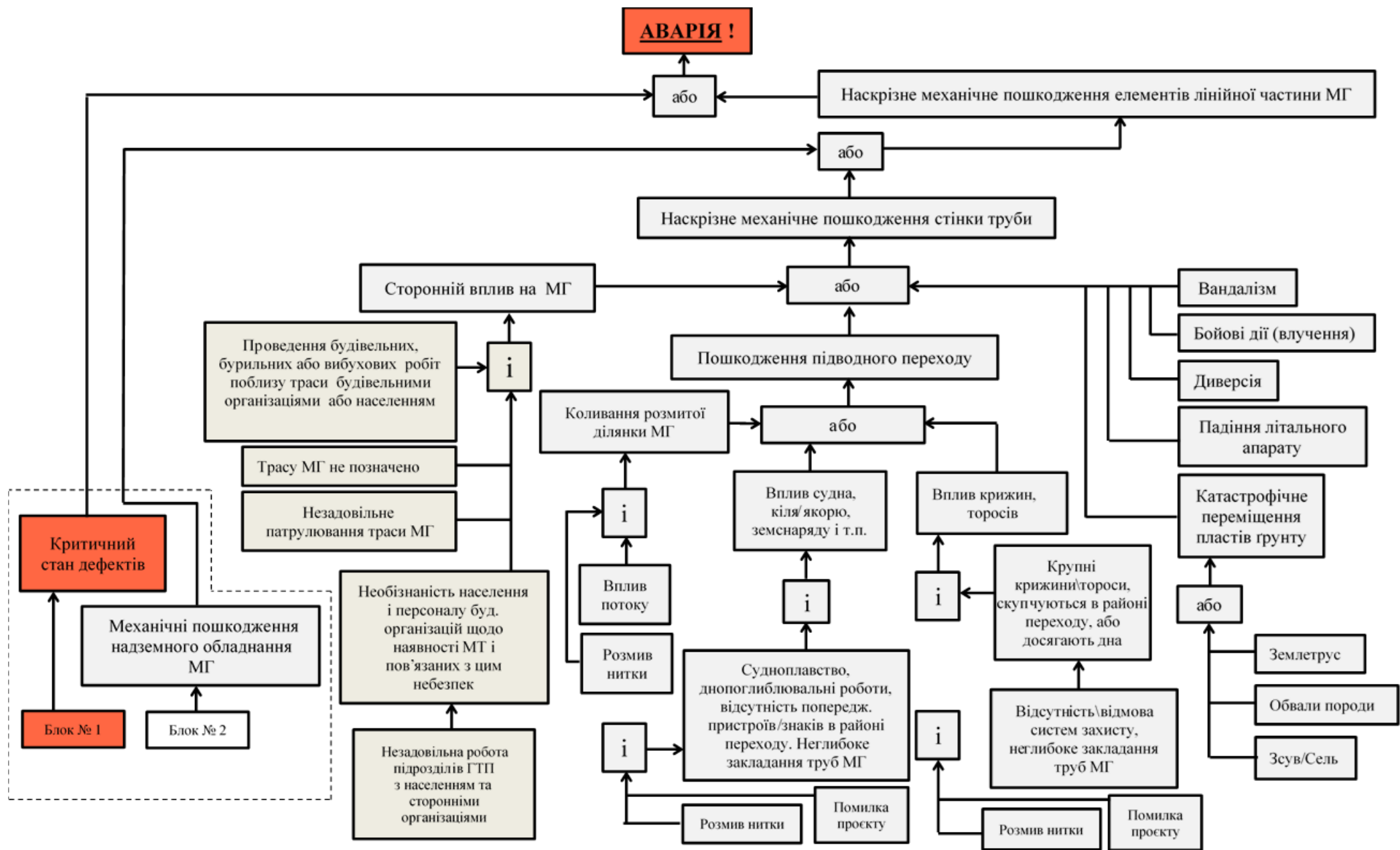


Рисунок 3.12 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу

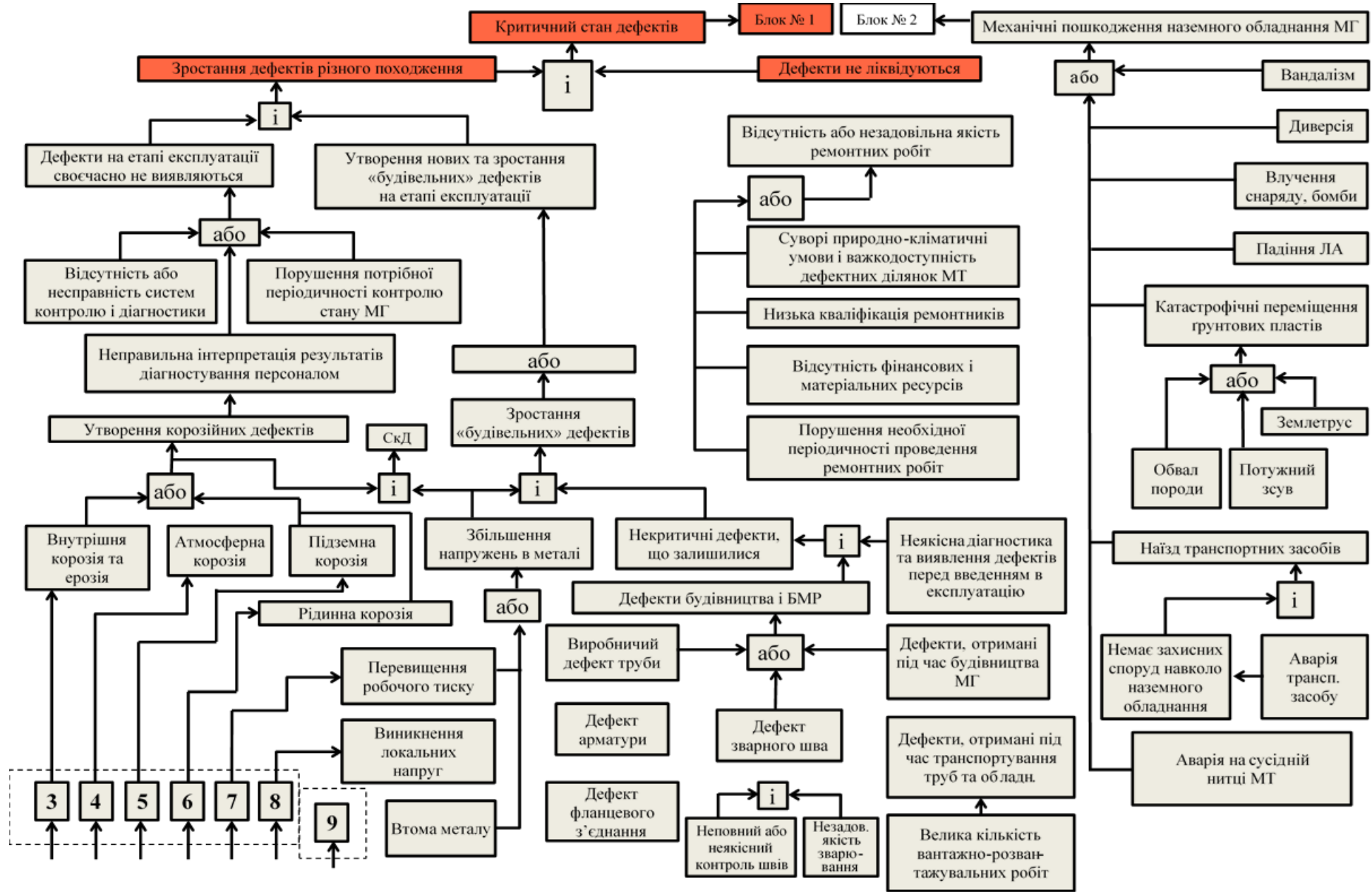


Рисунок 3.12 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 1)

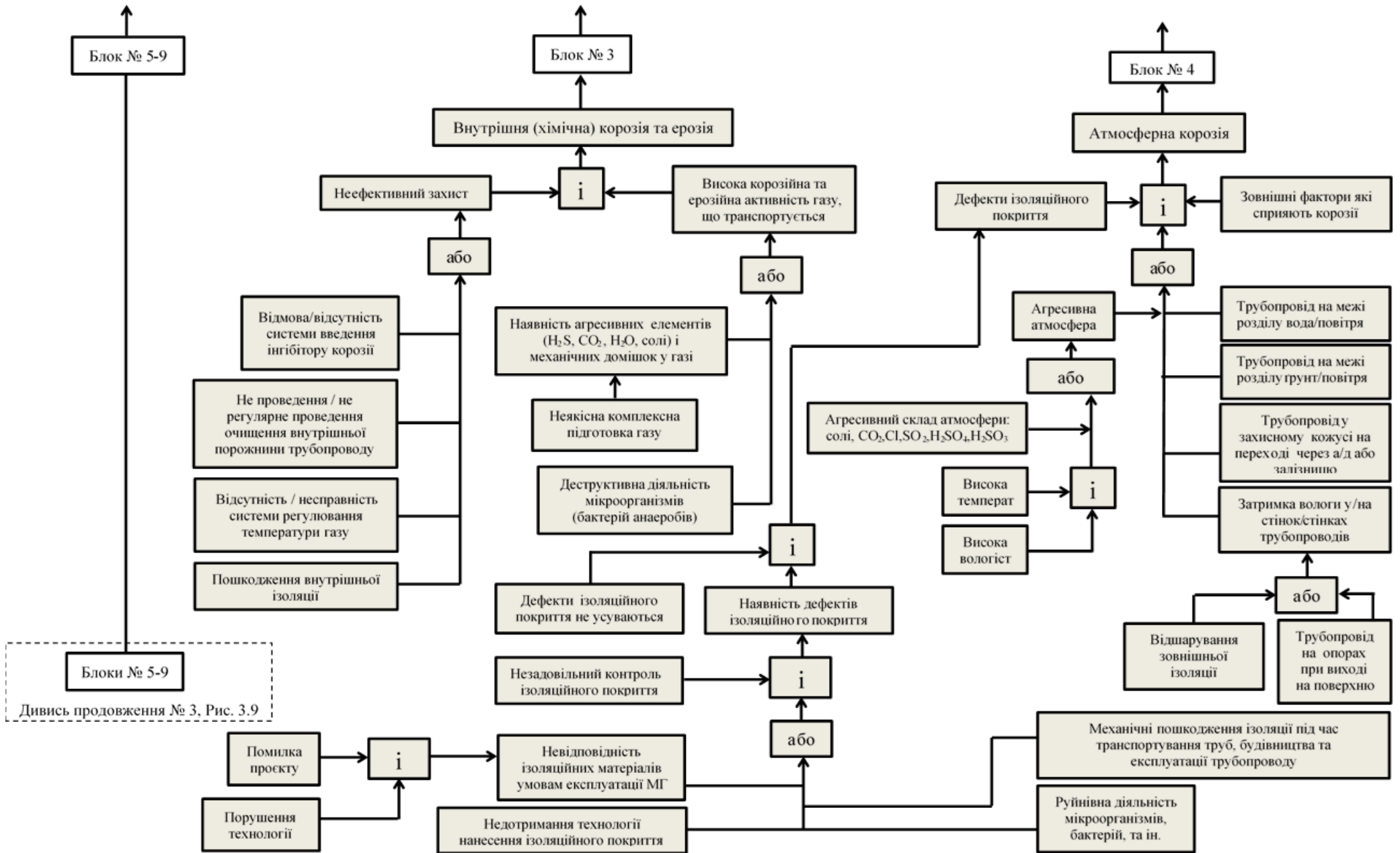


Рисунок 3.12 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 2)

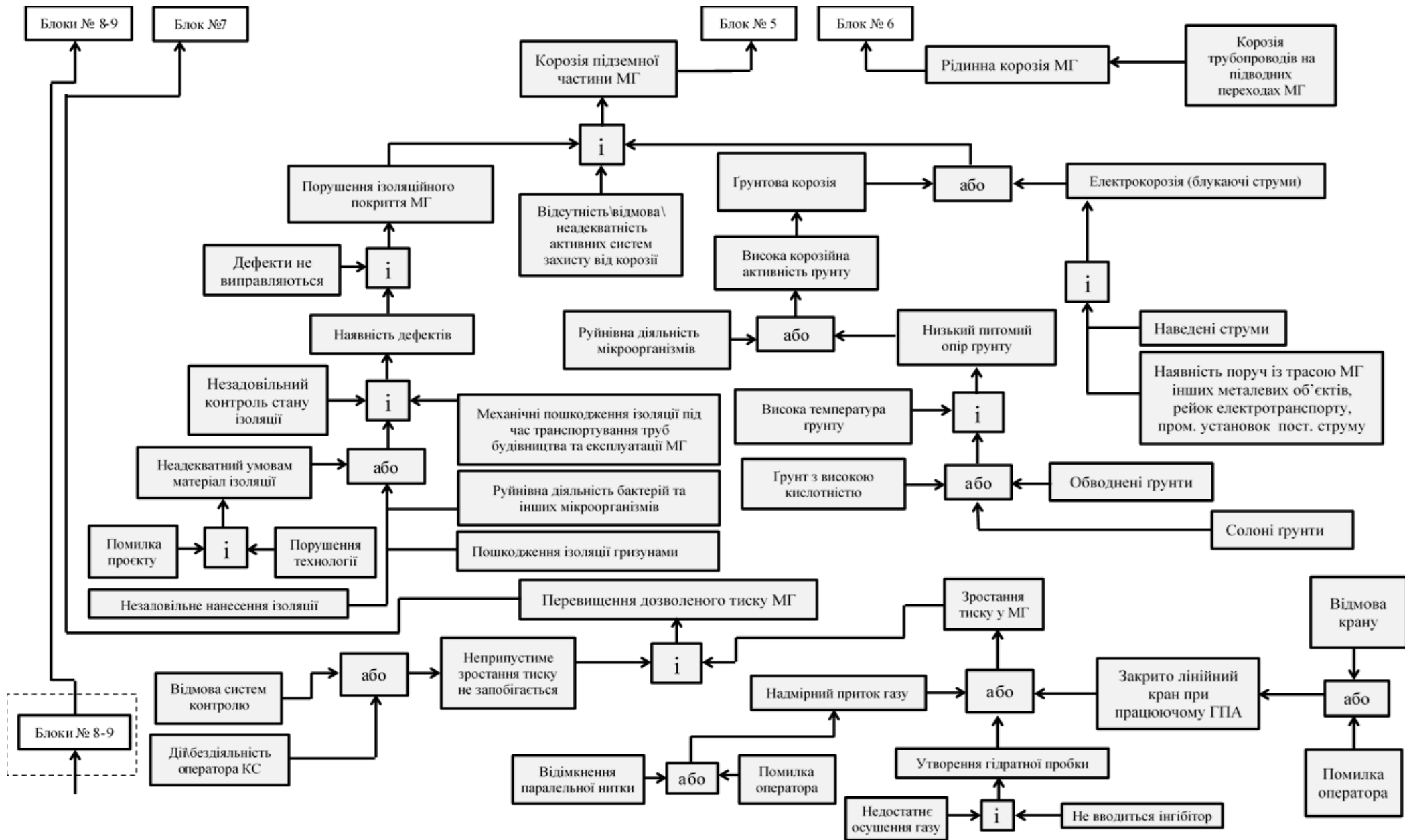


Рисунок 3.12 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 3)

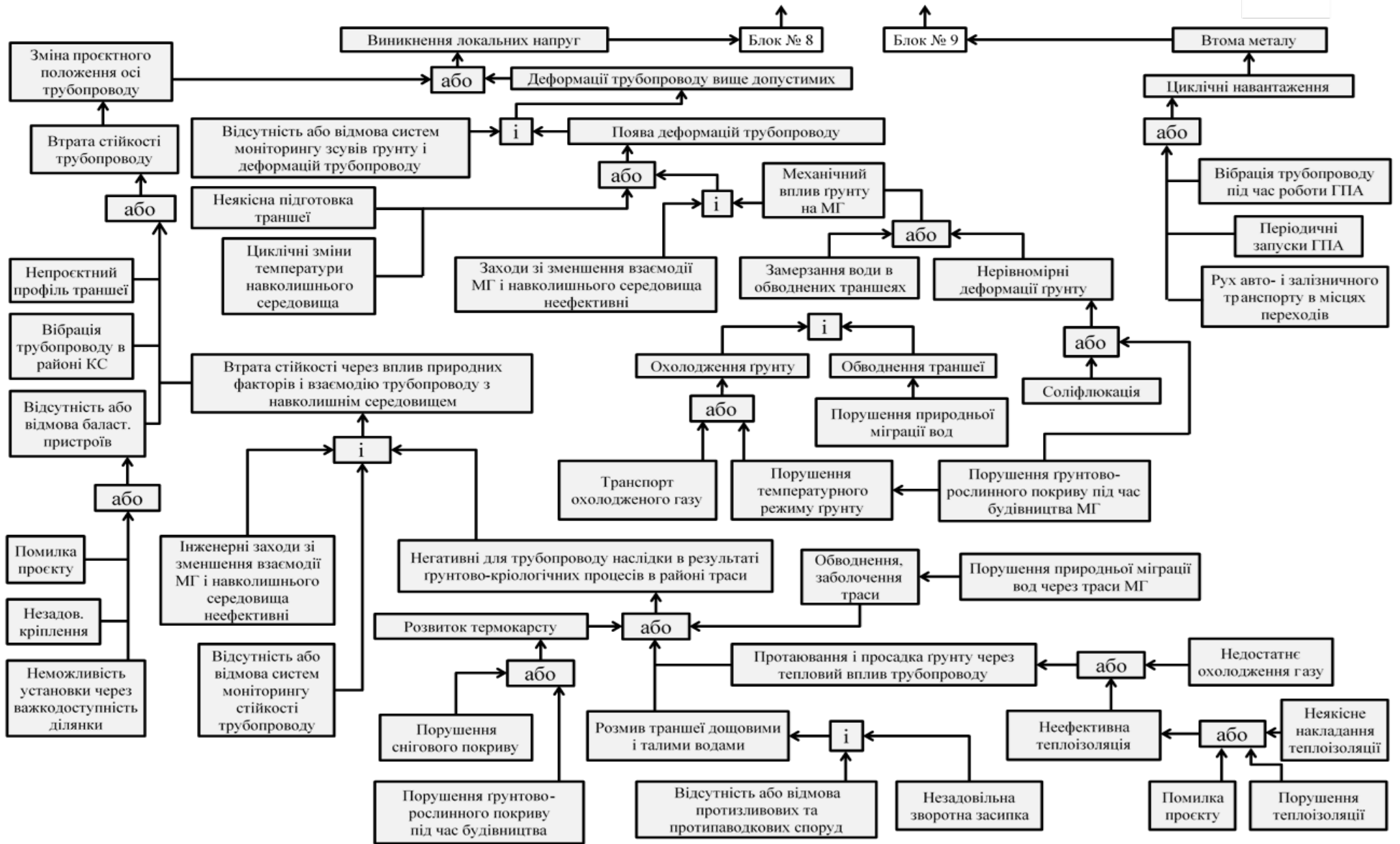


Рисунок 3.12 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 4)

Нами визначені події, які призводять до виникнення і розвитку аварії на об'єктах транспортування вуглеводнів, їх можливо умовно поділити на дві групи [56, 84]:

1 група – випадкові події: сторонній вплив у вигляді стихійних лих, проведення несанкціонованих будівельних та інших робіт у охоронній зоні МГ, ударних хвиль вибухів, наслідків бойових дій, диверсії, саботажу, терористичних актів, падіння літальних об'єктів, вандалізм тощо;

2 група – невідповідності: порушення норм проектування, будівельних норм і державних (галузевих) стандартів на етапі проектування та будівництва, порушення вимог охорони праці, правил (регламентів) технічної і безпечної експлуатації, порушення трудової та виробничої дисципліни, небезпечні відхилення циклічно контрольованих параметрів стану об'єктів, корозійний знос, фізичний знос, утомленість сталей, дефекти геометрії та тіла труб, порушення технологічних режимів, вихід параметрів середовища (системи) за межі дозволених значень та інше.

Щодо базових понять, з точки зору транспорту газу, поява технології евакуації природного газу технологічно не змінює сам процес, а саме:

– транспортування газу залишається роботою підвищеної небезпеки (газонебезпечна робота) високої складності, яку виконує експлуатаційний персонал газотранспортних підприємств із застосуванням машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки [85, 86];

– ризики під час експлуатації ГТС (МКС), як і раніше, поділяються на ризики ушкодження людей (експлуатаційний персонал, інші), ризики нанесення збитків майну чи довкіллю, або їх поєднання;

– як і раніше, під час виконання газонебезпечних робіт існує ймовірність нанесення шкоди здоров'ю працівників газотранспортних підприємств та іншим особам.

Що стосується механізму визначення тяжкості заподіяної шкоди, тут також усе залишається без змін, тяжкість шкоди здоров'ю людей під час

експлуатації МКС доцільно визначається на підставі оцінки тяжкості тілесних ушкоджень та кількості постраждалих.

Що стосується логіки визначення (ідентифікації) ризику під час експлуатації МКС, все теж без змін, ризик ушкодження людей (колективний, індивідуальний) доцільно оцінювати з тих передумов, що експлуатаційний персонал, який обслуговує об'єкти ГТС (МКС), виконує певний час певні дії, перебуваючи безпосередньо поруч з трубопроводами (агрегатними, обладнанням) МГ, КС, МКС, ГРС, а у разі багатониткової прокладки МГ, ще і на поздовжній осі симетрії коридору трубопроводів МГ за умов, що усі ці трубопроводи (агрегати) постійно знаходяться під тиском газу величиною до 7,5 МПа, а також з того, що й інші люди можуть потрапити в охоронну зону МГ, КС, ГРС, МКС завдяки тому, що деякі види господарської діяльності в охоронних зонах об'єктів ГТС законодавчо не обмежуються.

Під час транспортування газу МКС, внаслідок аварії МКС та МГ ЛЧМГ, існує ймовірність нанесення шкоди і/або збитків майну чи довкіллю або їх поєднання, і тут тяжкість шкоди і/або збитки, заподіяні майну чи довкіллю, або їх поєднання якісно і кількісно вимірюються об'єктивно і можуть бути описані за допомогою загальних понять або математично.

Під час експлуатації МКС, ризики нанесення збитків майну чи довкіллю або їх поєднання оцінюються також об'єктивно, з тих передумов, що найвірогідніші (типові) сценарії розвитку можливих аварій, визначені, кількість (об'єм, фізико-хімічні властивості) небезпечних речовин, які беруть участь у аварії, з урахуванням їх надходження із сусідніх ділянок трубопроводів протягом перекриття потоків газу, відомі, радіуси зон та термін впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників, відстані від об'єктів МГ до МКС та інших об'єктів, де може знаходитись «об'єкт турботи», розраховуються, тобто відомі.

З огляду на порівняно низьку інтенсивність виникнення аварійних ситуацій на МГ та порівняно «низький» рівень летального травматизму серед працівників газотранспортних підприємств, можливо припустити, що

переважна більшість небезпек, які можуть виникнути під час будівництва та експлуатації об'єктів ГТС, ідентифіковані та максимально виключаються на етапах проектування об'єктів ГТС, виготовлення труб, фасонних деталей, запірних пристроїв іншого обладнання/устаткування, нормування технологічних та будівельних процесів тощо.

Таким чином, з огляду на вищевикладене, у зв'язку з появою технології контролю тиску газу [50, 51], питання забезпечення безпеки та ефективності ГТС є таким, яке підлягає поглибленому переосмисленню з урахуванням того, що у зв'язку з появою зазначеної технології у ГТП з'явилася можливість:

- евакуувати газ та своєчасно виконати необхідні ремонти;
- знизити тиск у обраній ділянці МГ, перевіривши таким чином дефекти тіла трубопроводу у іншу, не критичну, категорію;
- евакуйовувати газ, відповідно запобігати стравлюванню газу до атмосфери з відключених (тупикових) ділянок МГ;
- проводити систематичні пневматичні випробування МГ без втрати товарної продукції, тощо.

3.9 Залежності у питаннях безпеки та енергоресурсоефективності об'єктів нафтогазової галузі. Базова методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем

Згідно термінології запропонованого нами термінологічного апарату:

1. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу існування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводів споживачам, або технічні параметри

(властивості) зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів можуть зберігатися під дією руйнуючих впливів.

2. Енергоресурсоефективність системи – здатність системи ефективно та безпечно досягати мети існування за умов скорочення витрат усіх видів ресурсів у порівнянні з витратами за попередній-аналогічний період;

3. Ресурс – все, що можливо використати з метою задоволення потреб людини (людства), системи. Згідно положень п. 1, ст. 260 «Господарського кодексу України» (436-IV), окрему галузь складає сукупність усіх виробничих одиниць, які здійснюють переважно однакові або подібні види виробничої діяльності.

Відомо, що об'єднані метою сукупності елементів (у нашому випадку-виробничих одиниць) являють собою системи [51].

Тому нафтогазову галузь України доцільно вважати складною, інтегрованою в економіку та суспільне життя країни, системою.

Мета існування такої системи – доведення можливості системи у питаннях безпечного видобутку, підготовки, синтезу, зберігання, постачання (транзиту), розподілу вуглеводнів (водню) до їх повної реалізації, з урахування безпеки системи.

Проведені дослідження дозволили нами вивести базові залежності у питаннях безпеки складних галузевих систем. Застосовуючи запропоновані залежності можливо визначити рівень безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі.

Тоді залежність, яка може характеризувати стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$S_S = B_S \quad (3.1)$$

де S_S – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи;

B_S – показник стану відносної безпеки та працездатності системи (рівень безпеки).

Система знаходиться в стані відносної безпеки якщо значення $B_S \leq 1$.

$$B_S = \frac{D_1}{A_1} + \frac{D_2}{A_2} + \dots + \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (3.2)$$

де B_S – добуток співвідношень (баланс) між значеннями ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), які можуть негативно вплинути на стан (рівень) безпеки та працездатності елементів системи, на усіх етапах існування системи, з урахуванням усіх потреб системи та значеннями ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, у межах сучасних фахових понять, знань, уявлень і факторів та/або інших умов, які характеризують фактичний стан захищеності системи від дії зазначених загроз, од.;

D_n – числове значення ймовірності настання загроз, од.(≤ 1);

A_n – числове значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам, од.(≤ 1).

Тоді стійку закономірність, яка може характеризувати рівень (стан) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної галузі (іншої галузі промисловості) та/або галузі в цілому, можливо представити у наступному виразі:

$$S_{GS} = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \frac{D_3}{A_3} \times \frac{D_4}{A_4} \times \frac{D_5}{A_5} \times \frac{D_6}{A_6} \times \frac{D_7}{A_7} \times \frac{D_8}{A_8} \times \dots + \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (3.3)$$

де S_{GS} – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної (іншої) галузі;

D_1 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб із числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, нанесення шкоди обладнанню (устаткуванню) галузі (держави, інших осіб), пов'язаних із вибором методу ідентифікації (оцінки ризику) прогнозованих загроз та математичного апарату оцінки ймовірності їх настання, од.;

D_2 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб із числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із виробничою діяльністю об'єктів галузі, од.;

D_3 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб із числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із технічними, технологічними особливостями об'єктів галузі, од.;

D_4 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності проєктних рішень об'єктів галузі вимогам чинного законодавства, од.;

D_5 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проєктної документації під час будівництва об'єктів галузі, од.;

D_6 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проєктної документації, правил безпеки, правил технічної експлуатації, технологічних регламентів, іншої нормативної документації під час їх експлуатації, од.;

D_7 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз виникнення аварії та/або розгерметизації трубопроводів (посудин, що працюють під тиском тощо)

випадкового/невипадкового характеру на об'єктах галузі під час їх експлуатації, од.;

D_8 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз обмеження постачання споживачів вуглеводнями (воднем), од.;

D_n – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією інших прогнозованих загроз, од.;

$A_{1,2,3...n}$ – числове значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних, організаційно-технічних заходів протидії ідентифікованим-прогнозованим загрозам $D_{1,2,3...n}$ (скорочення загроз $D_{1,2,3...n}$ /ухилення від загроз $D_{1,2,3...n}$ /виключення загроз $D_{1,2,3...n}$), од.

При цьому, під час визначення числових значень ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), а також ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, важливим є застосування одного і того ж самого математичного апарату.

При чому, під час розробки та впровадження комплексу заходів протидії прогнозованим загрозам $D_{6,7,8}$ застосування технології запобігання емісії вуглеводнів (водню) у навколишнє природне середовище, робочу зону, шляхом їх евакуації та/або акумулювання є дієвим запобіжним заходом забезпечення безпеки та енергоефективності об'єктів ГТС.

Енергоресурсоефективність складних систем тісно пов'язана з їх безпекою та працездатним станом.

Залежність, що характеризує рівень (стан) енергоресурсоефективності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$E_S = (E_2 + E_3) - (E_1 + E_3), \text{ облікових одиниць} \quad (3.4)$$

де E_S – енергоресурсоефективність системи, од;

E_1 – витрати ресурсів за попередній/аналогічний період функціонування системи, од;

E_2 – витрати ресурсів за поточний період функціонування системи, од;

E_3 – витрати ресурсів на впровадження запобіжних заходів, од.

При цьому, у кінцевому розрахунку, приймають участь витрати ресурсів, виражені у грошовому еквіваленті, з урахуванням індексу інфляції.

3.10 Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз

За підсумками проведеного нами аналізу, з метою підвищення рівня виробничої безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі України (газотранспортних підприємств включно), з урахуванням «Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки» [89] та у розвиток «Концепції управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру» [57], «Концепції реформування системи управління охороною праці в Україні» [58], «Концепції розвитку Національної академії наук України на 2014-2023 роки» [90], пропонуємо наступну «Концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України» [90] (рис. 3.13).

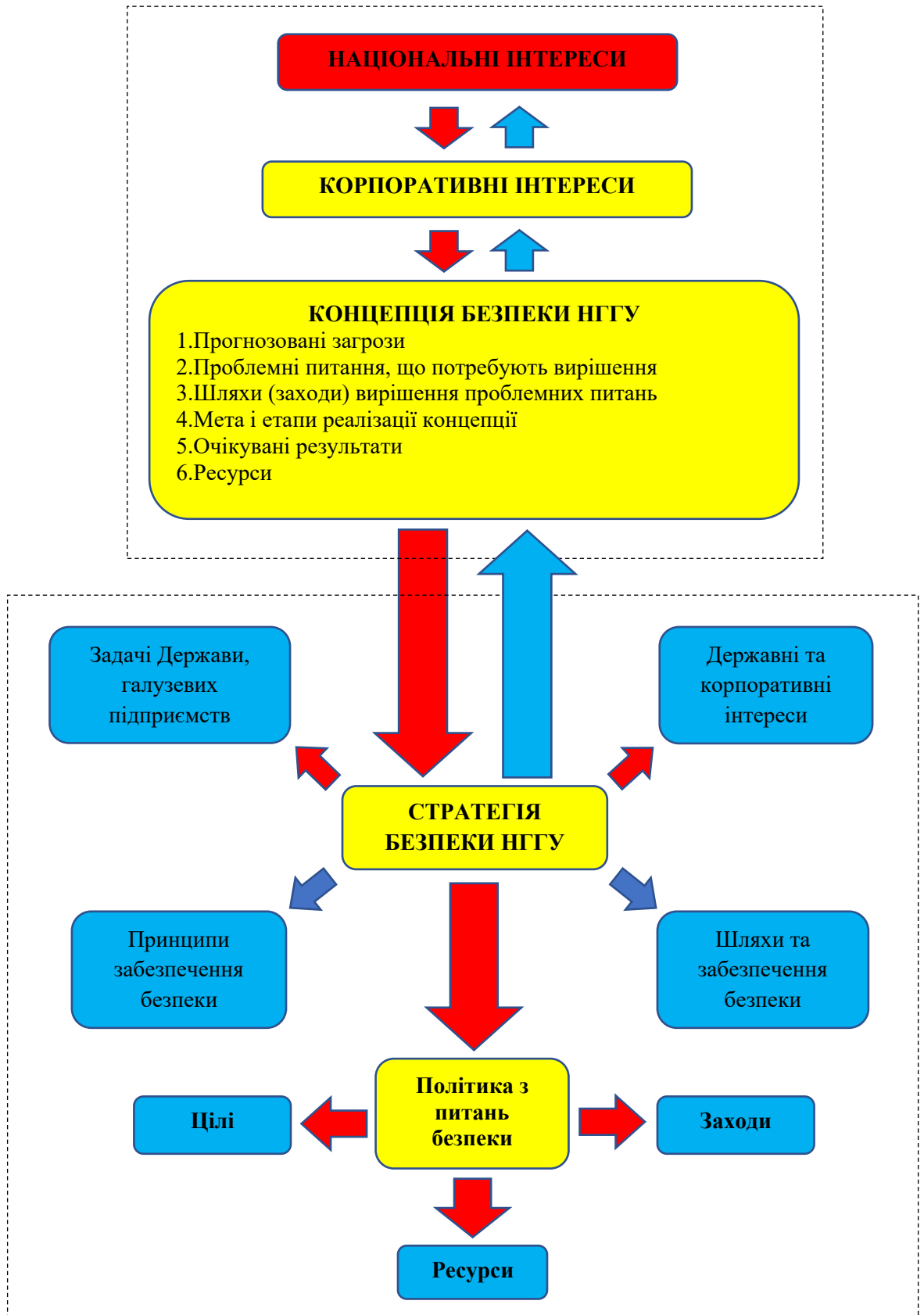


Рисунок 3.13 – Алгоритм концепції забезпечення безпеки підприємств нафтогазової галузі України (НГГУ)

Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України – нафтогазова галузь може бути відносно безпечною та енергоресурсоефективною, за умов якщо її об'єкти будуть знаходитись у такому технічному стані, стані захищеності (функціонування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів (прогнозованих загроз) не буде призводити до процесів, які можуть вважатися небезпечними і негативними по відношенню до них, до працівників галузі, до інших осіб, до постачання споживачів вуглеводнями (воднем), до енергоресурсоефективності машин (механізмів, устаткування), до навколишнього середовища та/або технологічне обладнання (агрегати) і їх герметичність, інші явища та процеси набудуть властивостей зберігатися під дією руйнуючих впливів.

Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України це галузева концепція, яка відноситься до економічної та екологічної сфери «Стратегії національної безпеки України» [59].

3.10.1 Прогнозовані загрози

Загроза аварій – загроза настання на території об'єктів галузі (землях транспорту) чи прилеглих територіях інших суб'єктів господарювання, інших країн небезпечних подій техногенного характеру, що можуть спричинити ураження, травмування працівників галузі, працівників наближених об'єктів інших суб'єктів господарювання, населення, створюють загрозу життю або здоров'ю працівників, населення, можуть призвести до руйнування будівель, споруд, обладнання, транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу чи спричиняють наднормативні аварійні викиди забруднюючих речовин та інший шкідливий вплив на навколишнє природне середовище.

Загроза травмування (професійних захворювань) працівників – загроза настання під час провадження професійної діяльності працівників таких подій, які можуть вважатися небезпечними і негативними по відношенню до

них та, з високим ступенем ймовірності, можуть призвести до травмування працівників та/або отримання ними захворювань внаслідок провадження професійної діяльності.

Загроза енергоресурсних втрат – загроза виникнення подій організаційно-технічного характеру, що можуть спричинити надмірні витрати фінансових, енергетичних, технологічних, людських, інших ресурсів та призвести до скорочення прибутку (зростання витрат) галузевих підприємств.

3.10.2 Проблемні питання, які потребують вирішення

Враховуючи світовий досвід, найбільш ефективним є таке управління ризиками, яке ґрунтується на досягненні певного рівня безпеки, балансу вигод і витрат в межах окремого об'єкту, території, галузі і держави в цілому.

Враховуючи світовий досвід, найбільш ефективним є таке управління ризиками, яке ґрунтується на досягненні певного рівня безпеки, балансу вигод і витрат в межах окремого об'єкту, території, галузі і держави в цілому. На сьогодні, механізми управління ризиками, спрямовані на зменшення їх значень, не набули широкого практичного застосування у нафтогазовій галузі України.

Так, кількісна оцінка ризиків використовується лише по відношенню до працівників галузі під час виконання робіт, а якісна оцінка ризиків, по відношенню до машин, механізмів, устаткування, не використовується взагалі, в тому числі не прогнозується ймовірність позитивно-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам безпеки та технічного стану та безпеці об'єктів, в першу чергу тих, які експлуатуються з дефектами.

Разом з цим, недосконалість нормативно-правових актів та неузгодженість на рівні держави і галузевому рівні методів управління

ризиками не надають галузі змоги досягти рівнів ризиків, що відповідають рівням економічно розвинутих держав.

Необхідність впровадження концептуальних засад забезпечення безпеки (управління ризиками виникнення аварій) невід'ємно від охорони праці, виробничої, цивільної, техногенної, екологічної безпеки та енергоресурсоефективності, викликана наявністю у галузі значної кількості небезпечних чинників організаційного та техногенного характеру, зокрема:

- великою кількістю та лінійною протяжністю об'єктів галузі на території держави, в тому числі, складними умовами прокладання магістральних трубопроводів;

- значною кількістю транскордонних переходів магістральних трубопроводів;

- необхідністю диверсифікації потоків товарної продукції магістрального транспорту вуглеводнів (водню);

- значною кількістю небезпечних речовин, що зберігаються, транспортуються, синтезуються та використовуються у технологічних процесах галузі;

- високим рівнем ризику (ймовірності) виникнення аварійних ситуацій техногенного характеру зумовленим значним ступенем зношеності основних виробничих фондів галузі (до 60-80%);

- не визнанням низького рівня енергоресурсоефективності об'єктів видобутку (синтезу), транспорту, зберігання вуглеводнів (водню) негативним чинником техногенного характеру, який впливає на безпеку галузі;

- невизнанням об'єктів галузі як об'єктів взаємопов'язаних систем як у питаннях безпеки технологічно, так і економічно;

- не використання якісних методів оцінки ризику (загроз), які враховують фактичний технічний стан об'єктів;

- не прийняття у розрахунок, під час проведення аналізу стану безпеки об'єктів галузі та розробки заходів протидії прогнозованим загрозам,

показників ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам;

- велика ступінь невизначеності у питаннях визначення фактичного технічного стану об'єктів галузі;

- недостатня якість обліку та узагальнення даних щодо технічного стану та стану енергоресурсоефективності машин, механізмів, устаткування галузі;

- невідповідність чисельності працівників (відповідної кваліфікації) галузі вимогам охорони праці, виробничої безпеки та обсягам виконання робіт із діагностування, технічного обслуговування та ремонту об'єктів;

- занепад системи професійного навчання та перевірки знань;

- недовідна методичне забезпечення, низький технічний і технологічний рівень державної (галузевої) системи технічного нагляду-контролю;

- низька якість та недостатній обсяг державного нагляду-контролю;

- не прогнозування у часі технічного стану та безпеки об'єктів, в першу чергу тих, які експлуатуються з дефектами;

- відсутність механізму визначення залишкового ресурсу обладнання (устаткування) та продовження терміну безпечної експлуатації об'єктів;

- недостатня якість обліку та узагальнення галузевих даних щодо аварій, нещасних випадків та професійних захворювань, а також про розробку та виконання заходів щодо їх недопущення;

- недостатня якість обліку та узагальнення даних щодо експлуатації устаткування підвищеної небезпеки галузі із типовими пошкодженнями, дефектами і несправностями, виникнення яких спричинено визначеними в експлуатаційних документах параметрами експлуатації, або є властивим для устаткування цієї конструкції, а також щодо впливу технічного стану устаткування на рівень загрози (ризик) виникнення нещасних випадків (професійних захворювань) на виробництві чи аварій на об'єктах галузі;

- самовільна забудова земельних ділянок у межах охоронних зон об'єктів галузі;

- недостатній рівень інформування суспільства про особливості обмежень господарської діяльності в межах охоронних зон об'єктів галузі про аварії, про причини аварій (нешасних випадків, професійні захворювання), про технічний стан об'єктів, про стан безпеки та енергоресурсоефективність машин (механізмів, устаткування) галузі тощо.

3.10.3 Мета і етапи реалізації Концепції

Метою Концепції є підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі, забезпечення досягнення гарантованого рівня безпеки життєдіяльності та належних умов праці працівників галузі, інших громадян і суспільства.

Концепція розрахована на довгострокову перспективу і може бути основою для розробки нормативно-правових актів, загальнодержавних, регіональних та галузевих програм у сфері охорони праці, виробничої, техногенної безпеки у нафтогазовій галузі. Підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі повинне здійснюватися поетапно.

На першому етапі слід розробити, гармонізувати з європейським та прийняти державний та галузевий понятійні апарати у сфері безпеки, енергоресурсоефективності та управління ризиками, встановити відповідні рівні безпеки, ризику, в тому числі такі рівні (їх значення), які надалі вважатимуться прийнятними.

На другому етапі необхідно:

- визначити джерела найбільш небезпечних загроз (ризиків);
- виявити весь спектр ризиків та провести опис сценаріїв їх прояву на найближчі 5 років, в подальшому щорічно;

- оцінити ймовірність настання ризикових подій та їх можливі наслідки;
- здійснити ранжування всіх підтверджених ризиків за критеріями тотожності і взаємопов'язання;
- розбити ризики на групи за категоріями типових ризиків;
- сформувати класи ризиків;
- поділити ризики за пріоритетом реагування, ступенем важливості і терміновості нарощування спроможностей для посилення стійкості до наслідків і методичними особливостями формування політики реагування;
- визначити стан (рівень) безпеки та енергоресурсоефективності для усіх об'єктів галузі;
- забезпечити процес зменшення ризиків до прийнятих значень;
- окремо розглянути ризики, які не мають достатньої доказової бази, але у майбутньому можуть стати актуальними.

На третьому етапі слід забезпечити досягнення значень показників рівнів (стану) безпеки та енергоресурсоефективності на об'єктах галузі відповідно до тих, що використовуються в економічно розвинутих державах, з урахуванням того, що фактичний рівень (стан) безпеки визначається як добуток співвідношень (баланс) між значеннями ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), які можуть негативно вплинути на стан (рівень) безпеки та працездатності елементів системи, на усіх етапах існування системи, з урахуванням усіх потреб системи та значеннями ймовірності позитивно-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, в межах сучасних фахових понять, знань, уявлень і факторів та/або інших умов, які характеризують фактичний стан захищеності системи від дії загроз.

3.10.4 Шляхи та заходи вирішення проблемних питань

а) Проблеми можуть бути розв'язані шляхом вжиття заходів:

– забезпечення єдності принципів формування і проведення державної та галузевої політики у сфері охорони праці, виробничої та техногенної безпеки;

– розробки та встановлення на рівні держави законодавчо (нормативно) передбаченого мінімального/гранично допустимого рівня безпеки від виробничої діяльності підприємств/працівників галузі по відношенню до працівників галузі, населення, навколишнього середовища та розмірів сплати страхових виплат у разі виникнення аварії;

– взаємоінтеграції систем охорони праці, цивільного захисту, виробничої та техногенної безпеки України між собою та з подібними системами інших держав у питаннях забезпечення належного рівня безпеки галузі;

– оптимізації та гармонізації із досвідом розвинутих країн систем (механізмів) державного та галузевого регулювання у сфері безпеки та управління ризиками (системи стандартизації, сертифікації, державної експертизи, державного нагляду і контролю, ліцензування, економічного регулювання, декларування безпеки об'єктів галузі і страхування тощо);

– регуляторного впливу на об'єкти галузі державного та галузевого регулювання через чітке визначення основних засад їх безпечної та ефективної експлуатації із урахуванням ідентифікованих та прогнозованих загроз, а також вжиття державних регуляторних заходів щодо мінімізації ризиків на всіх стадіях життєвого циклу ОПН, ПНО галузі (на етапах їх проектування, розміщення, будівництва, монтажу, пуск в експлуатацію, експлуатації та ліквідації);

– утворення економічного фундаменту управління безпекою, починаючи від об'єктового і галузевого рівня, закінчуючи загальнодержавним;

– створення комплексу економічних механізмів управління безпекою в умовах обмежених ресурсів держави. Комплекс повинен забезпечити оптимальний баланс санкцій та заохочень у відповідності до фактичного рівня безпеки об'єктів галузі;

– забезпечення нормування рівнів безпеки та ризиків (доцільно застосовувати значення ризиків, що використовуються в економічно розвинутих державах);

– гармонізації галузевого нормування рівнів ризиків із державним нормуванням;

– застосування, під час ідентифікації небезпек та оцінки ризику об'єктів галузі, кількісних і якісних методів оцінки одночасно;

– під час визначення рівня безпеки та енергоресурсоефективності об'єктів галузі врахування такого показнику як ймовірність позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам;

– нормативного забезпечення факту того, що з точки зору управління, безпеки та економіки об'єкти галузі є елементами єдиних систем;

– забезпечення загальної оцінки стану безпеки об'єктів галузі;

– розроблення механізмів державного та галузевого регулювання у сфері управління ризиками галузі;

– розробки та впровадження на державному законодавчому та галузевому рівнях механізму термінового внесення змін до положень нормативно-правових актів з питань охорони праці, цивільної/техногенної безпеки тощо, з метою можливості швидкого впровадження інноваційних технологій (матеріалів);

– приведення чисельності працівників (відповідної кваліфікації) галузі у відповідність до вимог охорони праці, виробничої безпеки та у відповідність обсягам виконання робіт із діагностування, технічного обслуговування та ремонту об'єктів;

– відновлення системи професійного навчання та перевірки знань;

- відновлення методичного та матеріально-технічного забезпечення державної (галузевої) системи технічного нагляду-контролю;
- відновлення якості та обсягу державного нагляду-контролю;
- підвищення темпів відновлення та технічного переоснащення основних фондів галузі;
- облаштування вузлів підключення мобільних компресорних станцій на об'єктах підготовки, зберігання та магістрального транспорту газу;
- облаштування акумуляторів газу на КС магістральних газопроводів (міжпромислових та промислових КС, ДКС), КС підземних сховищ газу;
- обґрунтованого «відглушення» та демонтажу трубопроводів (обладнання), які тривалий час не приймають участь у транспортуванні товарної продукції внаслідок втрати працездатного стану (технологічної необхідності);
- методичного забезпечення та впровадження державних стандартів прогнозування ризику від експлуатації машин, механізмів, обладнання, устаткування галузі, що експлуатується з дефектами;
- методичного забезпечення та впровадження державних стандартів, які регламентуватимуть питання визначення залишкового ресурсу обладнання (устаткування) та продовження терміну безпечної експлуатації об'єктів галузі;
- впровадження нових технологій та конструкційних матеріалів (обладнання), які забезпечують під час експлуатації, виконання ремонтних (регламентних) робіт зниження обсягів емісії у навколишнє природне середовище або робочу зону небезпечних (шкідливих) речовин, товарної продукції, що транспортується (зберігається, синтезується), або їх безпечно та енергоефективну утилізацію, акумулювання;
- розробки, впровадження нових технологій, які забезпечують високий рівень енергоресурсоефективності процесів видобутку (виробництва), підготовки, синтезу, транспортування та зберігання вуглеводнів (водню);

– розробки та впровадження нового технологічного обладнання (агрегатів), машин, технологічних процесів, які мають покращені, у порівнянні з існуючими, властивості зберігатися під дією руйнуючих впливів, в тому числі, заходів та засобів захисту підземних та надземних комунікацій від електрохімічної та біологічної корозії;

– розробки та впровадження нового технологічного обладнання (агрегатів), машин, технологічних процесів тощо, що унеможливають несанкціоновану розгерметизацію об'єктів галузі;

– розробки та впровадження приладів (устаткування) раннього виявлення витоків товарної продукції на об'єктах галузі та відповідної системи сповіщення (сигналізації) населення про загрозу настання аварії;

– на законодавчому рівні зобов'язання органів місцевого самоврядування та підприємства галузі до повторного проведення інформаційно-роз'яснювальної роботи із суб'єктами господарювання та особами, що порушують режим охоронних зон, щодо усунення ними відповідних порушень. У разі відмови порушника усунути порушення, на законодавчому рівні зобов'язання органів місцевого самоврядування усунути їх за рахунок бюджету громади, із подальшим відшкодуванням порушником заподіяних збитків органам місцевого самоврядування у судовому порядку. Зобов'язання правоохоронних органів сприяти органам місцевого самоврядування під час виконання робіт із приведення стану охоронних зон об'єктів галузі у відповідність до вимог чинного законодавства. У разі якщо підприємства галузі не проводили передбачену чинним законодавством інформаційно-роз'яснювальну роботу, протягом відведеного для цього часу у передбачений спосіб відшкодування заподіяних органам місцевого самоврядування та іншим зацікавленим особам збитків покладається на підприємства галузі. Розробка та прийняття відповідних змін до чинного законодавства;

– обґрунтування необхідності та розробка «Стратегії безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України».

Необхідність взаємоінтеграції систем охорони праці та цивільного захисту України та інтеграції їх із подібними системами інших держав, з метою вирішення завдань з управління ризиками, викликана:

- глобальним характером можливих аварій галузі;
- можливістю поширення наслідків певних видів аварій галузі на території інших підприємств, інших держав;
- не повним обмеженням господарської діяльності в охоронних зонах об'єктів трубопровідного транспорту галузі;
- міжнародними зобов'язаннями України щодо запобігання виникненню масштабних надзвичайних ситуацій, викидам правікових газів, а також щодо інформування, нейтралізації і надання допомоги у разі їх виникнення;
- необхідністю інтеграції України в європейську мережу моніторингу нещасних випадків, профзахворювань та надзвичайних ситуацій;
- наявністю вигод від міжнародного співробітництва у сфері управління ризиками.

б) Управління ризиками повинне здійснюватися на принципах:

- прийнятності, який полягає у визначенні та досягненні у галузі соціально, економічно і технічно обґрунтованих нормативних значень ризиків для працівників галузі, населення, навколишнього природного середовища та об'єктів галузі (об'єктів економіки, наближених до об'єктів галузі);
- превентивності, який передбачає максимально можливе і завчасне виявлення небезпечних значень показників стану чи небезпечного процесу, які створюють загрозу загибелі людей, виникнення аварій та вжиття

конкретних заходів, спрямованих на нейтралізацію прогнозованих загроз та/або мінімізації їх наслідків;

– мінімізації, згідно з яким ризик необхідно зменшувати до рівня досягнення розумного компромісу між безпекою та розміром витрат на її забезпечення;

– повноти, відповідно до якого ризику для життєдіяльності людини чи функціонування будь-якого об'єкта галузі є інтегральною величиною, яка повинна визначатися з урахуванням усіх загроз виникнення аварій, а також людського фактору;

– адресності, який полягає в тому, що ризиком повинен управляти той суб'єкт управління ризиком, на об'єкті або території якого він існує. Державне управління ризиками є обов'язковим;

– вибору раціонального значення ризику, відповідно до якого суб'єкт управління ризиком забезпечує в межах від мінімального до гранично допустимого таке значення ризику, яке він вважає доцільним виходячи з наявних у нього економічних, технічних і матеріальних ресурсів, існуючих соціальних і політичних умов; суб'єкт управління ризиком, обираючи раціональне значення ризику, повинен гарантувати законодавчо (нормативно) передбачений рівень безпеки для працівників, населення, навколишнього середовища та сплату страхових виплат у разі виникнення аварії;

– обов'язковості інформування, яка полягає в тому, що кожний суб'єкт управління ризиком зобов'язаний регулярно надавати органам державної влади та органам місцевого самоврядування існуючі значення ризиків та перелік впроваджених заходів щодо їх мінімізації;

– свободи інформації, відповідно до якого необхідно інформувати суспільство про стан безпеки об'єктів галузі, враховувати громадську думку під час вирішення питань щодо будівництва нових та експлуатації існуючих ОПН (ПНО) галузі.

3.10.5 Очікувані результати

Реалізація запропонованої Концепції дасть змогу:

– забезпечити стале підвищення рівня охорони праці, виробничої, цивільної/техногенної, екологічної безпеки та енергоресурсоефективності галузі;

– запровадити дієві форми аналізу, оцінки, експертизи і контролю безпеки ОПН та ПНО галузі на всіх етапах їх життєвого циклу;

– запровадити у галузі нормування рівнів безпеки, ризиків та застосування відповідних норм під час удосконалення механізмів державного та галузевого регулювання у сфері охорони праці та техногенної безпеки;

– створити сприятливі умови для запровадження системи аналізу та управління ризиками як основи регулювання безпеки працівників, об'єктів галузі, населення і територій України;

– прискорити формування єдиного підходу з управління безпекою в усіх сферах виробництва та на всіх підприємствах галузі;

– забезпечити прозорість, відкритість підприємств галузі та ефективну діяльність органів державної влади у сфері управління ризиками.

Застосування положень цієї Концепції не потребує додаткових фінансових, матеріально-технічних витрат і трудових ресурсів.

Висновки до розділу 3

1. На основі проведеного нами аналізу встановлено, що:

– в Україні питання «безпека ЄСГ, ГТС, ГРС..» законодавчо не врегульовані, чим значно ускладнюється процес управління ризиками зазначених систем, на державному рівні;

– підприємства нафтогазової галузі України не визначають стан (рівень) відносної безпеки та працездатності об'єктів, відповідно не враховують такий показник як ймовірність позитивного-компенсаційного

впливу запобіжних організаційно-технічних заходів протидії ідентифікованим-прогнозованим загрозам;

– підприємства нафтогазової галузі України, під час оцінки ризиків, не користуються якісними методами оцінки, які враховують фактичний технічний стан об'єктів;

– підприємства нафтогазової галузі України, під час розробки та впровадження запобіжних заходів, не враховують наявність, в тому числі, вітчизняних технологій контролю тиску товарної продукції (речовин, що транспортуються) за рахунок її перекачування та акумулювання, не враховують технологічні можливості мобільних компресорних станцій;

– у нормативно-правовому полі України не регламентуються конструктивні, технологічні особливості МКС, охоронні зони для МКС, правила безпечної та технічної експлуатації таких компресорних станцій, що не дозволяє забезпечити належний рівень безпеки об'єктів галузі.

2. На основі проведених досліджень запропоновано термінологічний апарат, який створено з метою визначення та підвищення рівня виробничої безпеки процесів транспортування природного газу (водню), а також формування ризик-орієнтованої концепції безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі.

3. Запропоновано дерево відмов для магістрального трубопроводу, встановлено основні експлуатаційні обмеження та фактори, які впливають на рівень безпеки об'єктів ГТС (МКС), що дозволило ідентифікувати нові ризики, пов'язані з експлуатацією МКС, та запропонувати заходи керування ними;

4. Вперше запропоновано ефективний та раціональний ризик-орієнтований підхід у питаннях ідентифікації та оцінки ризиків. Встановлені раціональні залежності у питаннях визначення стану (рівня) безпеки та енергоресурсоефективності галузі, що вперше дозволило запропонувати

базову методику визначення рівня безпеки та енергоресурсоефективності галузі;

5. Проведені нами дослідження, аналіз сучасних ризик-орієнтованих концепцій, аналіз нормативної документації, яка застосовується підприємствами-операторами газотранспортної системи та підземних сховищ газу України під час проведення ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків у сфері охорони праці та промислової безпеки, дозволили нам розробити та запропонувати оптимальний алгоритм ідентифікації небезпек та ризиків МКС (ГТС), який об'єднує якісний і кількісний підходи оцінки ризику та не конфліктує з чинним законодавством з питань охорони праці.

6. Встановлено, що за умов дотримання вимог проєктних рішень, виконання вимог охорони праці, виробничої безпеки, правил технічної та безпечної експлуатації МГ та МКС настанови з монтажу та експлуатації МКС усі ризики процесу перекачування газу МКС не перевищують значень ризиків від експлуатації об'єктів МГ, до яких вона підключена, і є прийнятними.

7. Запропоновано вперше «Концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз».

8. Основні наукові результати цього розділу опубліковані в працях автора [95, 96, 97, 98].

РОЗДІЛ 4

ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ НА ВИРОБНИЦТВІ

4.1 Розробка рекомендацій щодо підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств

На основі аналізу роботи газотранспортної системи та проведених досліджень нами розроблені відповідні (наведені нижче) рекомендації щодо підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств під час виконання робіт з транспортування (зберігання, розподілу) природного газу.

При обґрунтуванні технології евакуації природного газу, нами вперше запропоновано технічні і технологічні рішення (патент № 96340 UA, патент № 99367 UA, патент № 96340 UA) [91, 92, 93], алгоритм регулювання режимів МКС із урахуванням безпеки та енергоресурсоефективності технологічного процесу перекачування газу, а також комплекс організаційних заходів, щодо впровадження запропонованої технології.

Виходячи з результатів проведеного нами імітаційного моделювання та розрахунків встановлено, що процес евакуації газу МКС при використанні запропонованої нами технології характеризується стійкістю процесів перекачування, що забезпечує безпеку технологічного процесу.

Суть технології евакуації природного газу з ділянок об'єктів магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню полягає в тому, що такі ділянки МГ перекриваються з обох боків (локалізуються), після чого газ, що залишається у порожнині обраної трубопровідної системи, перекачується у ділянку іншого діючого МГ за допомогою МКС, як показано на рисунках 4.1, 4.7, 4.8,

4.9, 4.10, або у суміжну ділянку цього ж МГ, як показано на рисунках 4.2,4.10, або у блок акумулювання газу, як показано на рисунку 4.3. Загальну пневматичну схему мобільної компресорної станції наведено на рисунку 4.4. Схеми підключення МКС та УАПГ до МГ наведені на рисунку 4.5.

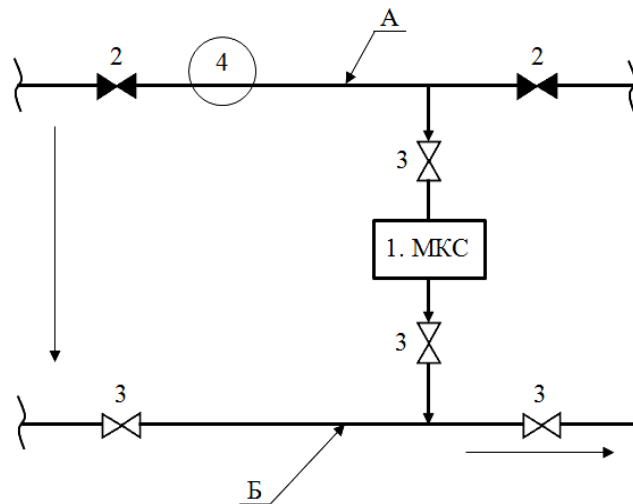


Рисунок 4.1 – Блок-схема МКС двониткова, паралельна

1 – МКС; 2 – перекивна арматура у положенні «закрито»; 3 – перекивна арматура у положенні «відкрито»; 4 – місце проведення ремонтних робіт; «А» – газопровід, з якого перекачується газ; «Б» – газопровід, у який перекачується газ; → – напрямок руху газу.

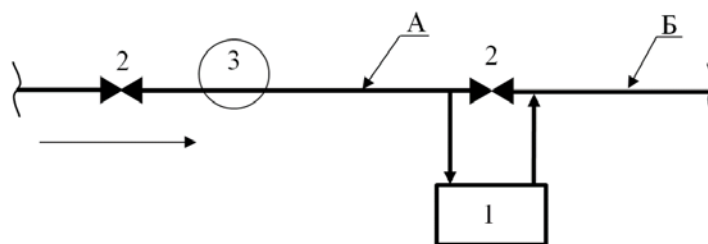


Рисунок 4.2 – Блок-схема МКС одноступенчова, послідовна 1 – МКС; 2 – перекивна арматура у положенні «закрито»; 4 – місце проведення ремонтних робіт; «А» – ділянка газопроводу, з якої перекачується газ; «Б» – ділянка газопроводу, до якої перекачується газ; → – напрямок руху газу/технологічні зв'язки обладнання.

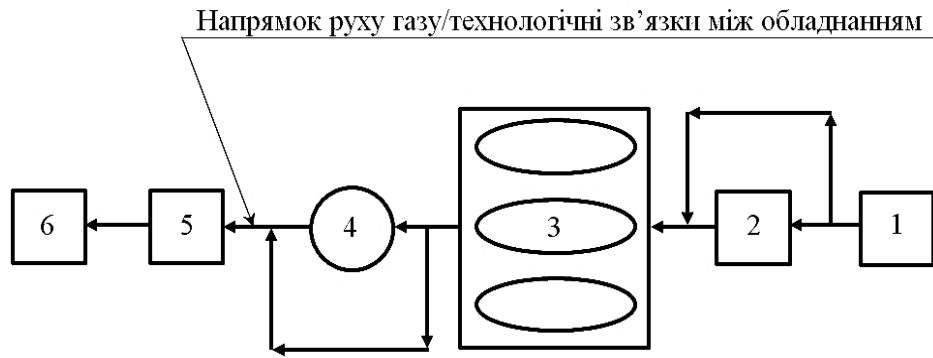


Рисунок 4.3 – Блок-схема установки акумуляції газу (УАГ)

1 – джерело газу, який відповідає/не відповідає державним нормам, стандартам; 2 – блок первинної підготовки газу; 3 – блок акумулювання газу; 4 – блок компримування газу; 5 – блок вторинної підготовки газу; 6 – комунікації споживача.

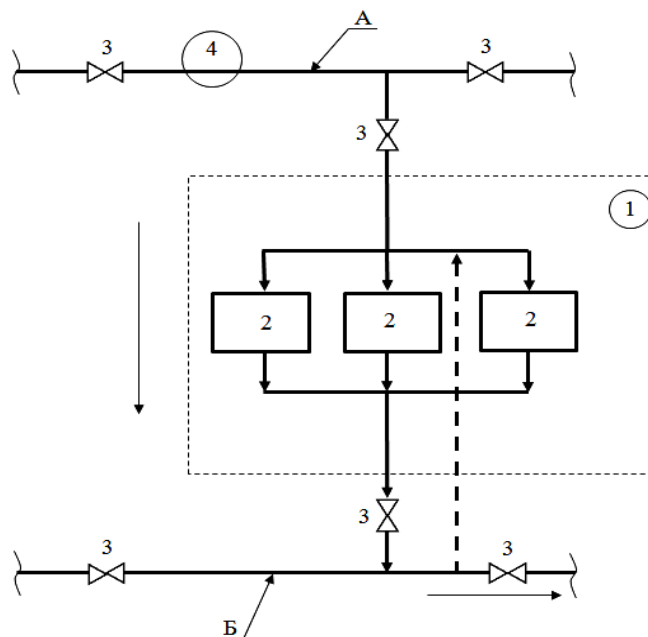


Рисунок 4.4 – Загальна пневматична блок-схема МКС

1 – МКС; 2 – компресорні агрегати МКС; 3 – перекривна арматура; 4 – місце проведення ремонтних робіт; «А» – газопровід, з якого перекачується газ; «Б» – газопровід, у який перекачується газ; → – напрямок руху газу/технологічні зв'язки обладнання; ---▶ – трубопровід живлення газом впускного колектору компресорних агрегатів.

На останніх етапах перекачування газу, з метою підтримки необхідного тиску у всмоктувальному колекторі компресорних установок, доцільно використовувати трубопровід живлення газом зазначеного колектору до мінімально допустимих значень тиску газу на вході КУ (рис. 4.4)

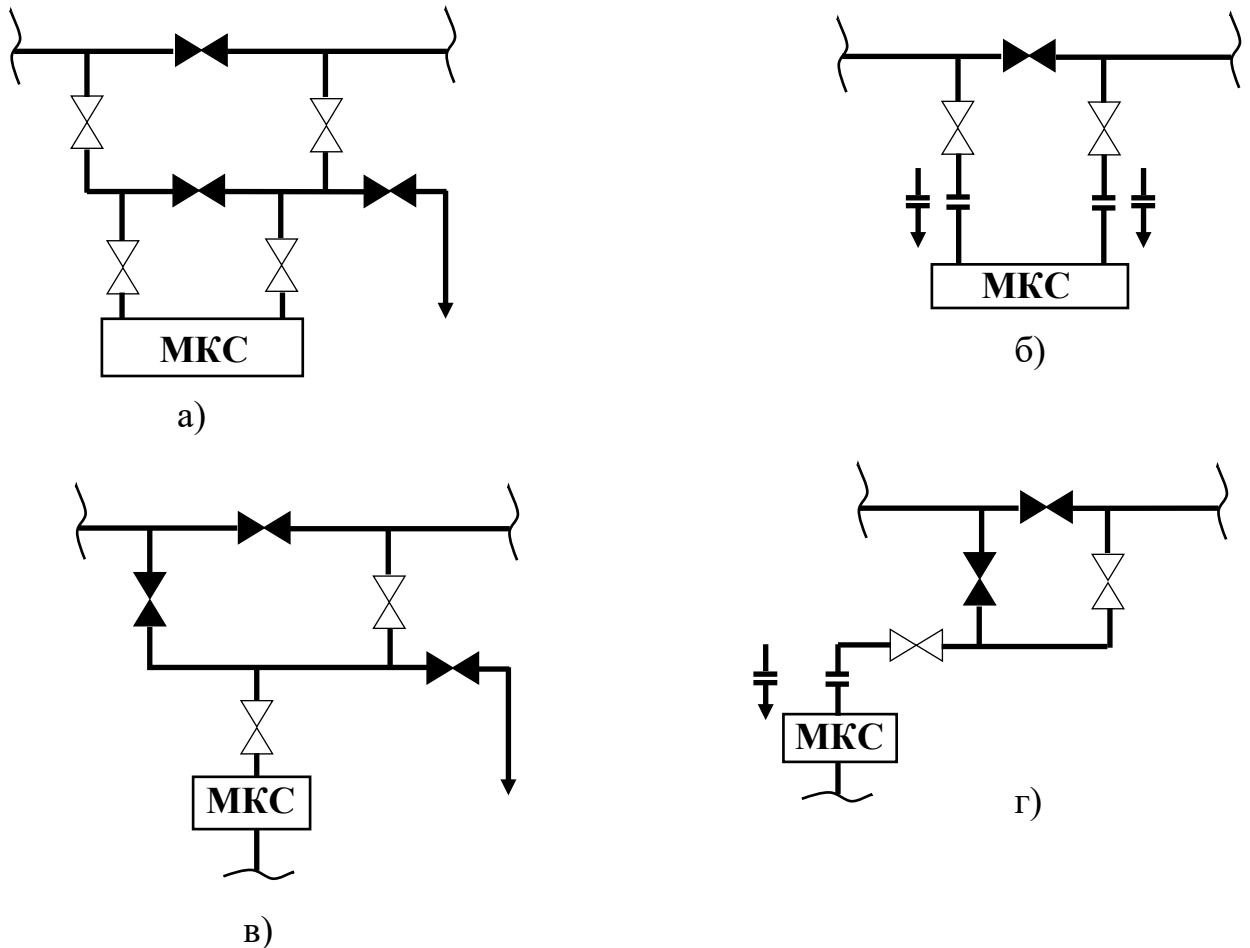


Рисунок 4.5 – Технологічні схеми підключення МКС

- а) підключення МКС при одностовій прокладці МГ DN 500 – 1400;
 б) підключення МКС при одностовій прокладці МГ DN 100 – 400;
 в) підключення МКС при багатостовій прокладці МГ DN 500 – 1400;
 г) підключення МКС при багатостовій прокладці МГ DN 500 – 1400;

☒ – перекивна арматура у положенні «закрито»; ☒ – перекивна арматура у положенні «відкрито»; МКС – мобільна компресорна станція;

—|— – роз'ємне з'єднання; —|—> – зйомний свічний патрубков.

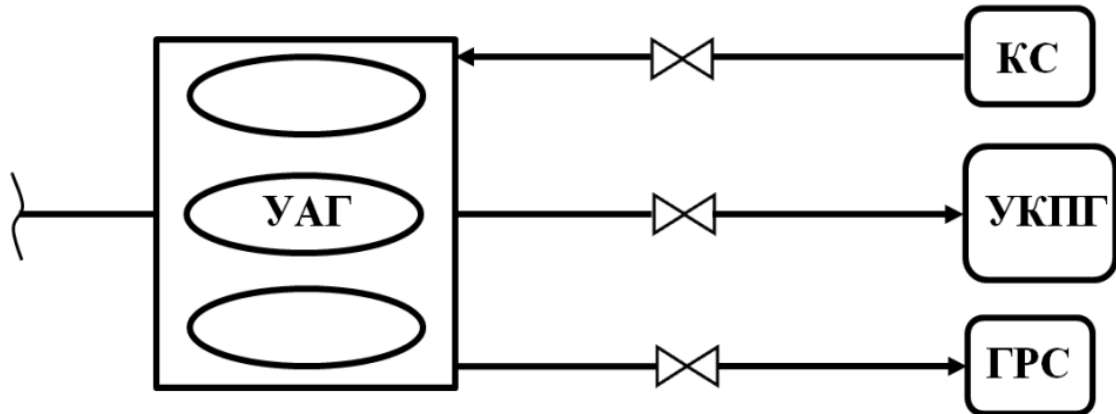


Рисунок 4.6 – Технологічні схеми підключення УАГ

УАГ – установка акумулювання газу; ГРС – газорозподільна станція;
 УКПГ – установка комплексної підготовки газу; КС – компресорна станція;
 ☒ – перекивна арматура у положенні «відкрито»; УАГ підключається
 способами «а-в» рис. 4.5 включно.

Запропонований нами спосіб контролю тиску газу за технічними рішеннями [91, 92] умовно можливо поділити на такі етапи:

а) реконструкція існуючих байпасних обв'язок лінійних кранів МГ, перекивають байпасні крани, стравлюють газ з байпасних трубопроводів через свічну лінію, монтаж між байпасними кранами відглушеного відводу (рис. 4.5, в), через який в процесі транспортування ведуть відбір газу, або монтаж запірною пристрою (рис. 4.5, а), з обох боків від якого монтаж відводів відповідно відглушених (рис. 4.5, а), через які в процесі транспортування ведуть відбір газу, або на свічних трубопроводах монтують роз'ємні з'єднання (рис. 4.5, б, г), до яких згодом підключають технологічні трубопроводи МКС, через які в процесі транспортування ведуть відбір газу, зйомні свічні патрубки демонтують перед перекачування газу і монтують у зворотному порядку після завершення перекачування, відводи герметизують шляхом встановлення інвентарних днищ;

б) підготовка тимчасового промислового майданчику МКС, здебільшого, це облаштування під'їздів до МГ і переїздів через МГ та планування території, далі – доставка МКС на місце робіт, розгортання трубопровідної обв'язки МКС, монтаж обладнання МКС;

в) підключення змонтованої МКС до МГ здійснюється із застосуванням роз'ємних з'єднань через відповідні відводи (рисунок 4.5, а, б), або замість демонтованих зйомних свічних патрубків, перекачування газу, відключення МКС від МГ, герметизація відводів, свічних ліній, монтаж зйомних свічних патрубків, демонтаж МКС та її трубопровідної обв'язки, транспортування МКС до місця зберігання.

Щодо установки акумуляції природного газу (УАГ) рисунок 4.3 [93].

Відомі такі технологічні процеси очищення, транспортування газу та види використання газу, при виконанні яких на об'єктах газотранспортних та газовидобувних/газотранспортних підприємств відбувається стравлювання (викиди) газу у навколишнє середовище:

- стравлювання газу при виконанні ремонтних/профілактичних робіт;
- стравлювання газу при запусках та зупинках газоперекачувальних агрегатів (ГПА) та моторкомпресорів (МК), продувках та очищенні порожнини обладнання дотисних компресорних станцій (ДКС), продувках обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів (КС), продувках та очищенні технологічного обладнання підземних сховищ газу (ПСГ), продувках та очищенні технологічного обладнання установок комплексної підготовки газу (УКПП) газовидобувних підприємств;
- стравлювання газу при продувках та очищенні обладнання замірних діляниць і системи підготовки газу до транспортування;
- стравлювання газу із замірних діляниць при ремонтах і заміні діафрагм;
- стравлювання газу з посудин, що працюють під тиском, при проведенні їх внутрішніх оглядів і ремонтів;

- стравлювання газу з пневматичних і пневмогідравлічних запірних пристроїв при їх перестановках;
- стравлювання газу при продувках шлейфів і колекторів для усунення накопиченої рідини і твердих частин;
- стравлювання газу зі шлейфів і газопроводів при виконанні ремонтних робіт;
- стравлювання газу з комунікацій ПСГ, ДКС та КС при випробуванні станційного ключа аварійної зупинки;
- стравлювання газу при продувці свердловин для очищення їх вибою від бруду та рідини, при освоєнні після буріння або капітального ремонту, а також після відбирання газу з них;
- стравлювання газу при газодинамічних і геофізичних дослідженнях свердловин;
- використання газу при термічних знешкодженнях промстоків;
- використання газу як палива в установках осушування/підігріву газу, блоках регенерації, котельнях.

Найбільш близьким технічним рішенням є установка транспортування газу у способі контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах [91, 92], який, як відомо, включає завдання величини тиску, перекриття контрольованої ділянки з усіх боків, встановлення МКС та перекачування газу у суміжні чи паралельні ділянки газопроводів.

Основними недоліками зазначеного технічного рішення під час використання його на КС, ПСГ, УКПГ, ДКС, ГРС є:

- можлива невідповідність якості газу, який підлягає перекачуванню, державним нормам, стандартам, технічним умовам та, як наслідок, неможливість його подальшого використання для транспортування або реалізації іншим споживачам за рахунок наявності в ньому забруднювачів;
- відсутність можливості акумулювання газу;

– можлива невідповідність швидкостей, об'єму та інших фізичних параметрів газу, який підлягає перекачуванню, умовам виконання технологічно передбачених операцій.

Саме для запобігання стравлюванню нами пропонується поблизу об'єктів видобутку, підготовки транспортування та розподілу природного газу високого тиску (КС, ПСГ, УКПГ, ДКС, ГРС) будувати УАГ, які оснащені блоками підготовки (очищення), акумулювання та компримування газу. Такий підхід значно підвищить рівень виробничої безпеки газотранспортних та газовидобувних підприємств.

Відомо, що концепція технологій евакуації газу відображає можливість впливати на досягнення мети не тільки характеристиками компресорних агрегатів, але також і режимами транспортування газу, але як це реалізувати? На підставі п.1.20 розділу XIII НПАОП 60.3-1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів» [94], газотранспортним підприємствам дозволено виконувати частину ремонтних робіт (розкриття ділянки газопроводу з дефектами, піскоструменеве очищення труб) на МГ з пониженням прохідного тиску газу не менше, ніж на 10% від максимального прохідного тиску, зареєстрованого на даній ділянці ЛЧМГ протягом останнього року експлуатації.

На практиці цей процес відбувається шляхом спрацювання газу на споживача або шляхом «стравлювання» газу в повітря.

Цю нормативну межу пониження прохідного тиску ($\geq 10\%$) можливо використовувати з метою скорочення витрат під час перекачування газу за технологічною схемою, як показано на прикладі на рисунку 4.6.

Подальше зниження тиску, понад 10%, це питання дискусійне. Нижньою (відносно безпечною) межею тиску газу в МГ є межа переходу ГРС МГ з автоматичного регулювання (управління) в ручний режим. Балансом тут здається є співвідношення між тиском газу у МГ та витратами енергії (паливного газу) на відновлення вигідного гідравлічного режиму

транспортування газу, з урахуванням витрати газу споживачами. Також, не слід забувати і про циклічні зміни напруженого стану тіла трубопроводів МГ, великої амплітуди, що виникають під час відновлення тиску газу після його «спрацювання» на споживача та їх вплив на розвиток існуючих дефектів МГ.

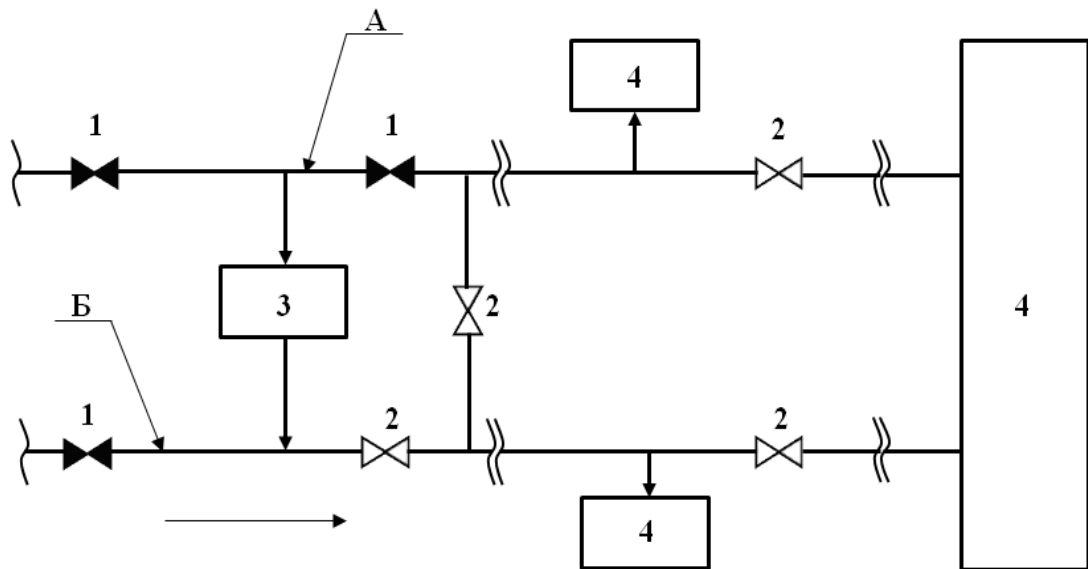




Рисунок 4.7 – Технологічна схема «спрацювання» газу на споживача

«А» – ділянка газопроводу, з якої перекачується газ; «Б» – трубопровідна система, в яку перекачується газ; 1  – перекривна лінійна арматура у положенні «закрито»; 2  – перекривна лінійна арматура у положенні «відкрито»; 3 – МКС; 4 – споживач газу (місто, район, область...); → – напрямок руху газу.

Звісно таку можливість доцільно використовувати лише в окремих випадках, коли інтенсивність споживання газу споживачами сповільнюється, при багатонитковій прокладці трубопроводів МГ, за умови прийняттого рівня ризику припинення газопостачання споживачам.

У такий спосіб можливо суттєво скоротити витрати енергії на перекачування газу МКС за рахунок керованої зміни початкового тиску газу у ділянці магістрального газопроводу, що підлягає ремонту.

4.2 Впровадження технології евакуації природного газу. Нормативне забезпечення

Враховуючи те, що вперше в історії країни на систему управління охороною праці Держави покладається відповідальність за забезпечення безпечної і надійної експлуатації об'єктів Єдиної газотранспортної системи України (п.4 розділу 3 «Положення про Державну службу з питань праці», затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 11.02.2015р. № 96).

Враховуючи необхідність внесення змін до будови діючих МГ та тих МГ, які проєктуються ,обумовлену появою нових технологічних рішень [91, 92, 93].

Враховуючи результати проведених нами досліджень, з метою підвищення рівня виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємства нафтогазової галузі України, пропонуємо внести зміни у відповідні розділи нормативно-правових актів з охорони праці та будівельних норм і правил.

4.2.1 Проєкт змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці

Запропоновані нами зміни положень нормативно-правових актів з охорони праці (таблиця 4.1) розроблено на виконання ст. 28 Закону України «Про охорону праці» [97].

Таблиця 4.1. – Проект змін

Зміст положення (норми) чинних норм (правил)	Зміст запропонованих положень до чинних норм (правил)
1	2
<p>НПАОП 60.3 – 1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 11 від 27.01.2010 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 292/17587 від 19 квітня 2010 р.</p>	
<p>Розділ II. <u>Визначення термінів</u> У цих Правилах застосовуються такі визначення:...</p>	<p>Доповнити розділ наступними термінами: Мобільна компресорна станція – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування). Установка транспортування газу – комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску газу у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викиду (скидання) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його акумулювання, в тому числі, за допомогою мобільних компресорних станцій.</p>
<p>Розділ III. <u>Позначення та скорочення</u></p>	<p>Доповнити розділ наступними позначками та скороченнями: МКС – мобільна компресорна станція УТГ – установка транспортування газу</p>
<p>Розділ IV. Загальні положення пп.1.2. Регламентні, діагностичні та ремонтні роботи на об'єктах МГ здійснюються згідно з графіками, затвердженими газотранспортним підприємством. Обсяги та терміни виконання цих робіт встановлюються газотранспортним підприємством виходячи з фактичного технічного стану обладнання або вимог підприємств-виробників технологічного обладнання МГ. Результати виконаних робіт за графіком ...</p>	<p>Доповнити пп. 1.2 наступними положеннями: При впровадженні новітніх технологій проектна та інша документація на виготовлення і впровадження технологій і засобів виробництва повинна пройти експертизу щодо відповідності нормативним актам з охорони праці. До початку впровадження новітніх технологій суб'єкт господарювання повинен отримати позитивну експертну оцінку стану безпеки, охорони праці та безпеки промислового виробництва, об'єктів підвищеної небезпеки, засобів виробництва, а також позитивні експертні висновки за результатами обстеження (технічного діагностування) устаткування машин, механізмів підвищеної небезпеки, які впроваджуються. Стандарти, регламенти, технічні умови та інші документи на засоби праці і технологічні процеси повинні включати вимоги щодо охорони праці і погоджуватися з органами державного нагляду за охороною праці.</p>

Продовження таблиці 4.1

1	2
<p>НПАОП 60.3 – 1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 11 від 27.01.2010 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 292/17587 від 19 квітня 2010 р.</p>	
<p>Розділ XIII Ремонтні роботи пп. 1.18. Ремонтні роботи на МГ з припиненням транспортування газу (відключення ділянки ЛЧМГ із стравлюванням газу) виконуються в таких випадках: а) виявлення витоків газу із газопроводу (незалежно від інтенсивності витоків); б) ремонт небезпечних корозійних дефектів поверхонь труб (згідно з інструкцією з вибраковки) з подальшим ремонтом ізоляційного покриття; в) ремонт дефектних зварних з'єднань; г) засипання газопроводу із застосуванням машин; ґ) наявність критичних параметрів напружено-деформованого стану ділянки газопроводу згідно з вимогами будівельних норм і правил СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», які можуть сприяти розвитку стрес-корозійних дефектів труб...</p>	<p>Викласти пп. 1.18 в наступній редакції: пп. 1.18. Ремонтні, а також регламентні роботи на МГ, які пов'язані з відключенням ділянок газопроводів (припиненням транспортування газу), що входять до складу МГ, та газопроводів (технологічних трубопроводів) КС, ПСГ, ГРС з подальшим спорожненням їх від газу за рахунок перекачування газу із застосуванням МКС/УТГ виконуються в таких випадках: а) виявлення витоків газу, інтенсивністю до 1 тим.м³/год (за виключенням випадків розриву МГ); б) ремонт небезпечних корозійних дефектів поверхонь труб (згідно з інструкцією з вибраковки) з подальшим ремонтом ізоляційного покриття; в) ремонт дефектних зварних з'єднань; г) засипання газопроводу із застосуванням машин; ґ) наявність критичних параметрів напружено-деформованого стану ділянки газопроводу згідно з вимогами будівельних норм і правил СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», які можуть сприяти розвитку стрес-корозійних дефектів труб; д) виконання робіт пов'язаних зі стравлюванням газу понад 100 тис.м³. У разі втрати герметичності свічного крану дозволяється встановлення швидкоз'ємних заглушок або свічних патрубків із заглушкою. Ремонтні роботи із застосуванням МКС/УТГ здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту спорожнення від газу порожнини магістральних (технологічних) трубопроводів за допомогою МКС/УТГ».</p>
<p>НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 95 від 06.05.2008 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 497/15188 від 02 червня 2008 р.</p>	
<p>Розділ II. Визначення термінів Терміни, що вживаються в цих Правилах, мають такі значення:...</p>	<p>Доповнити розділ наступними термінами: Мобільна компресорна станція – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування). Установка транспортування газу – комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску газу у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викиду (скидання) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його акумулювання, в тому числі, за допомогою мобільних компресорних станцій.</p>

Завершення таблиці 4.1

1	2
НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 95 від 06.05.2008 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 497/15188 від 02 червня 2008 р.	
Розділ III. <u>Позначення та скорочення</u>	Доповнити розділ наступними позначками та скороченнями: МКС – мобільна компресорна станція УТГ – установка транспортування газу
Розділ IV. <u>Загальні вимоги</u> пп. 1.3. Робочі проекти на розвідку, розробку і облаштування нафтових, газових, газоконденсатних родовищ і підземних сховищ газу підлягають експертизі відповідно до вимог чинного законодавства.	Доповнити пп. 1.3 наступними положеннями: При впровадженні новітніх технологій проектна та інша документація на виготовлення і впровадження технологій і засобів виробництва повинна пройти експертизу щодо відповідності нормативним актам з охорони праці. До початку впровадження новітніх технологій суб'єкт господарювання повинен отримати позитивну експертну оцінку стану безпеки, охорони праці та безпеки промислового виробництва, об'єктів підвищеної небезпеки, засобів виробництва, а також позитивні експертні висновки за результатами обстеження (технічного діагностування) устаткування машин, механізмів підвищеної небезпеки, які впроваджуються. Стандарти, регламенти, технічні умови та інші документи на засоби праці і технологічні процеси повинні включати вимоги щодо охорони праці і погоджуватися з органами державного нагляду за охороною праці.
Розділ VI. <u>Видобування, промисловий збір та підготовка до транспортування нафти, газу і газового конденсату</u> пп. 13.1.3. Система автоматизації збору, промислового і міжпромислового транспорту та підготовки природного газу, газового конденсату та нафти повинна передбачати: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...; д) ...; е) ...	Доповнити пп. 13.1.3 наступним положенням: ж) можливість підключення МКС та УТГ до ділянок (байпасних ліній, шлейфів) технологічних та міжпромислових газопроводів (трубопроводів) КС, ДКС, УКПГ.
<u>пп. 13.6.1.</u> «Ведомственные строительные нормы....	Доповнити пп. 13.6.1. наступними положеннями: У проєктах облаштування родовищ необхідно передбачити можливість виконання ремонтних, а також регламентних робіт, які пов'язані з відключенням ділянок промислових газопроводів з подальшим споруженням їх від газу за рахунок спрацювання газу на споживачів, перекачування газу із застосуванням МКС, або акумулюванням газу із застосуванням УТГ. Ремонтні роботи із застосуванням МКС здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту споруження від газу трубопроводів за допомогою МКС». Роботи, які виконуються з використанням УТГ, здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту експлуатації установки транспортування газу».

Внесення запропонованих змін призведе до застосування вітчизняних технологій, які дають можливість мінімізувати обсяги емісії природного-парникового газу у навколишнє природне середовище, за рахунок його перекачування або акумулювання, підвищити рівень виробничої, екологічної безпеки та енергоресурсоефективності галузевих підприємств, значно знизити рівень виробничо-технічних, технологічних, фінансових витрат. Внесення змін буде сприяти поживленню винахідницької діяльності в Україні, а також розвитку фундаментальної та прикладної науки.

Внесення зазначених змін не потребує додаткових витрат з Державного бюджету України.

4.2.2 Проект змін до положень будівельних норм і правил

Запропоновані нами зміни до положень будівельних норм і правил (таблиця 4.2) розроблено на виконання ст. 10 Закону України «Про будівельні норми» [98].

Впровадження вітчизняних технологій евакуації природного газу за допомогою МКС, наряду з необхідністю внесення змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці, потребує також внесення змін до положень чинних галузевих будівельних норм і правил, а саме до положень чинних СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджених Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за №1, зі зміною (№3), затвердженою Постановою Мінбуду Росії від 10 листопада 1996 р. за № 17-78, або державних будівельних норм, які вийдуть останньому на заміну.

До речі, відсутність вітчизняних державних будівельних норм у будівництві об'єктів магістральних трубопроводів відчутно знижує рівень Національної безпеки України, не гармонізується з Європейськими нормами і тенденціями і є нагальною проблемою нашої країни.

Таблиця 4.2. – Проект змін

Зміст положення (норми) чинних норм (правил)	Зміст запропонованих положень до чинних норм (правил)
1	2
<p>СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджено Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за №1, зі зміною (№3), затвердженою Постановою Мінбуду Росії від 10 листопада 1996 р. за №17-78</p>	
<p>Матеріал викладено на мові оригіналу документу - СНиП 2.05.06-85</p>	
<p>Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них условным диаметром до 1400 мм включ. с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...;</p>	<p>Викласти в наступній редакції: Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них условным диаметром до 1400 мм включ., с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...; д) товарной продукции в пределах одного трубопровода (при одиночной прокладке), из участка в участок, разделенного между собой линейной запорной арматурой, с применением мобильной компрессорной станции (МКС); ж) товарной продукции между трубопроводами (при прокладке в технических коридорах), из одного трубопровода в другой, с применением мобильной компрессорной станции (МКС).</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.2. При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб со стенкой различной толщины в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.</p>	<p>п.п. 4.2. Розділ 4 доповнити наступними положеннями:При необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб с одинаковой толщиной стенки, с учетом особенностей их прокладки и условий эксплуатации.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.3. Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов.</p>	<p>п.п. 4.3. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: 4.3. Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев и фланцевых соединений узлов подключения МКС, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов. Установку фланцевых соединений узлов подключения МКС к технологической обвязке линейной запорной арматуры, следует предусматривать в наземных вентилируемых киосках или оградах. Киоски и ограды следует проектировать из несгораемых материалов. Фланцевые соединения узлов подключения МКС герметизируются быстросъемными патрубками со сферическими заглушками (далее-БП). БП должен иметь продувочную линию, оснащенную запорной арматурой и штуцер для подключения контрольно-технического манометра.</p>

Завершення таблиці 4.2

1	2
<p>СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджено Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за №1, зі зміною (№3), затвердженою Постановою Мінбуду Росії від 10 листопада 1996 р. за №17-78</p>	
<p>Матеріал викладено на мові оригіналу документу - СНиП 2.05.06-85</p>	
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.6*. На трубопроводі повинні бути передбачені вузли пуска і прийма очистних і роздільних пристроїв, конструкція яких визначається проектом. Трубопровід в межах одного очищуваного ділянки повинен мати постійний внутрішній діаметр і рівнопрохідну лінійну арматуру без виступаючих всередині трубопровода вузлів або деталей.</p>	<p>п.п. 4.6. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: На трубопроводах обв'язки лінійної запорної арматури (продувочних ліній) повинні бути передбачені вузли підключення МКС, конструкція яких визначається проектом. Узли підключення МКС повинні бути оснащені запорною арматурою і забезпечувати можливість підключення шлейфів МКС з допомогою фланцевих (других съёмних) з'єдинень.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.15*. Газопроводи і арматура обв'язки лінійної запорної арматури, що знаходиться під тиском, – байпаси, продувочні лінії і перемычки, – слід передбачати в підземному виконанні з кранами безкоштовної установки. Доступ обслуговуючого персоналу повинен передбачатися тільки до приводу арматури.</p>	<p>п.п. 4.15. Розділ 4 викласти в наступній редакції: 4.15*. Газопроводи і арматура обв'язки лінійної запорної арматури і вузлів підключення МКС – байпаси, продувочні лінії, перемычки, патрубків, фасонні вироби вузлів підключення МКС що знаходяться під тиском, слід передбачати в підземному виконанні з кранами безкоштовної установки. Допускається наземна установка фланцевих з'єдинень і запорної арматури вузлів підключення МКС к продувочній лінії обв'язки лінійної запорної арматури в вентилюваних кіосках або огородах. Доступ обслуговуючого персоналу повинен передбачатися тільки до фланцевим з'єдиненням вузлів підключення МКС, приводу арматури і контрольно-вимірним приладам.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.19. Узли установки запорної арматури повинні проектуватися з уніфіцираних заготовок.</p>	<p>п.п. 4.19. Розділ 4 викласти в наступній редакції: 4.19. Узли установки запорної арматури повинні проектуватися з уніфіцираних заготовок. Запорна арматура повинна бути сталевий і призначатися для з'єдинення з трубопроводами при допомозі зварки.</p>
<p>4.16. На обох кінцях ділянок газопроводів між запорною арматурою, на вузлах підключення КС і вузлах прийма і пуска очистних пристроїв слід передбачати установку продувочних свічок на відстані не менше 15 м від запорної арматури при діаметрі газопровода до 1000 мм і не менше 50 м – при діаметрі газопровода 1000 мм і більше.....</p>	<p>п.п. 4.16. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: Допускається використовувати продувочні свічки в якості вузлів підключення МКС, конструкція їх визначається проектом. В такому виконанні продувочна свічка (свечної патрубок) також оснащується фланцевим з'єдиненням, з допомогою якого монтується. Фланцеві з'єдинення вузлів підключення МКС використовуються як для монтажу продувочного свечного патрубка, так і в зворотному порядку. Висота свечного патрубка (з вузлом підключення) МКС не менше 3-х метрів над рівнем землі. Узли підключення МКС герметизуються патрубками з сферическими заглушками згідно п.п. 4.3.</p>

Внесення запропонованих змін призведе до застосування вітчизняних технологій, які дають можливість мінімізувати обсяги емісії природного-парникового газу у навколишнє природне середовище, за рахунок його перекачування або акумулювання, підвищити рівень виробничої, екологічної безпеки та енергоресурсоефективності галузевих підприємств, підвищити рівень надійності обладнання ГТС та значно знизити рівень виробничо-технічних, технологічних і фінансових витрат.

Внесення змін буде також сприяти поживленню винахідницької діяльності в Україні, а також розвитку фундаментальної та прикладної науки.

Внесення зазначених змін не потребує додаткових витрат з Державного бюджету України.

4.3 Завдання на проєктування МКС. Технічні вимоги до МКС з урахуванням рекомендацій.

Завдання на проєктування визначає обґрунтовані вимоги замовника до планувальних, архітектурних, інженерних і технологічних рішень об'єкта будівництва, його основних параметрів, вартості та організації його будівництва і складається з урахуванням технічних умов, містобудівних умов та обмежень [95].

У випадку розробки технології евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (відключенню), проєктуванню підлягають як вузли підключення мобільних компресорних станцій до магістральних газопроводів, так і самі мобільні компресорні станції.

Питання проєктування магістральних газопроводів (вузлів підключення) розкриті чинними будівельними нормами та нормами технічного проєктування і не потребують детального висвітлення. Зупинимось на особливостях проєктування мобільних компресорних станцій.

4.3.1 Загальні технічні вимоги до МКС з урахуванням рекомендацій

Технічні вимоги повинні розповсюджуватись на мобільну компресорну станцію для евакуації (перекачування) газу з ділянки магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (відключенню).

1. Призначення та сфера застосування.

Мобільна компресорна станція (МКС) призначена для перекачування природного газу з ділянки магістрального газопроводу, що підлягає ремонту (відключенню), у діючий магістральний газопровід.

2. Умови експлуатації та зберігання.

2.1. Середовище що перекачується – природний газ (метан).

2.2. Діапазон температур газу на вході МКС.....від -10°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

2.3. Діапазон температур газу на виході МКС..... від $+20^{\circ}\text{C}$ до $+40^{\circ}\text{C}$.

2.4. Температура газу на вході в МГ..... \leq температурі термостійкості ізоляційного покриття МГ.

2.5. Діапазон тиску газу на вході МКС..... від 10,0 до 1,0 МПа.

2.6. Максимальний тиск нагнітання МКС..... $\geq 13,5$ МПа.

2.7. Продуктивність МКС – компресорна станція повинна забезпечувати перекачування газу з будь-якої ділянки магістрального газопроводу, що обмежена двома найближчими лінійними кранами, у діючий газопровід не більше, ніж за 96 годин.

2.8. Паливо приводного агрегату МКС – природний газ.

2.9. Температура навколишнього середовища:

– під час експлуатації.....від -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$;

– під час зберігання.....від -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

2.10. МКС повинна мати можливість переміщуватися автомобільним, повітряним, водним та авіаційним видами транспорту, під час роботи МКС перебуває просто неба та знаходиться під впливом усіх видів кліматичних явищ.

2.11. МКС повинна постачатися у іскро- та вибухозахищеному виконанні.

2.12. Конструкція МКС повинна відповідати вимогам безпеки державних та галузевих стандартів.

2.13. Електропровідне обладнання МКС повинне мати безперервний, по відношенню до заземлення, електричний ланцюг. Система заземлення МКС повинна відповідати вимогам державних стандартів. МКС повинна мати систему блискавкозахисту.

2.14. Кут нахилу виробничого майданчику МКС..... $\leq 10^0$.

2.15. Модулі КУ МКС повинні бути оснащені системою вентиляції. Кратність повітрообміну повинна відповідати вимогам державних стандартів.

2.16. Поверхні обладнання з робочою температурою $\geq 45^0\text{C}$ повинні бути теплоізолювані та мати захисні кожухи.

2.17. МКС повинна бути оснащеною системами аварійного/протиаварійного захисту і блокування. Параметри систем захисту та блокування повинні відповідати державним та галузевим стандартам. Системи захисту/блокування МКС, у разі досягнення граничних значень параметрів (відповідних уставок), повинні забезпечувати відключення привідних двигунів компресорів, закриття перекривних пристроїв на вході/виході МКС та стравлювання газу з контуру МКС.

2.18. МКС повинна бути оснащена системою автоматичного тестування працездатного стану МКС, системою сигналізації, системою раннього сповіщення про можливу аварійну ситуацію, системою контролю загазованості повітря робочої зони МКС і системою пожежогасіння, у відповідності до вимог державних та галузевих стандартів.

2.19. МКС повинна бути оснащена ручним та дистанційними пультами керування та кнопкою аварійного відключення компресорних агрегатів.

2.20. Обладнання МКС повинно мати сигнально-попереджувальне фарбування у відповідності до вимог державних та галузевих стандартів.

4.3.2 Склад МКС з урахуванням рекомендацій

До складу МКС повинні входити:

- компресорні установки у блочно-модульному виконанні;
- система комплексної підготовки газу, що перекачується;
- система охолодження газу, що перекачується;
- система підготовки та редукування паливного газу КУ;
- пускова, передпускова система приводів КУ;
- система сигналізації, безпеки, захисту та блокування;
- система пожежогасіння;
- система автоматичного керування виробничими процесами;
- автономна система електропостачання;
- система освітлення;
- автомобілі (трактори) тягачі;
- автомобільні напівпричепи (причепи на лижах);
- рукава високого тиску ($P_{роб} \geq 10\text{МПа}$) на роз'ємних з'єднаннях;
- швидкозбірні трубопровідні системи обв'язки ($P_{роб} \geq 10\text{МПа}$);
- система рекуперації теплової енергії;
- вхідний та вихідний маніфольди, у разі необхідності;
- прилади, запасні частини, розхідні матеріали;
- технічна документація;
- засоби зв'язку, обміну інформацією;
- кількість КУ МКС:
 - до 10,0 МПа – (2 – 4) од.;
 - до 5,5 МПа – (1– 2) од.

4.3.3 Параметри компресорних установок з урахуванням рекомендацій

Параметри КУ:

- тиск газу на вході КУ.....від 10,0 до 0,5 МПа;

- максимальний тиск нагнітання КУ..... 5,5-7,5-12,5 МПа;
- температура газу на лінії всмоктування КУ.... від – 10 до +40⁰С;
- температура паливного газу КУ МКС..... від – 10 до +40⁰С;
- ресурс КУ до капремонту окремих вузлів..... ≥ 40000 мотогодин;
- розрахунковий строк служби МКС..... ≥ 8 років;
- рівень шумового навантаження МКС повинен відповідати вимогам державних/галузевих стандартів;
- кількість викидів шкідливих речовин повинна відповідати вимогам державних стандартів.

4.3.4 Вимоги до транспортування МКС з урахуванням рекомендацій

Вимоги до одного автопоїзду «тягач-напівпричеп»:

- повна маса..... $\leq 38,0$ т;
- загальна довжина..... $\leq 18,75$ м;
- ширина..... $\leq 2,55$ м;
- сумарна загальна висота, з контейнером..... $\leq 4,0$ м.

4.3.5 Вимоги до технологічної обв'язки МКС з урахуванням рекомендацій

Технологічна обв'язка МКС повинна включати:

- рукава високого тиску для підключення МКС до МГ;
- рукава високого тиску для підключення КУ МКС;
- сталеві трубопроводи різного діаметру;
- інвентарні опори для сталевих трубопроводів;
- перекирвну та регулюючу арматуру;
- зворотні клапани;
- продувні свічки з опорними пристроями;
- маніфольд на лінії всмоктування, у разі необхідності;

- маніфольд на лінії нагнітання, у разі необхідності;
- інше обладнання устаткування, передбачене проектом МКС.

Елементи технологічної обв'язки МКС повинні бути оснащені швидкоз'ємними з'єднаннями, розрахованими на тиск $\geq 1,25$ від максимального тиску на лінії нагнітання МКС та робочого тиску МГ. Усі елементи МКС повинні бути виготовлені і випробувані у заводських умовах.

Усі елементи технологічної обв'язки МКС повинні бути виготовлені у заводських умовах, мати протикорозійне захисне покриття, бути герметичними та об'єднаними у єдиний електричний ланцюг МКС.

Перекривна арматура повинна мати пневмогідропривод, електропривод та можливість ручної перестановки.

Регулююча арматура (регулятори) повинна бути автоматичною, забезпечувати максимальний діапазон регулювання параметрів системи, мати можливість зупинитись в будь-якому положенні, знаходитись у цьому положенні будь-який час та починати рух з обраного положення у будь-якому напрямку.

Трубопроводи, перекривна та запобіжна арматура повинні забезпечувати максимальну продуктивність та безпеку МКС, відповідати будівельним нормам, нормам технічного проектування, державним/галузевим стандартам.

4.3.6 Вимоги до маніфольдів з урахуванням рекомендацій

МКС, у складі якої є 2 та більше КУ, можуть мати передбачені проектом вхідний та вихідний маніфольди. Маніфольди виготовляються та випробовуються в заводських умовах.

Маніфольд – це комплекс труб з одним чи кількома випускними отворами, до якого підводять кілька трубопровідних ліній. Маніфольд, як правило, представлений єдиним блоком з набором вентилів (іноді кульових кранів) для змішування або перерозподілу потоку робочого середовища між

входом і декількома виходами або декількома входами/виходами. Маніфольд завжди оснащений клапанами та контрольнo-вимірювальними приладами для моніторингу витрати продукту, що транспортується по індивідуальних трубопроводах [96].

Маніфольд на лінії всмоктування МКС, у разі наявності, повинен оснащуватись патрубками з кульовими кранами, швидкоз'ємними з'єднаннями для підключення КУ, штуцерами з кульовими кранами для підключення паливних ліній КУ МКС, швидкоз'ємними з'єднаннями для підключення трубопроводів обв'язки МКС, інвентарним днищем, манометричним штуцером (штуцерами) та манометром (манометрами).

Маніфольд на лінії нагнітання МКС, у разі наявності, оснащується патрубками з кульовими кранами, швидкоз'ємними з'єднаннями для підключення лінії нагнітання КУ, штуцерами з кульовими кранами для підключення паливних ліній КУ МКС, швидкоз'ємними з'єднаннями для підключення трубопроводів обв'язки МКС, інвентарним днищем, манометричним штуцером (штуцерами) та манометром (манометрами), вузлом обліку газу, термодавачем (давачами), іншими контрольнo-вимірювальними приладами.

4.4 Проєкт виконання робіт з урахуванням рекомендацій

Перш за все слід зазначити, що проєкт виконання робіт (надалі – ПВР) із евакуації природного газу з ділянок магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню, є не тільки технічним документом, який визначає послідовність вирішення організаційних і технічних задач, він є документом нормативно-методичним, який регламентує науково-обґрунтовані дії інженерно-технічного персоналу і відповідальних осіб найбільш ефективно і за умови мінімального ризику (тобто максимальної безпеки) проведення робіт. Під час розробки ПВР та

протягом усього терміну застосування технології евакуації природного газу з ділянок МГ та виконання певних видів робіт, необхідно обов'язково дотримуватись умов нормативно-правових документів з питань охорони праці, інших законодавчих та нормативно правових актів, галузевих стандартів, правил, регламентів, настанови з монтажу та експлуатації МКС [94, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 115] та інших нормативних документів та тих, які будуть видані на їх заміну.

Як документ нормативного призначення, ПВР завжди має визначену державними стандартами структуру. Оскільки загальні розділи є стандартними, загально відомими і особливих пояснень не потребують, слід приділити увагу лише спеціальним розділам ПВР.

4.4.1 Технічні, топографічні та геоінформаційні характеристики місця проведення робіт з урахуванням рекомендацій

Першочергове значення розділу не підкреслюється, але це важлива характеристика об'єкту досліджень і впровадження: інформація про МГ, з якого буде перекачуватись газ і МГ, у який газ буде транспортуватись. Джерелом такої інформації є проектна документація МГ, паспорт МГ, діагностичні звіти, державна топографічна і геодезична зйомка, інженерно-геологічні дослідження, аерофотоматеріали та космознімки тощо.

4.4.2 Кліматичні характеристики місця проведення робіт з урахуванням рекомендацій

Ця частина (розділ) ПВР наповнюється фактичною інформацією про клімат і особливості погодних умов на місці проведення робіт; основними характеристиками при цьому є наступні:

а) характеристика клімату (наприклад, клімат континентальний з помірно холодною тривалою зимою і теплим, навіть жарким, літом,

середньо- і помірно-зволожений);

- б) переважний напрямок вітру за порами року;
- в) середня швидкість вітру влітку/восени та за три найбільш холодні місяці;
- г) температура повітря теплого періоду року;
- д) температура повітря найбільш холодних діб;
- е) абсолютна мінімальна температура повітря району робіт;
- ж) середня місячна відносна вологість повітря найбільш холодного місяця;
- и) середня місячна відносна вологість повітря найбільш теплого місяця;
- к) добовий максимум опадів.

Кліматичні умови місця проведення робіт враховуються як під час планування робіт, так і під час вибору кліматичного виконання МКС і оснащення МКС пристроями для забезпечення температури газу, що нагнітається. До того ж, процес евакуації газу може бути досить тривалим і необхідно враховувати зміни складу і стану газо-, водо- повітряної суміші в залежності від термодинамічного стану навколишнього середовища.

4.4.3 Організаційно-технічні заходи з урахуванням рекомендацій

Перекачування газу (надалі – роботи) повинні виконувати спеціалізовані підприємства-виконавці таких робіт (надалі – СПВ).

Після прийняття рішення підприємством-замовником (надалі – ПЗ) щодо перекачування газу з ділянки газопроводу, що виводиться в ремонт (з урахуванням економічної доцільності, підтвердженої техніко-економічним обґрунтуванням) та завершення процесу оформлення договірних відносин між ПЗ та СПВ і визначення порядку фінансування робіт, ПВР узгоджується та затверджується, далі – спільним наказом СПР та ПЗ призначається особа, відповідальна за перекачування газу.

Планування термінів проведення робіт (з урахуванням режиму транспорту газу) здійснює ПЗ.

Організаційно-технічні заходи повинні включати в себе такі процеси:

– процес підготовки тимчасового проммайданчика для МКС;

– процес збирання і монтажу газового контуру МКС-МГ;

– процес перекачування газу;

– процес розбирання (демонтажу) газового контуру МКС-МГ і приведення охоронної зони МГ у відповідність до вимог ПЗ.

Перекачування газу здійснюється під керівництвом робочої Комісії, призначеної спільним наказом ПЗ і СПВ.

До початку та під час роботи ПЗ забезпечує відповідність об'єкту проєкту МГ та технологічним схемам, наданим СПВ для виконання робіт.

До початку робіт СПВ отримує від ПЗ допуск та дозвіл на виконання робіт в охоронній зоні МГ.

Виробничий персонал та члени комісії, задіяні під час виконання робіт, ознайомлюються з ПВР під особистий підпис.

Головою комісії призначається представник СПВ, його заступниками – представники СПВ і ПЗ. На Голову комісії покладається відповідальність за організацію та безпечне проведення робіт з перекачування газу, організацію цілодобового чергування, контроль стану МКС, забезпечення зв'язку з ПЗ і СПВ, локалізацію і ліквідацію можливих аварійних ситуацій та проведення експлуатаційних та ремонтно-відновлювальних робіт.

Члени комісії, спеціалісти і виробничий персонал, які задіяні під час перекачування газу, незалежно від їх відомчої належності, під час виконання робіт знаходяться в оперативному підпорядкуванні Голови комісії.

Розпорядження та команди, пов'язані з перекачуванням газу, віддаються тільки Головою робочої комісії або, за його письмовим дозволом, заступником Голови комісії – представником СПВ. Ці розпорядження

обов'язкові до виконання для всіх учасників робіт. Розпорядження ПЗ та СПВ членам комісії можуть віддаватися, але виключно Головою комісії.

Під час виконання робіт працівники ПЗ та СПВ повинні дотримуватись вимог чинного законодавства з питань охорони праці та промислової безпеки, технічних регламентів та внутрішніх стандартів ПЗ, діяти у супроводі диспетчерських служб МКС і ПЗ та бути їм підзвітними.

Документальне оформлення робіт, реєстрація результатів робіт тощо проводиться у відповідності до вимог чинного законодавства, стандартів ПЗ та СПВ.

4.4.4 Склад і характеристика МКС з урахуванням рекомендацій

МКС можуть містити один або декілька компресорних агрегатів. У разі включення до МКС двох і більше компресорних агрегатів, вони можуть підключатися до МГ паралельно, за допомогою гнучких рукавів і колекторів, на роз'ємних з'єднаннях.

Контури перекачування обов'язково обладнуються контрольно-вимірними приладами для контролю тиску всмоктування і нагнітання МКС та продувки. Температура газу на всмоктуванні і нагнітанні реєструється давачами-перетворювачами в складі МКС.

МКС обладнується системами безпеки (запобіжними системами), аварійної сигналізації, системами блокування, автоматикою та телемеханікою тощо відповідно до вимог чинного законодавства. Тимчасові шлейфи МКС забезпечуються свічними лініями та запірними пристроями для продувки контурів перекачування.

МКС та кожний компресорний агрегат в складі МКС забезпечуються запобіжними клапанами, налаштованими на проєктний (дозволений) робочий тиск МГ, для запобігання наднормового підвищення тиску в лінії нагнітання.

Кожен компресорний агрегат в складі МКС на виході газу з апарату охолодження містить пристрій для охолодження газу до температури термостійкості ізоляційного покриття МГ.

4.4.5 Підготовчі роботи з урахуванням рекомендацій

а) до початку робіт ПЗ забезпечує:

- 1) проведення інструктажів з охорони праці та пожежної безпеки задіяному у роботах персоналу ПЗ та СПВ;
- 2) ознайомлення персоналу з ПВР;
- 3) проведення навчання-тренування згідно плану локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій (надалі – ПЛАС);
- 4) оформлення СПВ дозвільних документів на виконання робіт в охоронній зоні МГ;
- 5) визначення та узгодження з СПВ обсягів газу, що підлягає перекачуванню (евакуації);
- 6) розстановку постів контролю та охоронних постів МКС;
- 7) формування та розстановку аварійно-відновлювальних бригад (техніки) для ліквідації можливих аварійних ситуацій відповідно до ПЛАС;
- 8) підготовку тимчасового промайданчика під монтаж МКС;
- 9) підготовку під'їзної дороги до майданчиків;
- 10) підключення тимчасових шлейфів до МГ;
- 11) обстеження кранових вузлів, з метою виявлення витоків газу;
- 12) перевірку справності (герметичності) перекривної арматури МГ;
- 13) запобігання несанкціонованого відкриття/закриття лінійних кранів та іншої перекривної запобіжної та запірної арматури МГ;
- 14) виконання вогневих робіт з підключення тимчасових шлейфів до байпасних та свічних обв'язок перекривної арматури МГ;
- 15) перевірку (перестановку) перекривної (запірної) арматури МГ;

- 16) подачу природного газу до шлейфів для витіснення з них повітря та паливного газу до МКС;
- 17) безперервний зв'язок ПЗ з проммайданчиком МКС тощо;
- б) до початку перекачування СПВ забезпечує:
 - 1) отримання персоналом СПВ, залученим до виконання робіт від ПЗ, інструктажу з охорони праці та пожежної безпеки;
 - 2) ознайомлення персоналу з ПВР;
 - 3) участь персоналу СПВ у проведенні навчання-тренування згідно ПЛАС;
 - 4) виконання персоналом СПВ заходів з пожежної безпеки;
 - 5) доставку та перевірку наявності необхідних матеріалів, пристосувань, засобів індивідуального захисту, протипожежних та рятувальних засобів тощо;
 - 6) подання комплексу документів для отримання від ПЗ документів дозвільного характеру на виконання робіт в охоронній зоні МГ;
 - 7) узгодження з ПЗ обсягу газу, що підлягає перекачуванню;
 - 8) реєстрацію, в присутності представника ПЗ, первинних показів приладів обліку витрати паливного газу МКС та газу, що перекачується;
 - 9) монтаж МКС та доставку необхідних для цього виробів (матеріалів);
 - 10) підключення контурів МКС до шлейфів;
 - 11) монтаж (перевірку спрацювання) вимірювальних засобів, засобів захисту, автоматизації, телемеханіки та електроосвітлення промислового майданчика;
 - 12) спільно з ПЗ витіснення повітря з контурів перекачування МКС;
 - 13) перевірку герметичності контурів перекачування МКС;
 - 14) оформлення нарядів-допусків на газонебезпечні та вогневі роботи;
 - 15) диспетчеризацію роботи МКС;
 - 16) подачу природного газу до контурів перекачування після витіснення з них повітря;

17) перевірку надійності зв'язку зі штабом комісії, місцем робіт, постами, ПЗ згідно ПВР тощо;

в) до початку перекачування газу ПЗ та СПВ обов'язково провести неруйнівний контроль зварних з'єднань та гідравлічні випробовування тимчасової технологічної обв'язки МКС (контурів перекачки, шлейфів, перекривної арматури тощо) та байпасних, свічних, імпульсних ліній та перекривної арматури МГ тощо.

Допускається проводити випробовування окремих елементів контурів та їх збірок на зварювальному майданчику ПЗ (СПВ) з послідуною доставкою їх на місце виконання робіт. Гідравлічні випробовування проводяться згідно з відповідним чином розроблених, погоджених та затверджених інструкцій і програм випробовувань;

г) до початку перекачування газу проводиться витіснення повітря з контуру перекачки, перевірка його герметичності і заповнення його газом.

4.4.6 Роботи з перекачування газу з урахуванням рекомендацій

Перекачування газу здійснюється за ПВР, розробленим і затвердженим СПВ та погодженим підприємством-замовником-власником МГ виробничим регламентом, а також згідно з інструкцією з монтажу і експлуатації МКС.

До перекачування газу приступають за розпорядженням Голови комісії, після підтвердження готовності МКС, контурів МКС і шлейфів до роботи. Після досягнення в МГ, з якого перекачується газ, мінімального (обмеженого технічними особливостями МКС) тиску, за командою Голови комісії, перекачування припиняється.

Регулювання режимів перекачування газу здійснюється САК МКС шляхом завдання в систему управління відповідних установок згідно розробленого нами алгоритму управління МКС, які забезпечують ефективно перекачування газу у завданій термін і в необхідних обсягах.

Загальне керування режимами роботи МКС здійснюють відповідно до заданого алгоритму регулювання.

Фактичне керування режимами перекачування повинен здійснювати головний блок системи керування МКС за сигналами (температура газу, тиск газу), які надсилатимуть йому давачі (перетворювачі), встановлені на входах та виходах кожної ступені компресорів, ввідному та вихідному трубопроводах МКС.

В процесі перекачування газу експлуатацію і технічне обслуговування МКС, іншого технологічного обладнання контуру перекачування виконують відповідно до настанов, інструкцій та технологічних регламентів СПВ.

Під час перекачування газу слід контролювати і реєструвати напруцювання агрегатів МКС, герметичність трубопроводів, тиск і температуру газу на вході і виході з МКС, витрати газу, що перекачується і витрати паливного газу, температуру атмосферного повітря та інші параметри, передбачені інструкціями з експлуатації виробників обладнання.

При досягненні температури газу на виході з МКС температурної межі термостійкості ізоляційного покриття МГ роботи припиняються, МКС зупиняється без стравлювання газу.

Стравлювання залишкового тиску з дільниці МГ, що підлягає ремонту, виконує виробничий персонал ПЗ.

4.4.7 Зв'язок, обов'язки та порядок взаємодії виробничого персоналу з урахуванням рекомендацій

Усі члени комісії, спеціалісти і виробничий персонал знаходяться в оперативному підпорядкуванні Голови комісії.

Розпорядження та команди, пов'язані з перекачуванням газу, віддає виключно Голова робочої комісії або, за його письмовим дозволом, заступник Голови комісії – представник СПВ.

Розпорядження Голови робочої комісії обов'язкові до виконання для всіх виконавців робіт та виробничого персоналу, без виключення.

Відповідальні особи постів контролю МГ ГТС протягом всього часу робіт контролюють і реєструють у журналі показання приладів і доповідають про хід проведення робіт диспетчеру МКС з інтервалом 1 раз/год, а в разі виявлення різких відхилень параметрів, що контролюються – Голові робочої комісії, негайно. Переговори іншого змісту забороняються.

Покази приладів МКС заносяться до електронних журналів реєстрації автоматично та перевіряються відповідальним працівником, призначеним Головою комісії з числа фахівців інженерного складу, після чого передаються диспетчерськими каналами до ПЗ.

Відповідальні особи охоронних постів протягом часу виконання робіт попереджають проникненню населення, машин і тварин до охоронної зони МГ.

У разі виникнення аварійної (нештатної) ситуації, пости негайно доповідають про неї Голові робочої комісії і вживають термінових заходів з порятунку людей, постраждалих і надання першої допомоги згідно ПЛАС.

Для оперативного керівництва роботами з перекачування газу організовується система радіодиспетчерського зв'язку з постами.

Система зв'язку знаходиться в розпорядженні виключно Голови комісії, її використання для інших потреб категорично забороняється. Порядок та режим роботи системи зв'язку встановлюється ПЗ – власником МГ.

Засобами радіозв'язку повинні бути забезпечені:

- а) всі охоронні та контрольні пости;
- б) члени робочої комісії та виробничий персонал на тимчасовому проммайданчику МКС, де встановлено і експлуатується основне технологічне обладнання.

На весь період робіт з перекачування газу повинен бути забезпечений канал диспетчерського радіозв'язку ПЗ з Головою комісії та диспетчерським

пультом МКС.

САК МКС та САК КС ЛЧМГ повинні працювати за загальним алгоритмом у постійному зв'язку між ними.

Члени комісії та безпосередні виконавці робіт використовують мобільні радіостанції. Режим роботи системи зв'язку під час проведення диспетчерських нарад не повинен створювати жодних перешкод оперативній роботі комісії. Зв'язок повинен бути організований таким чином, щоб до його системи були включені не тільки персонал МКС і члени комісії, а й пересувні пости. Чергові постів повинні постійно перебувати на зв'язку, не відлучатися без дозволу Голови комісії і не відволікатися від роботи.

До початку проведення робіт необхідно переконатися в надійному зв'язку на всіх постах і з усіма ділянками проведення робіт.

Проведення робіт з перекачки газу без чітко відпрацьованої і перевіреної схеми зв'язку забороняється!

4.4.8 Комплекс заходів з охорони праці, виробничої безпеки та охорони навколишнього природного середовища з урахуванням рекомендацій

До виконання робіт допускаються особи, не молодші 18 років, які:

- а) пройшли медичний огляд і не мають медичних протипоказань до зазначеної роботи;
- б) пройшли професійне навчання та отримали відповідну кваліфікацію;
- в) пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці та виробничої безпеки і допущені до самостійної роботи;
- г) навчені діям під час локалізації та ліквідації аварій і їх наслідків;
- д) мають відповідну групу з електробезпеки;
- е) мають навички із застосування відповідних засобів індивідуального захисту та надання першої долікарняної допомоги.

Працівники СПВ повинні бути допущені до виконання робіт в охоронних зонах МГ в установленому порядку. Усі види інструктажів оформлюють у встановленій формі.

До керування спецмашинами, транспортом та спецтехнікою допускаються особи з числа працівників робочих спеціальностей або інженерно-технічні працівники, які пройшли навчання, перевірку знань та мають відповідні посвідчення. Всі механізми і будівельні машини повинні пройти технічний огляд, статичні і динамічні випробовування. Під час проведення робіт з перекачування газу у нічні часи, проммайданчик МКС повинен бути освітлений. Монтаж і ремонт МКС допускається тільки згідно ПВР, плану виконання робіт, виробничих інструкцій, інструкції з монтажу та експлуатації МКС, які відповідним чином погоджені та затверджені.

Механізми, обладнання і пристосування повинні мати паспорти та інвентарні номери, на підставі яких їх реєструють і обліковують. Роботи, що виконуються СПВ в охоронних зонах МГ і їх об'єктів, виконують після отримання допуску працівників спеціалізованої організації до виконання робіт з перекачки газу і письмового дозволу ПЗ на виконання робіт в охоронній зоні МГ. Дозвіл на проведення робіт в охоронній зоні МГ видається СПВ, за умови наявності у неї узгодженого і затвердженого в установленому порядку ПВР та встановленого комплекту документів.

Перед допуском працівників та членів комісії до роботи з перекачування газу Голова комісії зобов'язаний:

а) перевірити наявність у працівників, які здійснюють перекачування газу, необхідних засобів індивідуального захисту, спеціального одягу та спеціального взуття;

б) провести працівникам та членам комісії цільовий інструктаж;

в) запитати працівників та членів комісії про їх самопочуття;

г) разом з медичним працівником провести працівникам та членам комісії приладове засвідчення на стан алкогольного сп'яніння;

д) перевірити у працівників, які здійснюють перекачування газу, наявність документів, що підтверджують їх допуск та право на виконання робіт підвищеної небезпеки (посвідчення газозварника, машиніста тощо);

е) перевірити наявність необхідних матеріалів, пристосувань, протипожежних і рятувальних засобів та інвентарю, ЗІС тощо;

є) перевірити на відповідність ПВР розміщення на проммайданчику МКС та технологічних трубопроводів, розміщення постів, ремонтних бригад, машин і механізмів;

ж) перевірити працездатність запірної арматури, запобіжних та протиаварійних систем і технологічного обладнання МКС;

з) перевірити наявність зв'язку з охоронними (контрольними) постами, диспетчерськими службами та відповідальними особами ПЗ та СПВ;

и) забезпечити контроль повітряного середовища в зоні роботи МКС тощо.

Працівники, що безпосередньо не беруть участі у виконуваній роботі, транспортні засоби (пожежні та чергові машини), спецтехніка, обладнання та матеріали, які не застосовуються при перекачуванні газу, а також місця відпочинку, обігріву, прийому їжі, медпункт, командний пост (мобільні житлові та пересувні приміщення, палатки) повинні бути розташовані поза межами охоронної зони МГ. Роботи, пов'язані з можливим потраплянням до повітря робочої зони вибухонебезпечних речовин у кількості, здатній створити вибухонебезпечну концентрацію, необхідно виконувати згідно вимог інструкції з безпечного проведення вогневих та газонебезпечних робіт. З метою недопущення проникнення в охоронну зону проммайданчика МКС сторонніх осіб, транспортних засобів, а також тварин, слід виставити охоронні пости, забезпечені засобами попередження про небезпеки (світловими, звуковими), радіозв'язком з відповідальним членом комісії. На лінійній частині МГ та майданчику МКС повинні бути вжиті заходи, що

виключають помилкову та несанкціоновану перестановку запірної, перекривної та запобіжної арматури.

Місце проведення роботи повинно бути оснащено первинними засобами пожежогасіння. На МКС повинні бути передбачені основні засоби захисту, що забезпечують відключення МКС при:

- а) перевищенні тиску газу на виході МКС понад дозволений тиск МГ;
- б) розгерметизації трубопроводів обв'язки МКС, шлейфів, рукавів, байпасної та свічної обв'язки;
- в) підвищенні температури газу на виході МКС понад температуру термостійкості ізоляційного покриття МГ;
- г) підвищеній загазованості в контейнері МКС;
- д) пожежі;
- е) інших аварійних ситуаціях, що порушують безпечну експлуатацію МКС.

При виявленні розгерметизації на ділянці діючого МГ та шлейфів МКС та/або аварійної загазованості в контейнерах МКС, а також пожежі, МКС повинна бути аварійно відключена зі стравлюванням газу. Заходи з охорони навколишнього природного середовища під час проведення робіт повинні бути спрямовані на запобігання основних видів техногенних впливів на повітряне і водне середовище, ґрунтово-рослинний покрив, рослинний і тваринний світи і їх наслідків, а саме:

- а) зміна рельєфу і мікрорельєфу за рахунок утворення колій, руйнування схилів (заплав, надзаплавних терас, берегів, русел річок та ін.) від проходження техніки;
- б) захаращення заплав і русел річок відходами;
- в) перевищення гранично допустимих концентрацій шкідливих речовин у вихлопних газах застосовуваної техніки.

Заходи, спрямовані на збереження навколишнього середовища і нанесення йому мінімального збитку під час проведення робіт включають:

- а) обов'язкове дотримання меж території, що відводиться під проведення робіт;
- б) оснащення робочих місць і будівельних майданчиків інвентарними контейнерами для побутових і будівельних відходів;
- в) злив паливно-мастильних матеріалів у спеціально відведені ємності у відповідно обладнаних для цього місцях;
- г) дотримання вимог місцевих органів охорони природи;
- д) заборону поховання на виробничих майданчиках виробничо-побутових відходів;
- е) заборону проїзду транспорту поза межами побудованих доріг;
- ж) суворе дотримання працівниками заходів і правил з охорони природи і навколишнього середовища.

Під час виконання робіт з перекачки газу за допомогою МКС необхідно дотримуватись вимог чинного законодавства щодо охорони навколишнього природного середовища. Заходи з охорони навколишнього середовища повинні бути узгоджені з усіма зацікавленими органами влади.

4.4.9 Аварійні ситуації та аварії. Локалізація та ліквідація можливих аварійних ситуацій з урахуванням рекомендацій.

При виникненні в процесі перекачування газу на МКС та лінійній частині МГ аварійної ситуації (аварії, відмови), роботи слід негайно припинити та вжити заходів для локалізації та ліквідації аварійної ситуації згідно ПЛАС МКС та ПЛАС МГ ПЗ. До початку робіт та під час їх виконання працівники ПЗ та члени Комісії повинні постійно контролювати стан лінійної частини задіяних МГ на дільниці виконання робіт, обмеженої лінійними кранами, розташованими за ходом та проти ходу газу від проммайданчику МКС.

У разі виявлення розгерметизації МГ та технологічних трубопроводів МКС в процесі перекачування газу необхідно вжити заходів щодо аварійної

зупинки МКС, локалізації та ліквідації аварійної ситуації, евакуації працівників і забезпечення охорони місця робіт та аварійної ділянки для попередження доступу в небезпечну зону сторонніх осіб і транспортних засобів. Диспетчер МКС повинен негайно доповісти про виникнення аварійної ситуації (аварії) диспетчеру ПЗ. Диспетчер ПЗ у такому випадку зобов'язаний діяти згідно ПЛАС МГ ПЗ. Можливість та доцільність продовження робіт встановлює Комісія спільно з керівництвом ПЗ.

4.4.10 Оцінка виробничого ризику та соціально-економічний ефект при впровадженні технології евакуації природного газу

Для встановлення ефективності нової технології ремонту ділянок магістрального газопроводу, в частині безпеки виконання робіт з перекачуванням газу, необхідно виконати порівняльну оцінку виробничого ризику базової та нової технології ремонту.

З цією метою в роботі застосована методика HAZOP яка є стандартизованою за вітчизняним, гармонізованим з міжнародним стандартом ДСТУ ISO/IEC 3010:2019 [122]. Ця методика зазвичай застосовується для ідентифікації ризику, оцінювання ризику та встановлення рівня ризику. Також методика HAZOP пропонується нормативними документами газотранспортних підприємств НАК «Нафтогаз України» для оцінки виробничого ризику (наприклад СОУ 60.3-30019801-081 ГПУ «Львівгазвидобування»).

Базова технологія ремонту передбачає стравлювання газу в атмосферу з ділянки газопроводу через продувну свічку байпасної лінії кранового вузлу (рис. 4.8), являє собою виробничий процес який включає виконання наступних основних робочих операцій (спрощено): перестановка перекривної арматури кранового вузлу байпасної лінії у положення «відкрито», контроль

тиску у газопроводі протягом всього часу стравлювання, перестановка перекивної арматури у положення «закрито».

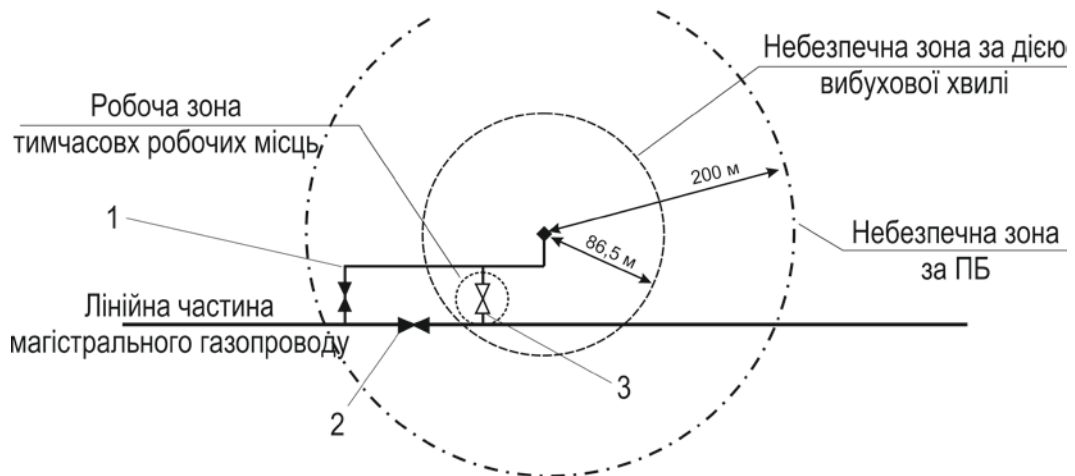


Рисунок 4.8 – Стравлювання газу у повітря:

1 – байпасна лінія; 2 – перекивна арматура «закрито» ; 3 – перекивна арматура «відкрито»

Всі ці операції є газонебезпечними, тому виконуються щонайменш двома працівниками.

Тимчасова робоча зона розташована на крановому вузлу лінійного крану у наближенні до продувної свічки (можливого факелу газу), на відстані від 15 до 50 м. у залежності від діаметру магістрального газопроводу.

Оскільки за правилами безпеки [68] небезпечна відстань від факелу викиду складає 200 м, тому існує ризик наразитися на небезпеку, у разі виникнення загоряння та вибуху газового факелу та виникнення, у т.ч. небезпечного фактору – дія ударної повітряної хвилі (УПХ) чи вибухової хвилі.

Оцінимо небезпечний для людини радіус дії вибухової хвилі за стандартною методикою [123]. Радіус зони дії детонаційної хвилі R_1 залежно від величини нижнього (β_n) і верхнього (β_v) концентраційних меж детонації:

$$R_1 = \sqrt[3]{37,5 \frac{d^2 \cdot V \cdot t_{cp}}{\beta_{н(в)}}}, \quad (4.1)$$

де d – діаметр трубопроводу, м;

V – швидкість течії газу у трубі, м/с;

t_{cp} – час утворення газової хмари з максимальною вибухонебезпечною концентрацією, с.

$$R_{вер} = \sqrt[3]{37,5 \frac{0,3^2 \cdot 200 \cdot 600}{14,95}} = 30,3, \text{ м}; \quad R_{ниж} = \sqrt[3]{37,5 \frac{0,3^2 \cdot 200 \cdot 600}{3,07}} = 50,9, \text{ м}.$$

Із двох значень R_1 приймається найбільше для подальших розрахунків – 50,9 м.

Визначаємо радіус зони дії продуктів вибуху (вогняного поля):

$$R_2 = 1,7R_1 = 1,7 \cdot 50,9 = 86,5 \text{ м}. \quad (4.2)$$

2. Надмірний тиск в межах цієї зони визначається з виразу:

$$\Delta P_2 = 1300 \left(\frac{R_1}{R_2} \right)^3 + 50, \text{ кПа} \quad (4.3)$$

$$\Delta P_2 = 1300 \left(\frac{50,9}{86,5} \right)^3 + 50 = 314,8 \text{ кПа}$$

Отриманий надлишковий тиск 314,8 кПа у фронті вибухової хвилі є небезпечним з можливістю смертельного наслідку. Відстань 86,5 м на якому прогнозовано надлишковий тиск перебиває розташування тимчасових робочих місць.

Тому необхідно виконати оцінку ризику за прийнятою методикою HAZOP. Результати оцінки ризику та прийняті заходи з його керуванням наведені у табл. 4.3.

Розрахунок ризику нарадитися на безпеку за методикою HAZOP:

$$P = I \cdot B \cdot C, \quad (4.4)$$

де P – величина ризику, пов'язаного з визначеною безпекою на робочому місці, бали; I – імовірність виникнення безпеки (Додаток В, табл. В.1); B – важкість наслідків від безпеки (Додаток В, табл. В.2); C – частота виникнення безпеки (Додаток В, табл. В.3).

Значення імовірності виникнення безпеки вибуху та загоряння факела газу (I) приймається 4 бали (Додаток В, табл. В.1), тому що мали випадки цієї події на підприємствах НАК «Нафтогаз України». Значення ступеню важкості наслідків (B) та частота виникнення безпеки (C) приймається по 10 балів з причин вказаних вище.

Таблиця 4.3 – Стравлювання газу у повітря

Виробничий процес (подія) яка ініціює аварійну ситуацію	Небезпека	Небезпечний фактор	Аналіз безпеки		Розрахунок ризику, Р, бали	Аналіз рівня ризику (табл. В.4)	Керування ризиком
			Час дії	Наслідки			
Відкривання запірної арматури	Вибух, загоряння факела газу	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки з можливістю смертельного ураження	$P = 4 \cdot 10 \cdot 10 = 400$	Неприйнятний	Уникнення ризику шляхом зміни технології
Контроль тиску у газопроводі протягом всього часу «стравлювання»	Вибух, загоряння факела газу	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки з можливістю смертельного ураження	$P = 4 \cdot 10 \cdot 10 = 400$	Неприйнятний	
Закривання запірної арматури	Вибух, загоряння факела газу	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки з можливістю смертельного ураження	$P = 4 \cdot 10 \cdot 10 = 400$	Неприйнятний	

Альтернативна технологія евакуації газу за допомогою мобільної компресорної станції (МКС) уявляє собою виробничий процес який передбачає виконання наступних основних робочих операцій (спрощено): підключення МКС до вузла підключення, перестановка перекивної арматури у положення «відкрито», запуск в роботу та контроль роботи МКС, перестановка перекивної арматури у положення «закрито», відключення МКС. Всі ці робочі операції виконуються в умовах відсутності газу високо тиску у технологічних трубопроводах МКС та трубопроводах вузлів підключення МКС на момент підключення та відключення МКС, а протягом роботи МКС працює у автоматичному режимі без присутності виробничого персоналу. Оцінка ризику і заходи керування ризиком для цієї технології наведено у табл. 4.4.

Значення ймовірності виникнення небезпеки (I) приймається 1 бал, тому що за весь період експлуатації МКС не було зафіксовано аварійних та нещасних випадків.

Таблиця 4.4 – Технологія перекачування газу мобільною компресорною станцією

Виробничий процес (подія), яка ініціює аварійну ситуацію	Небезпека	Небезпечний фактор	Аналіз небезпеки		Розрахунок ризику, Р, бали	Аналіз рівня ризику (табл. В.4)	Керування ризиком
			Час дії	Наслідки			
Підключення МКС	Травмування інструментом	Некваліфіковане виконання операцій	Діє постійно протягом робочого процесу	Домедична допомога	$P = 1 \cdot 1 \cdot 10 = 10$	Прийнятний	Корегування непотрібне
Перестановка перекивної арматури у положення «відкрито»	Вибух, загоряння газу через виток з неущільнених з'єднань	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки	$P = 1 \cdot 1 \cdot 7 = 7$	Прийнятний	Корегування непотрібне
Запуск в роботу та контроль роботи МКС	Вибух, загоряння газу через виток з неущільнених з'єднань	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки	$P = 1 \cdot 1 \cdot 7 = 7$	Прийнятний	Корегування непотрібне
Перестановка перекивної арматури у положення «Закрито»	Вибух, загоряння газу через виток з неущільнених з'єднань	Дія вибухової хвилі	Діє постійно протягом робочого процесу	Тяжкі наслідки	$P = 1 \cdot 1 \cdot 7 = 7$	Прийнятний	Корегування непотрібне
Відключення МКС	Травмування інструментом	Некваліфіковане виконання операцій	Діє постійно протягом робочого процесу	Домедична допомога	$P = 1 \cdot 1 \cdot 10 = 10$	Прийнятний	Корегування непотрібне

Таким чином, як видно з табл. 4.3 і 4.4, запропонована нова технологія евакуації газу з лінійної ділянки магістрального газопроводу усуває неприйнятні виробничі ризики і таким чином поліпшує умови праці на тимчасових робочих місцях.

Визначення соціально-економічної ефективності запропонованих рішень на виробництві виконаємо в частині зменшення ризику травмування та загибелі працівників у разі виникнення аварійної ситуації згідно «Методики оцінки величини відверненого збитку внаслідок впровадження протиаварійних заходів» [124] і «Рекомендації щодо побудови, впровадження та удосконалення системи управління охороною праці» [125].

При визначенні збитків від аварійних ситуацій Z_e необхідно враховувати як можливі очікувані економічні збитки так і імовірнісну природу їх виникнення. Значення Z_p визначається величиною відверненого збитку:

$$Z_e = (p - p_e) \cdot Z(A), \quad (4.5)$$

де Z_e – максимальна величина відверненого збитку, грн; p , p_e – вірогідність виникнення шкоди від дії вибухової хвилі до і після впровадження нового способу евакуації газу; $Z(A)$ – величина очікуваного збитку від вибухової хвилі.

Вірогідність виникнення шкоди від дії вибухової хвилі, без застосування альтернативної технології евакуації газу $p = 0,6$ (3 бала за п'ятибальною шкалою, «імовірно»). Вірогідність встановлено на основі експертної оцінки та статистики травмувань персоналу від аварійних вибухів при загорянні газового факелу за останнє десятиріччя.

Вірогідність виникнення шкоди від дії вибухової хвилі, після застосування альтернативної технології евакуації газу $p_e = 0,2$ (1 бал, «майже неімовірно»)[125]. Вірогідність оцінюється на основі статистики застосування МКС за останнє десятиріччя.

Величина очікуваного збитку від аварійного вибуху газу:

$$Z(A) = Z_{жз} + Z_p, \quad (4.6)$$

де $Z_{жз}$, Z_p – відповідно, збитки від втрати життя та здоров'я, руйнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції, грн.

$$Z_{жз} = (B_p + B_n) \cdot N_c + (B_l + B_{pб} + B_{pв}) \cdot N_{тр}, \quad (4.7)$$

де N_c , $N_{тр}$ – кількість постраждалих осіб зі смертельними та тяжкими наслідками, Вірогідний розподіл тяжкості нещасних випадків (на основі останніх випадків вибуху газу у підрозділах НАК Нафтогаз України), складає $N_c / N_{тр} = 50/50$.

B_p – страхові разові виплати родині загиблого робітника (заробітна платня за п'ять років), $B_p = 21000 \cdot 12 \cdot 5 = 1260$ тис. грн;

B_n – пенсійні виплати утриманцям (в середньому, один утриманець на одного робітника, на протязі 10 років) $B_n = 21000 \cdot 0,3 \cdot 12 \cdot 10 = 756$ тис. грн;

B_l – страхові виплати на лікування, $B_l = 21000 \cdot 5 = 105$ тис. грн.;

$B_{pб}$ – страхові виплати на реабілітацію, $B_{pб} = 21000 \cdot 3 = 63$ тис. грн.;

$B_{pв}$ – регресійні виплати, $B_{pв} = 21000 \cdot 0,15 \cdot 12 \cdot 20 = 756$ тис. грн.;

Тоді,

$$Z_{жз} = (1260 + 756) \cdot 1 + (105 + 63 + 756) \cdot 1 = 2940 \text{ тис. грн.}$$

Збитки від руйнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції:

$$Z_p = B_o + B_v, \quad (4.8)$$

де B_o – втрати від пошкодження обладнання яке знаходиться у зоні дії вибухової хвилі, за остаточною балансовою вартістю (вимірювальні пристрої кранового вузлу байпасної лінії, кабельна продукція).

$$B_o = 5\,000 + 2\,000 = 7\,000 \text{ грн.}$$

де B_e – втрати на відновлення працездатності кранового вузлу, $B_v = 5\,000$ грн.

$$Z_p = 7\,000 + 5\,000 = 12\,000 \text{ грн.}$$

Загальна величина очікуваного збитку від дії аварійного вибуху:

$$Z(A) = 2\,940\,000 + 7\,000 + 12\,000 = 2\,959 \text{ тис. грн.}$$

Тоді,

$$Z_e = (0,6 - 0,2) \cdot 2\,959\,000 = 1\,183,6 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, величина відверненого збитку при кожному процесі евакуації газу з ремонтної ділянки магістрального газопроводу складе 1183,6 тис. грн.

Соціально ефект полягає у підвищенні ступеню захищеності населення України від загрози настання аварій на об'єктах нафтогазової галузі.

Практична цінність (економічний ефект) від впровадження технології полягає в скороченні обсягів втрат природного газу та пропорційного скорочення екологічних платежів. Враховуючи: значну протяжність трубопроводів газотранспортної системи України, обсяг газу, що транспортується, кількість ремонтів, структуру та обсяг виробничо-технічних потреб; те, що паливний/пусковий газ для газоперекачувальних агрегатів – це близько 80% від загальних виробничо-технічних втрат газу; а також те, що середньостатистичні обсяги витоків газу під час транспортування – 0,2% від обсягу газу, що транспортується, – можливо оцінити мінімальний потенціал економії природного газу за рахунок застосування технології запобігання стравлюванню (витокам) газу на рівні 120-125 млн.м³/рік (0,9-1,0 млрд. грн. у цінах 2021 року), з урахуванням пропорційного скорочення екологічних платежів.

Впровадження технології евакуації природного газу надасть можливість підвищити рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі України, сприятиме поживленню винахідницької діяльності та розвитку фундаментальної і прикладної науки.

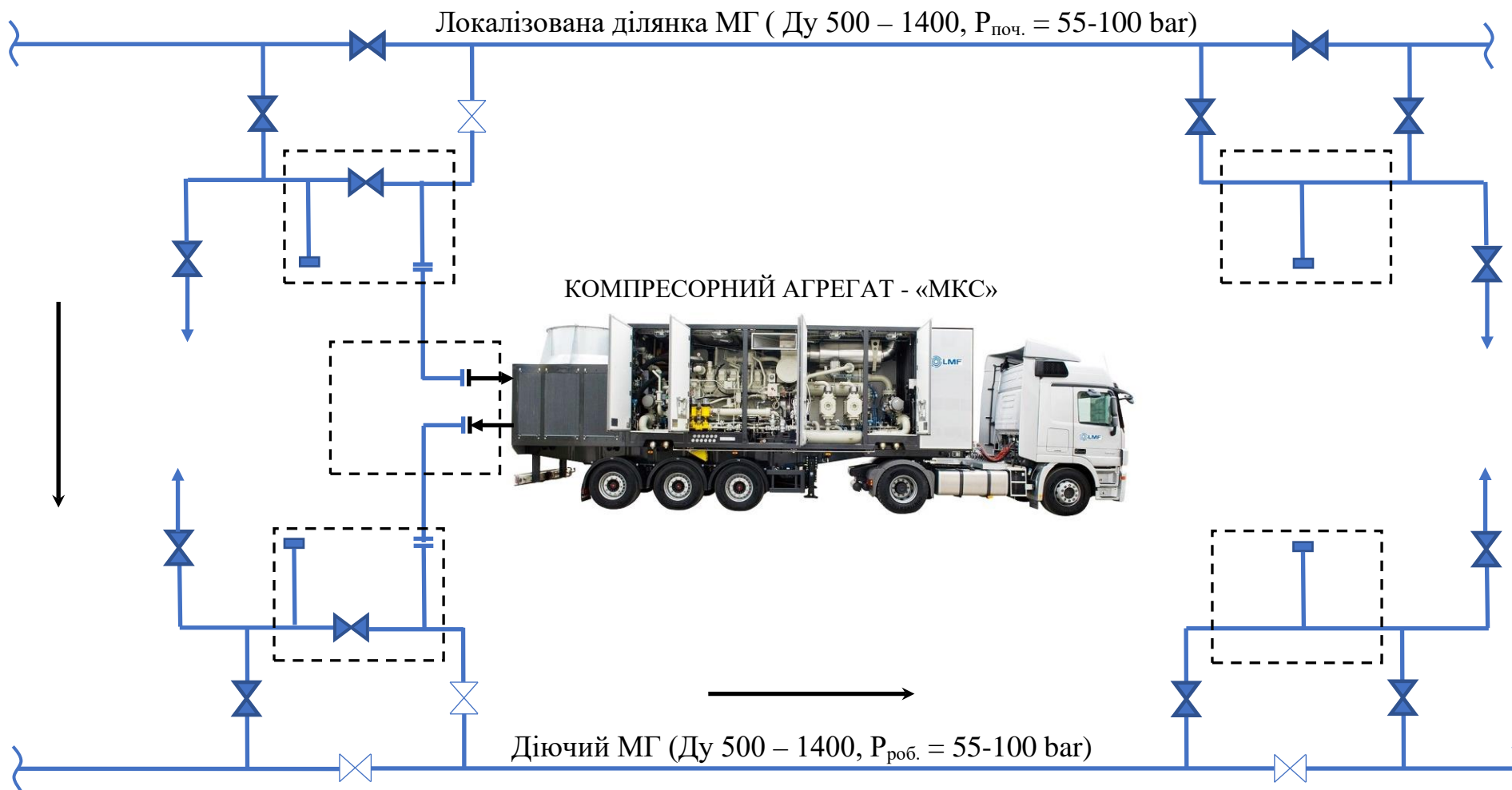


Рисунок 4.9 – Технологічна схема підключення МКС, паралельна («відвід-відвід»)

- ▲ - перекривна арматура у положенні «закрито»;
 ▼ - перекривна арматура у положенні «відкрито»;
- - трубопровід для стравлювання газу;
 —■ - відглушений відвід;
 +| - з'єднання;
 → - напрямок руху газу.

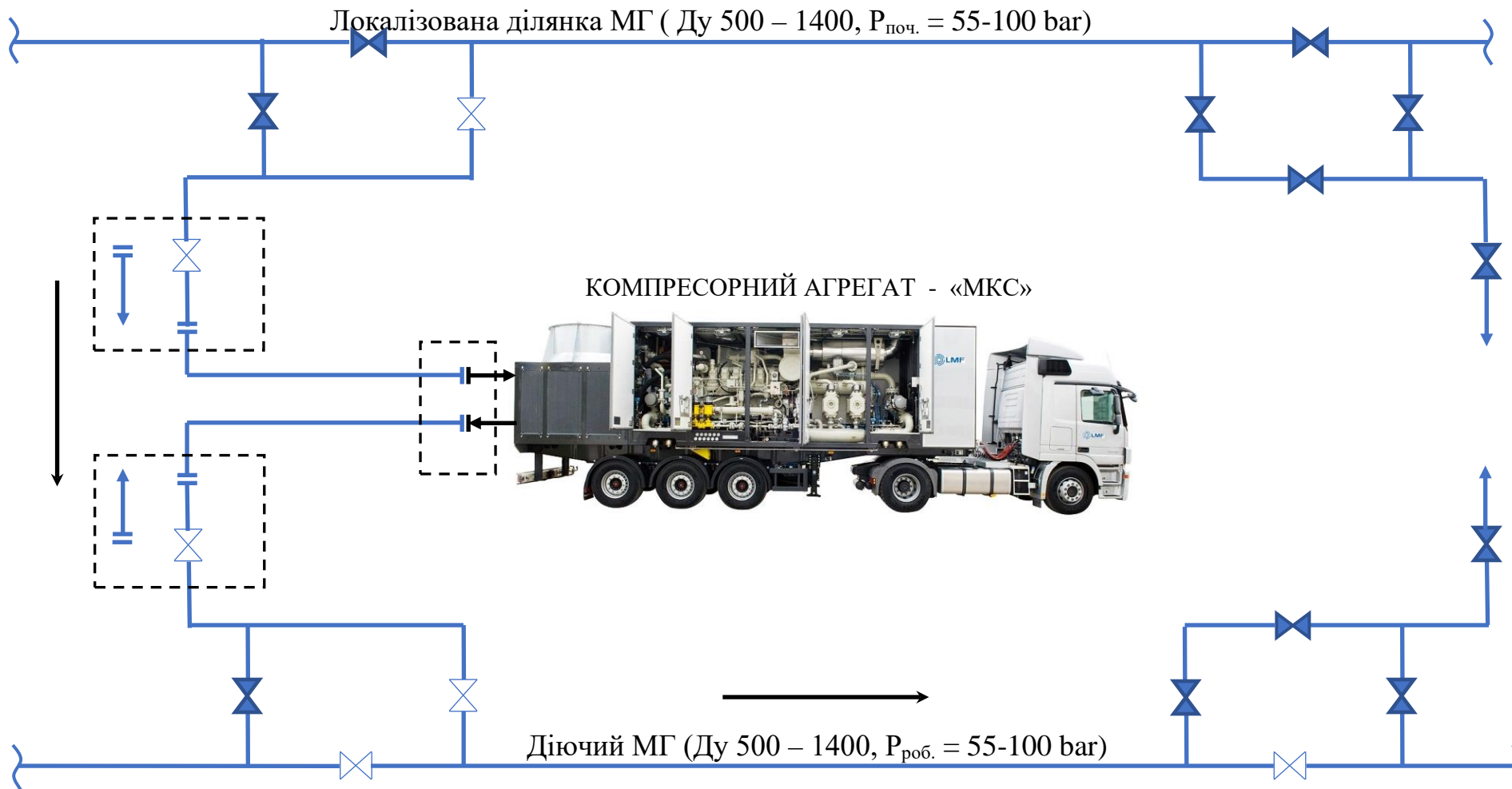


Рисунок 4.10 – Технологічна схема підключення МКС, паралельна («свіча-свіча»)

- ▲ - перекривна арматура у положенні «закрито»; - ▼ перекривна арматура у положенні «відкрито»;
- - трубопровід для стравлювання газу; + - з'єднання; → - напрямок руху газу.

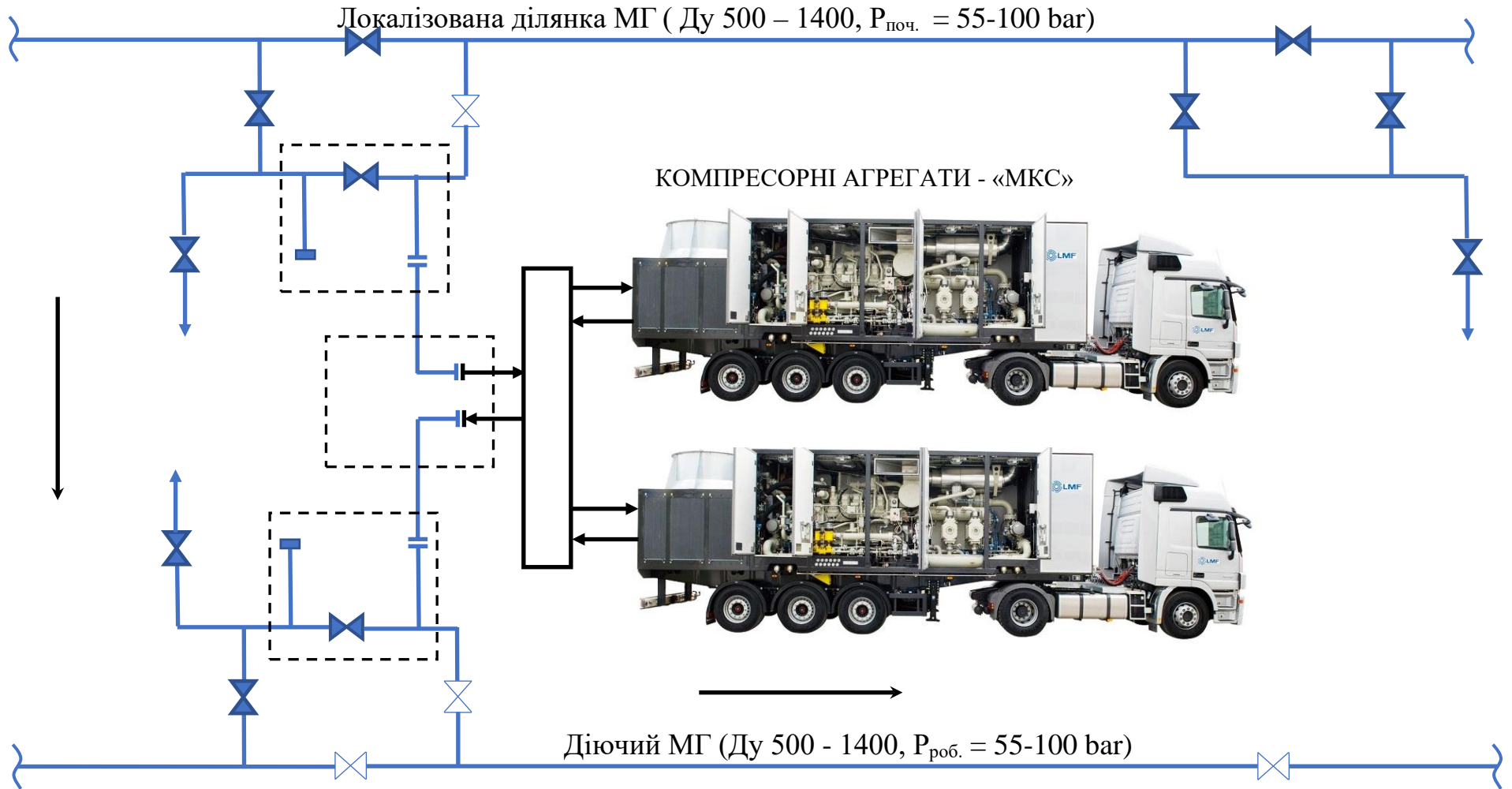


Рисунок 4.11 – Технологічна схема підключення МКС (2 та більше агрегатів), паралельна («відвід-відвід»)

- перекривна арматура у положенні «закрито»;

 - перекривна арматура у положенні «відкрито»;
- трубопровід для стравлювання газу;

 - відглушений відвід;

 - з'єднання;

 - напрямок руху газу.

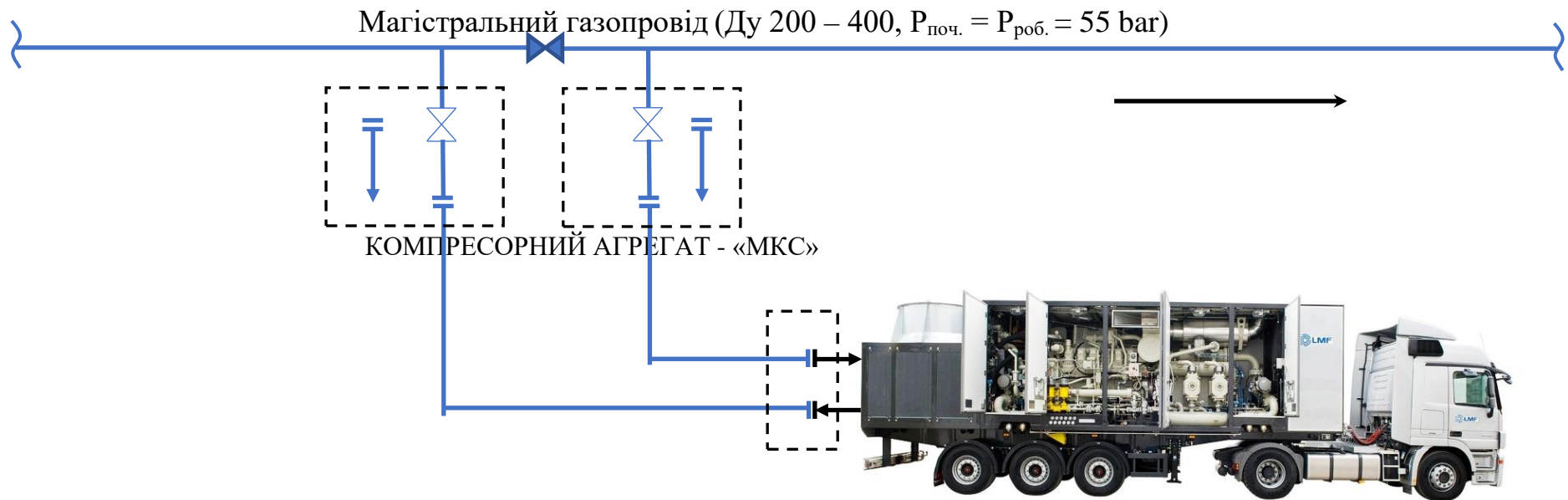


Рисунок 4.12 – Технологічна схема підключення МКС, послідовна («свіча-свіча»)

- перекривна арматура у положенні «закрито»;
 - перекривна арматура у положенні «відкрито»;
- трубопровід для стравлювання газу;
 з'єднання;
 - напрямок руху газу.

Висновки до розділу 4

1. Запропоновано способи транспортування газу з використанням мобільних компресорних станцій, що дозволяють без зупинки газопостачання та стравлювання великих обсягів газу проводити ремонтні та регламентні роботи на об'єктах магістральних газопроводів з урахуванням безпеки технологічних процесів.

2. Розроблені рекомендації щодо підвищення рівня безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств.

3. Запропоновано проєкт змін до положень нормативно-правових актів та будівельних норм і правил, регулюючих питання будівництва та експлуатації магістральних трубопроводів. Проєкт змін до нормативно-правових актів з питань охорони праці направлено до Держпраці з метою їх впровадження.

4. Розроблено основні організаційно-технічні заходи, сформульовано технічні вимоги до застосування мобільних компресорних станцій.

5. Запропоновано комплекс заходів з охорони праці, виробничої безпеки та охорони навколишнього природного середовища під час експлуатації мобільних компресорних станцій.

6. Одержані висновки та рекомендації впроваджені:

– ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області;

– НАК «Нафтогаз України» АТ «Укртрансгаз» Пролетарське управління підземного зберігання газу;

– навчальний процес Державного вищого навчального закладу «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури».

7. Основні наукові результати цього розділу опубліковані в працях автора [99, 100, 101, 102, 103]

ВИСНОВКИ

На підставі виконаних досліджень, викладених у дисертації, сформульовані та обґрунтовані наукові пропозиції, сукупність яких є теоретичним узагальненням та новим вирішенням актуальної науково-прикладної задачі підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів та технологічних процесів транспортування газу за допомогою мобільних компресорних станцій, що знайшло відображення в такому:

1. Проведено аналіз стану виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортної системи України. Визначено, що під час експлуатації об'єктів магістральних газопроводів, а саме виконання ремонтних та регламентних робіт, рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності не відповідає сучасним методам управління з урахуванням ризик-орієнтованого підходу. Встановлено, що в Україні до теперішнього часу на державному рівні відсутня методика, яка дозволяє визначати та прогнозувати рівень ризиків під час експлуатації магістральних газопроводів.

2. На основі проведених досліджень запропоновано термінологічний апарат, який створено з метою визначення та підвищення рівня виробничої безпеки процесів транспортування природного газу, а також формування ризик-орієнтованої концепції безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі.

3. Встановлено, що за наявності в країнах Західної Європи розробок у сфері евакуації природного газу із локалізованих ділянок магістральних газопроводів, способи проведення зазначених робіт, у тому числі спосіб, запропонований компанією LMF, часом не є енергоресурсоефективними та не в повній мірі відповідають вимогам виробничої безпеки, які застосовуються в Україні.

4. З метою підвищення безпеки та запобігання викидам природного газу при виконанні ремонтних робіт запропоновано і запатентовано

технологію евакуації природного газу з ділянок магістральних газопроводів, що підлягають ремонту (технічному обслуговуванню) та/або відключенню.

5. Розроблено алгоритм проведення розрахунків при дослідженні процесу перекачування газу за допомогою мобільної компресорної станції, з визначенням значень маси, тиску та інших термодинамічних властивостей газу у локалізованій ділянці магістрального газопроводу, при проведенні ремонтних робіт.

6. На основі проведеного імітаційного моделювання процесів транспортування газу з локалізованої ділянки магістрального газопроводу при виконанні ремонтних робіт, із застосуванням запропонованої технології (технологічної схеми), встановлено залежність зміни відносного тиску та відносної маси газу в залежності від часу перекачування газу МКС, а також пряму залежність часу перекачування газу із локалізованої ділянки магістрального газопроводу від його тиску та температури, що дозволяє забезпечити безпеку технологічного процесу та підвищити швидкість процесу перекачування – від 6 до 135 годин.

7. Запропоновано дерево відмов для магістрального трубопроводу та методику визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем, встановлено основні експлуатаційні обмеження та фактори, які впливають на безпеку процесів транспортування природного газу.

8. Запропонована «Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України, забезпечення безпеки об'єктів галузі від прогнозованих загроз».

9. Результати дисертаційної роботи впроваджені: в Головному управлінні Державної служби України з надзвичайних ситуацій у Дніпропетровській області; в Державній службі України з питань праці під час формування нової редакції нормативно-правових актів з питань охорони праці (НПАОП 11.1-1.01-08 «Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості України», НПАОП 60.3-1.01-10 «Правил безпечної

експлуатації магістральних газопроводів»; в Пролетарському виробничому управлінні підземного зберігання газу АТ «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДСТУ 4611:2006 Магістральні трубопроводи. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2007-01-01]. Київ, 2007. 26 с.
2. ДСТУ 2293:2014. Охорона праці. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2015-05-01]. Київ, 2015. 18 с.
3. Про об'єкти підвищеної небезпеки: Закон України від 26 квітня 2014 р. № 2245-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14> (дата звернення: 20.03.2019).
4. Про затвердження Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки: Постанова Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 р. № 1107. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1107-2011-%D0%BF> (дата звернення: 20.03.2019).
5. Перелік видів робіт з підвищеною небезпекою: Постанова Кабінету Міністрів України від 15 лютого 2005 р. № 231/10511. URL: <https://zakononline.com.ua/documents/show/264180> 508804 (дата звернення: 25.03.2019).
6. Державна служба України з питань праці. URL: https://dsp.gov.ua/stand-nyrobnychohotravmatyzmu/?fbclid=IwAR2z2bjb7ahkBnPZO2lVrejTi6aWQNhJXE_zlNSb4mL0Jy6fai5C7VxJ1w#/ (дата звернення: 08.01.2021).
7. Фонд соціального страхування України. URL: https://dsp.gov.ua/stand-nyrobnychohotravmatyzmu/?fbclid=IwAR2z2bjb7ahkBnPZO2lVrejTi6aWQNhJXE_zlNSb4mL0Jy6fai5C7VxJ1w# (дата звернення: 08.01.2021).
8. Професійні хвороби та порядок їх встановлення. URL: https://esop.mcfp.ua/559746?utm_source=www.sop.com.ua&utm_medium=refer&utm_campaign=content_link/ (дата звернення: 07.01.2021).

9. Звіт про основні результати діяльності Державної служби України з надзвичайних ситуацій у 2019 році. URL: [www.kmu.gov.ua › sites › zvit_2019 › zvit-2019-dsns/](http://www.kmu.gov.ua/sites/zvit_2019/zvit-2019-dsns/) (дата звернення: 11.10.2020).

10. Охорона праці і бізнес. URL: [https://ru.1lib.eu/ book/ 3071795/af3df1?regionChanged=&redirect=38361066](https://ru.1lib.eu/book/3071795/af3df1?regionChanged=&redirect=38361066) (дата звернення: 11.10.2020).

11. Оновлення інформації щодо розгерметизації на ділянці газогону КЗУ–1 в Київській області. URL: <https://tsoua.com/news/onovlennya-informacziyi-shhodo-avariyi-na-dilyanczi-gazogonu-kzu-1-v-kyyivskij-oblasti/> (дата звернення: 11.10.2020).

12. Поліція озвучила причину вибуху на газопроводі «Союз» на Закарпатті. URL: <https://tsn.ua/ru/ukrayina/policiya-ozvuchila-prichinu-vzryva-na-gazoprovode-soyuz-na-zakarpate-554799.html/> (дата звернення: 11.10.2020).

13. На Полтавщині вибухнув газопровід. URL: <https://poltava.to/news/28589/> (дата звернення: 11.10.2020).

14. ТОВ «Оператор ГТС України». Новини. URL: <https://tsoua.com/news/> (дата звернення: 10.06.2021).

15. Вогненний ад катастрофи під Ашою. URL: <https://www.starhit.ru/life/ot-odejdyi-ostalis-lohmoty-a-bantiki-na-golovah-devochek-poplavilis-ognennyiy-ad-katastrofyi-pod-ashoy-212777/> (дата звернення: 11.10.2020).

16. Залізнична катастрофа під Уфою. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Залізнична_катастрофа_під_Уфою/ (дата звернення: 11.10.2020).

17. Параметри ГТС. URL: <https://tsoua.com/gts-infrastruktura/mozhlyvosti-gts/tehnichni-dani/> (дата звернення: 11.10.2020).

18. Споживання природного газу в Україні. URL: <https://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/74B2346ABA0CBC69C22570D80031A365?OpenDocument> (дата звернення: 11.10.2020).

19. Транзит газу територією України. URL: <https://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/74B2346ABA0CBC69C22570D80031A365?OpenDocument> (дата звернення: 11.10.2020).

20. Беліков А. С., Мацук З. М., Проців В. В. Енергоресурсний менеджмент. Гірнична механіка та автоматика. 2019. Вип. 102. С. 91-97.

21. ДСТУ-Н Б В.2.3-21-2008 Магістральні трубопроводи. Настанова. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. [Чинний від 2008-08-20]. Київ, 2008. 60 с.

22. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. До питання евакуації природного газу з дефектних ділянок магістральних газопроводів. Геотехнічна механіка. 2016. Вип. 127. С. 217–225.

23. Безпека дальнього транспорту газу / Бунько Т. В., Сафонов В. В., Стрежекуров Е. Є., Мацук З. М. Геотехнічна механіка. 2018. Вип. 139. С. 106–115. DOI: 10.15407/geotm2018.02.

24. Мацук З. М., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 96340 Україна: МПК F17D1/100. № u2014 10195; заявл. 16.09.2014; опубл. 26.01.2015, Бюл. № 2. 7 с.

25. Мацук З. М., Мацук О. О., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 999367 Україна: МПК F17D1/100. № u 2015 00629; заявл. 26.01.2015; опубл. 25.05.2015, Бюл. № 10. 10 с.

26. Мацук З. М., Андрусів В. М. Установка транспортування газу: пат. 100214 Україна: МПК F17D1/100, F17D5/00, F25J 3/00. № u 2015 01759; заявл. 10.07.2015; опубл. 10.07.2015, Бюл. № 13. 6 с.

27. НПАОП 60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2010-04-19]. Київ, 2010. 61 с.

28. Подолян О. О., Тимчик Г. С. Контроль якості монтажу муфт на магістральний газопровід: монографія. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 181 с.

29. Российский рынок газа URL: <http://https://www.gazprom.ru/press/news/2016/april/article272872/> (дата обращения: 02.02.2021).

30. Отечественный и зарубежный опыт перекачки природного газа с использованием мобильных компрессорных станций. /Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Аكوпова Г.С., Тетеревлев Р.В. *Газовая промышленность*. 2013. № 1. С. 42–45.

31. Pipeline-evacuation. URL: <https://www.lmf.at/business-areas/pipeline-evacuation/> (дата звернення: 04.02.2021).

32. СНиП 2.05.06-85. Магістральні трубопроводи. [Чинний від 1986-03-18]. Москва: Міннафтогазбуд СРСР, 1986. 48 с.

33. ДСТУ 4611:2006 Магістральні трубопроводи. Терміни та визначення основних понять. [Чинний від 2007-01-01]. Київ, 2007. 35 с.

34. СОУ 60.3-30019801-050. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2014-08-15]. Київ, 2014. 45 с.

35. План локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій для лінійної частини магістральних газопроводів із газорозподільчими станціями: Примірна інструкція з охорони праці для операторів магістральних газопроводів від 24 вересня 2002. ПІ 1.1.23-207. Київ, 2002. 3 с.

36. Паспорт фізико-хімічних показників природного газу (за період з 07:00 01.02.2021р. по 07:00 01.03.2021р., №614). Вимірювальна хіміко-аналітична лабораторія Криворізького п/м Запорізького ЛВУМГ, Свідоцтво № 01-0035/2020.

37. Козаченко А. Н., Никишин В. И. Термодинамические возможности природных газов: учебное пособие. Москва, 1995. 127 с.

38. ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення коефіцієнту стисливості (зміни 1). [Чинний від 1997-07-01]. Київ, 1997. 57 с.

39. Козаченко А. Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. Москва: Нефть и газ, 1999. 463 с.

40. Онлайн калькулятор термодинамічних властивостей метану. 2021. URL: http://www.peacesoftware.de/einigewerte/methan_e.html (дата звернення: 08.01.2021).

41. Михайлов А.К., Ворошилов В.П. Компрессорные машины: учебник для вузов. Москва, 1989. 288 с.
42. Вольский Э. Л., Константинова И. М. Режим работы магистрального газопровода. Ленинград, 1970. 168 с.
43. Сложные трубопроводные системы / Грачев В.В. и др. Москва: Недра, 1982. 256 с.
44. Волков М. М., Михеев О. Л., Конев К. О. Справочник работника газовой промышленности. Москва, 1989. 144 с.
45. Калинин А. Ф. Эффективность и регулирование режимов работы систем трубопроводного транспорта природного газа. Москва: МПА-Пресс, 2007. 323 с.
46. Кривошеин Б. Л., Тугунов П. И. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ). Москва: Наука, 1983. 238 с.
47. Лопатин А. С. Термодинамическое обеспечение энерготехнологических задач трубопроводного транспорта природных газов. Москва: Нефтяник, 1996. 82 с.
48. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / под ред. М. О. Штейнберга. 3-е изд., перераб. и доп. Москва: Машиностроение, 1992. 672 с.
49. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Москва: Недра, 1975. 224 с.
50. Газове паливо (природний газ для забезпечення виробничо-технологічних потреб, власних потреб та інших потреб). URL: <https://prozorro.gov.ua/tender/UA-2019-05-17-000884-c> (дата звернення 17.02.2021).
51. Matsuk Z. N., Bunko T. V., Belikov A. S., Shalomov V. A. Regularities of safe control of piston compressor units of mobile compressor stations. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. № 2. P. 76–81. DOI:

10.33271/nvngu/2021-2 (видання включено до міжнародної наукометричної бази Scopus).

52. Бунько Т. В., Сафонов В. В., Мацук З. М. Спосіб евакуації природного газу з дільниці магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. Геотехнічна механіка. 2018. Вип. 140. С. 143–157. DOI: 10.15407/geotm2018.03.

53. Мацук З. М., Сафонов В. В. Обґрунтування способу контролю тиску газу у магістральному газопроводі. Наукова весна: тези доп. VIII всеукр. наук.-техн. конф., 26-27 квітня 2017 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2017. Т. 9. С. 2–3.

54. Беліков А. С., Мацук З. М. Технологія евакуації природного газу. Безпека життєдіяльності на транспорті та виробництві – освіта, наука, практика: тези доп. VI міжнар. наук.-практ. конф., 11-14 вересня 2019 р. Херсон: ХДМА, 2019. С. 91–93.

55. ДСТУ ISO 31000:2018. Менеджмент ризиків. Принципи та настанови. [Чинний від 2019-01-01]. Київ, 2019. 19 с.

56. Регламент проведення ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків у сфері охорони праці та промислової безпеки в Групі Нафтогаз// затвердженого рішенням правління акціонерного товариства «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» від 19.08.2020 року, прот. № 59.

57. Про трубопровідний транспорт: Закон України від 15 травня 1996 р. №192/96-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/192/96-%D0%B2%D1%80> (дата звернення: 20.03.2020).

58. Кодекс цивільного захисту: Закон України від 2 жовтня 2012 №5403-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5403-17> (дата звернення 20.11.2020).

59. Беліков А. С., Мацук З. М. Ризик-орієнтований підхід до питання виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств. Геотехнічна механіка. 2020. Вип. 152. С. 224–253. DOI: 10.15407/geotm2020.152.244.

60. Про схвалення Концепції управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 22 січня 2014 № 37-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/37-2014-%D1%80> (дата звернення: 13.09.2020).

61. Про схвалення Концепції реформування системи управління охороною праці в Україні та затвердження плану заходів щодо її реалізації: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 12 грудня 2018 № 989-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/989-2018-%D1%80> (дата звернення: 13.09.2020).

62. Про рішення Ради національної безпеки і оборони України від 14 вересня 2020 «Про Стратегію національної безпеки України»: Указ Президента України від 14 вересня 2020 № 392/2020. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/392/2020> (дата звернення: 13.09.2020).

63. Регламент проведення ідентифікації небезпек та оцінювання ризиків у сфері охорони праці та промислової безпеки в Групі Нафтогаз// затвердженого рішенням правління акціонерного товариства «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» від 19.08.2020 року, прот. № 59.

64. ДСТУ EN 292-1-2001. Безпечність машин. Основні поняття, загальні принципи проектування. [Чинний від 2001-08-28]. Київ, 2001. 22 с.

65. Надёжность технических систем и техногенный риск. Методы проверочного листа. URL: <http://www.obzh.ru/nad/6-5.html> (дата звернення: 08.01.2021).

66. ПБ 09-170-97 Общие правила взрывобезопасности для взрывоопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»: Приложение 2 к Методике расчета участвующей во взрыве массы вещества и радиусов зон разрушений. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003998> (дата звернення 30.11.2020).

67. Про затвердження Правил охорони магістральних трубопроводів: Постанова Кабінету Міністрів України від 16 листопада 2002 р. № 1747.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1747-2002-%D0%BF> (дата звернення 30.04.2020).

68. НПАОП-60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2010-01-27]. Київ, 2010. 64 с.

69. ВБН В3.1-00013741-08: 2008. Магістральні газопроводи. Лінійна Частина. Капітальний ремонт. [Чинний від 2008-09-25]. Київ, 2008. 25 с.

70. ВБН В.2.3 - 00013741-07: 2007. Магістральні трубопроводи. Будівництво. Земляні роботи та рекультивація. [Чинний від 2007-06-16]. Київ, 2007. 20 с.

71. СОУ 49.5-30019801-115: 2014. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2014-08-15]. Київ, 2014. 265 с.

72. ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. [Чинний від 2003-12-01]. Київ, 2014. 15 с.

73. ДСТУ-Н Б А.3.1-29: 2015. Нанесення захисних покриттів та улаштування теплової ізоляції. Настанова. [Чинний від 2016-04-01]. Київ, 2016. 95 с.

74. ДСТУ ISO 8501-1:2015 Підготовка сталевих поверхонь перед нанесенням фарб і подібних покриттів. Візуальне оцінювання чистоти поверхні. Частина 1. Ступені іржавіння та ступені підготовки непофарбованих сталевих поверхонь і сталевих поверхонь після повного видалення попередніх покриттів. [Чинний від 2016-01-01]. Київ, 2016. 39 с.

75. ГБН В.2.3-00013741-11:2010. Магістральні трубопроводи. Лінійна частина. Прокладання труб на криволінійних ділянках траси без технологічних захльостів. [Чинний від 2010-11-16]. Київ, 2010. 101 с.

76. ГБН В.2.3-00013741-12:2010. Магістральні трубопроводи. Лінійна частина. Баластування та закріплення. [Чинний від 2010-11-16]. Київ, 2010. 98 с.

77. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. [Чинний від 1986-01-01]. М., 1986. 43 с.

78. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. [Чинний від 1986-

01-01]. М., 1986. 45 с.

79. СНиП III-42-80 с изм.3 Правила производства и приёмки работ [Чинний від 1981-01-01]. М, 1981. 85 с.

80. СНиП 3.02.01-87. Земляні споруди, підмурки та фундаменти. [Чинний від 1988-07-01]. Київ, 1988. 35 с.

81. ВСН 006-89. Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Зварка. [Чинний від 1989-07-01]. Київ, 1989. 42 с.

82. ВСН 012-88 Будівництво магістральних і промислових трубопроводів. Контроль якості і приймання робіт. Частина II. Форми документації і правила її оформлення в процесі здачі - приймання. [Чинний від 1989-07-01]. Київ, 1989. 48 с.

83. ДСТУ-Н Б В.2.1-28:2013. Настанова щодо проведення земляних робіт, улаштування основ та спорудження фундаментів. [Чинний від 2014-01-01]. Київ, 2014. 88 с.

84. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. Київ: Міністерство праці та соціальної політики України, 2002. 21 с.

85. Мацук З. М. Аналіз техногенного ризику лінійної частини магістральних газопроводів. Геотехнічна механіка. 2019. Вип. 149. С. 160–174. DOI: 10.15407/geotm2019.149.160.

86. НПАОП 0.00-5.11-85. Типова інструкція з організації безпечного ведення газонебезпечних робіт. [Чинний від 1985-02-20]. М., 1985. 19 с.

87. Про затвердження Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію (застосування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки: Постанова Кабінету Міністрів України від 26 жовтня 2011 р. № 1107 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1107-2011-п>. (дата звернення: 02.10.2020).

88. Коротаев А. В., Малков А. С., Халтурина Д. А. Законы истории. Математическое моделирование развития Мир-Системы. Демография, экономика, культура. Москва, 2007. 547 с.

89. Про затвердження Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки: Постанова Кабінету Міністрів України від 26 травня 2006 р. № 687. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/687-2004-п>. (дата звернення: 13.08.2021).

90. Про схвалення Концепції розвитку Національної академії наук України на 2014 - 2023 роки: Постанова НАН України від 25 грудня 2013 р. № 187. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0187550-13#n16>>. (дата звернення: 13.08.2021).

91. Беліков А. С., Мацук З. М. Виробнича безпека та енергоресурсоефективність магістрального транспорту газу. Сучасний рух науки: XI міжнар. наук.-практ. інтернет-конф., 8–9 жовтня 2020 р. Дніпро, 2020. Т. 1. С. 62–65.

92. Мацук З. М. Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України. Потураєвські читання: тези доп. XIX всеукр. наук.-техн. конф., 22 квітня 2021 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 71–72.

93. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. Вдосконалення нормативно-правових актів з охорони праці у нафтогазовій промисловості. Геотехнічна механіка. 2016. Вип. 128. С. 205–215.

94. Технологія евакуації природного газу / Беліков А. С., Мацук З. М., Шаломов В. А., Рагімов С. Ю. Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури. 2019. № 5. С. 10–17.

95. Мацук З. Н. Безопасность единой системы газоснабжения. Мобильные компрессорные станции . The scientific heritage. Budapest, 2021. Vol. 1., № 61. P. 50–53. DOI: 10.24412/9215-0365-2021-61-1-50-53.

96. Беліков А. С., Мацук З. М. Нормативне забезпечення безпеки транспорту газу. Проектування мобільних компресорних станцій. Український журнал будівництва та архітектури. 2021. № 2. С. 13–19. DOI: 10.30838/J.BPSACEA.2312.270421.13.746.

97. Мацук З. М., Сафонов В. В. Аналіз та шляхи вдосконалення нормативно-методичного забезпечення щодо безпеки далекого транспортування газу. Молодь: наука та інновації: тези доп. IV всеукр. наук.-техн. конф., 6–7 грудня 2016 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2016. Т. 9. С. 10–11.

98. Мацук З. М. Забезпечення безпеки дальнього транспорту газу, керування мобільними компресорними установками. Потураївські читання: тези доп. XVIII міжнар. наук.-техн. конф., 24 січня 2020 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 32–33.

99. До питання підвищення рівня безпеки та надійності магістральних газопроводів / Беліков А. С., Шаломов В. А., Мацук З. М., Волошин В. В. Сучасні інноваційні та інформаційні технології в перевезенні небезпечних вантажів: тези доп. 2-А міжнар. наук.-практ. конф., 14-15 листопада 2019 р. Харків: УкрДУЗТ, 2019. С. 43–45.

100. НПАОП 60.3-1.01-10. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів. [Чинний від 2010-04-19]. Київ, 2010. 61 с. (Нормативно-правовий акт з охорони праці).

101. ДБН А.2.2-3:2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво. [Чинний від 2018-06-01]. Київ, 2018. 11 с.

102. Маніфольд. [URL: //ru.wikipedia.org/wiki/Манифольд#:~:text=Также%20применяются%20для%20подключения%20дифференциальных,добычи%20нефти%20и%20природного%20газа](https://ru.wikipedia.org/wiki/Манифольд#:~:text=Также%20применяются%20для%20подключения%20дифференциальных,добычи%20нефти%20и%20природного%20газа) (дата звернення: 11.10.2020).

103. Про охорону праці: Закон України від 14 серпня 2021 р. №2694-ХІІ. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12> (дата звернення: 11.10.2020).

104. Про будівельні норми: Закон України від 3 квітня 2021 р. №1704-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1704-17> (дата звернення: 11.10.2020).

105. Про об'єкти підвищеної небезпеки: Закон України від 26 квітня 2014 р. №2245-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14> (дата звернення: 11.10.2020).

106. Про трубопровідний транспорт: Закон України від 15 травня 1996 р. №192/96-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/card/192/96-%D0%B2%D1%80> (дата звернення: 11.11.2020).

107. Про нафту і газ: Закон України від 12 липня 2001 р. № 2665-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/card/2665-14> (дата звернення: 11.11.2020).

108. Про правовий режим земель охоронних зон об'єктів магістральних трубопроводів: Закон України від 17 лютого 2011 р. № 3041-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/3041-17> (дата звернення: 05.04.2021).

109. Про охорону навколишнього природного середовища: Закон України від 25 червня 1991 р. № 1264-XII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12> (дата звернення: 15.05.2021).

110. Кодекс цивільного захисту України: Закон України від 2 жовтня 2012 р. № [5403-VI](#). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5403-17> (дата звернення: 15.05.2021).

111. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України. [Чинний від 2008-08-01]. Київ, 2008. 26с.

112. НПАОП 0.00-5.11-85. Типова інструкція з організації безпечного ведення газонебезпечних робіт. [Чинний від 1985-02-20]. Київ, 1985. 14 с.

113. НПАОП 0.00-5.12-01. Інструкція з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах. [Чинний від 2001-06-05]. Київ, 2001. 12 с.

114. НПАОП 0.00-1.75-15. Правила охорони праці під час вантажно-розвантажувальних робіт. [Чинний від 2015-01-19]. Київ, 2019. 12 с.

115. НПАОП 0.00-1.80-18. Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання. [Чинний від 2018-01-19]. Київ, 2018. 110 с.

116. НПАОП 0.00-1.62-12. Правила охорони праці на автомобільному транспорті. [Чинний від 2012-07-09]. Київ, 2012. 66 с.

117. НПАОП 45.2-7.02-12. Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека у будівництві (ДБН А.3.2-2-2009). [Чинний від 2009-01-27]. Київ, 2009. 115 с.

118. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання України. [Чинний від 2015-05-15]. Київ, 2015. 38 с.

119. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. [Чинний від 2001-06-21]. Київ, 2001. 75 с.

120. НПАОП 40.1-1.01-97. Правила безпечної експлуатації електроустановок. [Чинний від 1997-10-06]. Київ, 1997. 38 с.

121. НПАОП 0.00-4.12-05. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці та Переліку робіт з підвищеною небезпекою. [Чинний від 2005-01-26]. Київ, 2005. 22 с.

122. ДСТУ ISO/IEC 3010:2013 Керування ризиком. Методи загального оцінювання ризику. [Чинний від 2014-07-01]. Київ: Мінекономпромрозвитку України, 2013. 80 с.

123. Пушнин Л.П., Капленко Г.Г., Фоменко Ф.И. Техногенные аварии со взрывами и разрушениями плотин: методические указания для самостоятельной работы по курсу «Безопасность жизнедеятельности». Днепропетровск: ПГАСА, 2008. 64 с.

124. Голінько В.І. Соціально-економічний моніторинг умов праці: навч. посіб. Дніпро, 2017. 152 с.

125. Рекомендації щодо побудови, впровадження та удосконалення системи управління охороною праціо Київ: Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду, 2008. 32 с.

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. До питання евакуації природного газу з дефектних ділянок магістральних газопроводів. *Геотехнічна механіка*. 2016. Вип. 127. С. 217–225.

2. Мацук З. М., Бунько Т. В., Сафонов В. В. Вдосконалення нормативно-правових актів з охорони праці у нафтогазовій промисловості. *Геотехнічна механіка*. 2016. Вип. 128. С. 205–215.

3. Безпека дальнього транспорту газу / Бунько Т. В., Сафонов В. В., Стрежекуров Е. Є., Мацук З. М. *Геотехнічна механіка*. 2018. Вип. 139. С. 106–115.

4. Бунько Т. В., Сафонов В. В., Мацук З. М. Спосіб евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. *Геотехнічна механіка*. 2018. Вип. 140. С. 143–157. DOI: 10.15407/geotm2018.03.

5. Технологія евакуації природного газу / Беліков А. С., Мацук З. М., Шаломов В. А., Рагімов С. Ю. *Вісник Придніпровської державної академії будівництва та архітектури*. 2019. № 5. С. 10–17.

6. Беліков А. С., Мацук З. М., Проців В. В. Енергоресурсний менеджмент. *Гірнична електромеханіка та автоматика*. 2019. Вип. 102. С. 91–97.

7. Беліков А. С., Мацук З. М. Ризик-орієнтований підхід до питання виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств. *Геотехнічна механіка*. 2020. Вип. 152. С. 224–253. DOI: 10.15407/geotm2020.152.244.

8. Мацук З. Н. Безопасность единой системы газоснабжения. Мобильные компрессорные станции . *The scientific heritage*. Budapest, 2021. Vol. 1., № 61. P. 50–53. DOI: 10.24412/9215-0365-2021-61-1-50-53.

9. Matsuk Z. N., Bunko T. V., Belikov A. S., Shalomov V. A. Regularities of safe control of piston compressor units of mobile compressor stations. *Naukovyi visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. № 2. P. 76–81. DOI: 10.33271/nvngu/2021-2 (видання включено до міжнародної наукометричної бази Scopus).

10. Беліков А. С., Мацук З. М. Нормативне забезпечення безпеки транспорту газу. Проектування мобільних компресорних станцій. *Український журнал будівництва та архітектури*. 2021. № 2. С. 13–19. DOI: 10.30838/J.BPSACEA.2312.270421.13.746.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

11. Мацук З. М., Сафонов В. В. Аналіз та шляхи вдосконалення нормативно-методичного забезпечення щодо безпеки далекого транспортування газу. *Молодь: наука та інновації*: тези доп. IV всеукр. наук.-техн. конф., 6–7 грудня 2016 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2016. Т. 9. С. 10–11.

12. Мацук З. М., Сафонов В. В. Обґрунтування способу контролю тиску газу у магістральному газопроводі. *Наукова весна*: тези доп. VIII всеукр. наук.-техн. конф., 26-27 квітня 2017 р. Дніпро: ДВНЗ НГУ, 2017. Т. 9. С. 2–3.

13. Беліков А. С., Мацук З. М. Технологія евакуації природного газу. *Безпека життєдіяльності на транспорті та виробництві – освіта, наука, практика*: тези доп. VI міжнар. наук.-практ. конф., 11-14 вересня 2019 р. Херсон: ХДМА, 2019. С. 91–93.

14. До питання підвищення рівня безпеки та надійності магістральних газопроводів / Беліков А. С., Шаломов В. А., Мацук З. М., Волошин В. В. *Сучасні інноваційні та інформаційні технології в перевезенні небезпечних вантажів*: тези доп. 2-А міжнар. наук.-практ. конф., 14-15 листопада 2019 р. Харків: УкрДУЗТ, 2019. С. 43–45.

15. Мацук З. М. Забезпечення безпеки дальнього транспорту газу, керування мобільними компресорними установками. *Потураївські читання: тези доп. XVIII міжнар. наук.-техн. конф.*, 24 січня 2020 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 32–33.

16. Беліков А. С., Мацук З. М. Виробнича безпека та енергоресурсоефективність магістрального транспорту газу. *Сучасний рух науки: XI міжнар. наук.-практ. інтернет-конф.*, 8–9 жовтня 2020 р. Дніпро, 2020. Т. 1. С. 62–65.

17. Мацук З. М. Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України. *Потураєвські читання: тези доп. XIX всеукр. наук.-техн. конф.*, 22 квітня 2021 р. Дніпро: НТУ «Дніпровська політехніка», 2020. С. 71–72.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

18. Мацук З. М., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 96340 Україна: МПК F17D 1/100. № u2014 10195; заявл. 16.09.2014; опубл. 26.01.2015, Бюл. № 2. 7 с.

19. Мацук З. М., Мацук О. О., Кобеза О. І. Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах: пат. 999367 Україна: МПК F17 D1/100. № u 2015 00629; заявл. 26.01.2015; опубл. 25.05.2015, Бюл. № 10. 10 с.

20. Мацук З. М., Андрусів В. М. Установка транспортування газу: пат. 100214 Україна: МПК F17D 1/100, F17D 5/00, F25J 3/00. № u 2015 01759; заявл. 10.07.2015; опубл. 10.07.2015, Бюл. № 13. 6 с.

21. Мацук З. М. Аналіз техногенного ризику лінійної частини магістральних газопроводів. *Геотехнічна механіка*. 2019. Вип. 149. С. 160–174. DOI: 10.15407/geotm2019.149.160.

ДОДАТОК Б**АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ**

УЗГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
Державного навчального закладу
«Придніпровська державна академія
архітектури та будівництва», д.т.н.,
проф.



Владислав ДАНШЕВСЬКИЙ
11 20 20

ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник Головного управління
Державної служби України з
надзвичайних ситуацій
у Дніпропетровській області
генерал-майор с.п. ЦЗ

Андрій КУЛЬБАЧ
11 20 20
М.П.



АКТ

Про впровадження запропонованого кафедрою БЖД ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури», здобувачем Мацук З.М., термінологічного апарату із забезпечення безпеки об'єктів нафтогазової галузі, технології евакуації (відкачування) природного газу з локалізованих ділянок магістральних газопроводів із застосуванням мобільної компресорної станції.

Виконавці робіт: Головне управління Державної служби України з надзвичайних ситуацій у Дніпропетровській області (далі – ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області) та кафедра БЖД ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» (далі – ПДАБА).

Об'єкт дослідження: забезпечення безпеки процесів транспортування природного газу магістральними трубопроводами газотранспортної системи.

Місце впровадження: ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області.

Комісія у складі: голови – заступника начальника ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області – Горбачова Е.В. та членів комісії: – начальника управління ОЗЦЗ ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області – Сугака А.О.; – заступника начальника управління – начальника відділу ІТЗ та О УОЗЦЗ ГУ ДСНС України у Дніпропетровській області – Зінкевича Д.С.; зав. кафедри БЖД ПДАБА д.т.н., проф. Беліков А.С., к.т.н., доц. Шаломов В.А.; здобувач Мацук З.М.

На засіданні комісії, під час розгляду технологічного процесу забезпечення безпеки магістрального транспортування газу, встановлено відсутність термінологічного апарату забезпечення безпеки процесів транспортування газу, що унеможливує трактування поняття безпека об'єктів (систем, підприємств) нафтогазової галузі у нормативній документації. Розглянуто запропоновані концептуальні засади та термінологічний апарат забезпечення безпеки процесів транспортування природного газу та технологію евакуації природного газу.

Рішення комісії:

1. Схвалити запропонований термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки процесів транспортування природного газу. Схвалити застосування запропонованого методу ідентифікації та оцінки ризиків із одночасним застосуванням якісних та кількісних параметрів. Впровадити запропонований «Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику із урахуванням їх кількісної і якісної оцінки» (додаток 1). Впровадити основні засади

запропонованої «Методики визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» (додаток 1).

2. Схвалити та впровадити основні засади та технологічні рішення розробленої і запропонованої до впровадження технології евакуації природного газу із локалізованих діляниць магістральних газопроводів із застосуванням мобільних компресорних станцій (див. додаток 2).

Запропоновані концептуальні засади дозволяють підвищити рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі України. Одержані результати та висновки дисертаційної роботи за темою: «Підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів» можуть бути рекомендовані державним органам та установам, відповідного напрямку спрямування, під час розробки оновлених редакцій галузевих нормативно-правових актів.

Додаток 1: Термінологічний апарат та концептуальні засади забезпечення безпеки об'єктів нафтогазової галузі України.

Додаток 2: Технологія евакуації природного газу із локалізованих діляниць магістральних газопроводів (патенти України №№ 96340, 99367, 100214).

Підписи членів комісії:

Представники
ГУ ДСНС України у Дн-ській області

Представники
ДВНЗ «ІДАБА»

Заступник начальника ГУ
Горбачов Е.В.

Д.т.н., проф.
А.С. Беліков

Начальник УОЗЦЗ ГУ ДСНС у Дн-ській
області

К.т.н., доц.
В.А. Шаломов

Сугак А.О.
Заступник начальника - начальник відділу ІТЗ
та О УОЗЦЗ ГУ ДСНС у Дн-ській області

Здобувач
З.М. Мацук

Зінкевич Д.С.

1. Концептуальні засади забезпечення безпеки нафтогазової галузі України

За підсумками проведеного нами аналізу, з метою підвищення рівня виробничої безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі України (газотранспортних підприємств включно), з урахуванням «Порядку проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, устаткування підвищеної небезпеки» та у розвиток «Концепції управління ризиками виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру», «Концепції реформування системи управління охороною праці в Україні», «Концепції розвитку Національної академії наук України на 2014 - 2023 роки» пропонуємо наступну «Концепцію безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України».

Концепція безпеки та енергоресурсоефективності нафтогазової галузі України – нафтогазова галузь може бути відносно безпечною та енергоресурсоефективною за умов якщо її об'єкти будуть знаходитись у такому технічному стані, стані захищеності (функціонування) коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів (надалі-прогнозованих загроз) не буде призводити до процесів, які можуть вважатися небезпечними і негативними по відношенню до них, до працівників галузі, до інших осіб, до постачання споживачів вуглеводнями (воднем), до енергоресурсоефективності машин (механізмів, устаткування), до навколишнього середовища та/або технологічне обладнання (агрегати) їх герметичність, інші явища та процеси набудуть властивостей зберігатися під дією руйнуючих впливів.

2. Термінологічний апарат забезпечення безпеки об'єктів нафтогазової галузі .

Враховуючи, що до теперішнього часу, на рівні держави, законодавчо (нормативно) не сформований відповідний термінологічний апарат, з метою визначення та підвищення рівня виробничої безпеки процесів транспортування природного газу (водню) та формування ризик-орієнтованої концепції безпеки (енергоресурсоефективності) нафтогазової галузі України, нами запропоновано наступний термінологічний апарат:

1. Єдина система газопостачання (ЄСГ) – єдиний технологічний комплекс, що включає в себе газовидобувну систему (систему синтезу водню), систему газопереробки, газотранспортну систему, систему зберігання газу, газорозподільну систему, призначений для забезпечення газопостачання споживачів.

Метою ЄСГ є газопостачання природним газом (воднем) споживачів з урахуванням всіх можливостей і обмежень системи.

2. Газовидобувна система (ГВС) - технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів газовидобувної промисловості (елементів ЄСГ), призначених для видобутку природного газу, що входить до складу єдиної системи газопостачання.

3. Система переробки (синтезу) газу/водню (СПСГ) - технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів переробки (синтезу) газу/водню (елементів ЄСГ), призначених для переробки природного газу (синтезу водню), що входить до складу ЄСГ.

4. Систему зберігання газу (СЗГ) - технологічний комплекс, що складається з технологічно пов'язаних з газотранспортною системою об'єктів зберігання газу (елементів СЗГ), призначених для зберігання природного газу (водню), що входить до складу єдиної системи газопостачання.

5. Єдина газотранспортна система України (ГТС) - технологічний комплекс (елемент ЄСГ), до якого входить окремий магістральний газопровід з усіма об'єктами і спорудами, пов'язаними з ним єдиним технологічним процесом, або кілька таких газопроводів, якими здійснюється транспортування природного газу (водню) від точки (точок) входу до точки (точок) виходу.

6. Газорозподільна система (ГРС) - технологічний комплекс (елемент ЄСГ), що складається з організаційно і технологічно пов'язаних між собою об'єктів, призначених для розподілу природного газу (суміші природного газу та водню) від газорозподільних станцій безпосередньо споживачам, що входить до складу єдиної системи газопостачання.

7. Мобільна компресорна станція (МКС) – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу (водню) у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування);

8. Технологічна обв'язка МКС – технологічні трубопроводи (гнучкі трубопровідні вставки), розподільні пристрої, перекивна трубопровідна арматура та їх з'єднання, у різному поєднанні, необхідні для здійснення технологічного процесу перекачування газу та/або експлуатації обладнання/устаткування і компресорних агрегатів МКС;

9. Безпека ЄСГ - стан і умови, в яких знаходиться її елементи (об'єкти), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування кожного окремого елемента системи, за умов того, що ризик обмеження газопостачання споживачів є прийнятним, з урахуванням групи випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії системи;

10. Безпека ГВС (СПГ, СЗГ) - стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечним по відношенню до нормального функціонування об'єктів ГВС (СПГ, СЗГ) та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГВС(СПГ, СЗГ), травмування інших осіб є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень об'єктів ГВС (СПГ, СЗГ), ГТС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії ЄСГ, ГТС;

11. Безпека ГТС - стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування ГТС та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГТС, травмування інших осіб, обмеження газопостачання споживачів є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ЄСГ, ГТС, ГРС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії [6] ЄСГ, ГВС, СПГ, СЗГ, ГТС, ГРС;

12. Безпека ГРС - стан і умови, в яких знаходяться її об'єкти, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по відношенню до нормального функціонування ГРС та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів ГРС, травмування інших осіб, обмеження газопостачання споживачів є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ГРС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії ГРС, ГТС.

13. Безпека МКС (КС) – технічний стан і умови експлуатації, в яких знаходиться МКС (КС) її обладнання, коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними по

відношенню до нормального функціонування МКС (КС) та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу МКС (КС), травмування інших осіб, є прийнятним, з урахуванням експлуатаційних обмежень ГТС і випадкових/невипадкових подій, що становлять загрозу виникнення і розвитку аварії МКС і ГТС.

14. Рівень безпеки ГВС, СПГ, СЗГ, ГТС, ГРС – показник який характеризує стан захищеності систем від дії зовнішніх і внутрішніх факторів які вважаються небезпечними по відношенню до їх нормального функціонування та навколишнього середовища, за умов того, що ризик травмування (набуття професійного захворювання) особами з числа експлуатаційного персоналу об'єктів системи, травмування інших осіб, обмеження газопостачання споживачів, залишається прийнятним.

15. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу існування) коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводів (водню) споживачам, або властивість зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів, зберігатися під дією руйнуючих впливів.

16. Безпечна (надійна) експлуатація об'єктів трубопровідного транспорту – такий стан об'єктів при якому в повному обсязі виконано вимоги системи заходів, яка забезпечує попередження аварій шляхом своєчасного виконання технічного огляду, обслуговування, діагностування, інших заходів згідно вимог проектної документації, правил технічної експлуатації, чинних нормативно-правових актів з охорони праці (виробничої безпеки), державних та галузевих стандартів.

З огляду на вищевикладене, на основі проведених досліджень, пропонуємо ввести частково, або повністю, запропоновані нами визначення

до нормативної бази України: до Законів України «Про нафту і газ» "(2665-III), "Про трубопровідний транспорт" (192/96-ВР), «Про ринок природного газу» (329-VIII) та до пов'язаних з вищезгаданими законами, положень нормативно-правових актів з охорони праці згідно наведеної нижче таблиці.

3. Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем

Згідно термінології запропонованого нами термінологічного апарату:

1. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу існування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводнів споживачам, або технічні параметри (властивості) зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів зберігаються під дією руйнуючих впливів.

2. Енергоресурсоефективність системи – здатність системи ефективно та безпечно досягати мети існування, за умов скорочення витрат усіх видів ресурсів, у порівнянні з витратами за попередній/аналогічний період;

3. Ресурс – все, що можливо використати з метою задоволення потреб людини (людства), системи. Згідно положень п. 1, ст. 260 «Господарського кодексу України» (436-IV), окрему галузь складає – сукупність усіх виробничих одиниць, які здійснюють переважно однакові або подібні види виробничої діяльності.

Відомо, що об'єднані однією метою сукупності елементів (у нашому випадку – виробничих одиниць) являють собою системи.

Тому, нафтогазову галузь України доцільно вважати складною інтегрованою в економіку та суспільне життя країни системою.

Мета існування такої системи – доведення можливостей системи у питаннях безпечного видобутку, підготовки, синтезу, зберігання, постачання

(транзиту), розподілу вуглеводнів (водню) до їх повної реалізації, з урахування безпеки системи.

Проведені дослідження дозволили нам вивести базові залежності у питаннях безпеки складних галузевих систем. Застосовуючи запропоновані залежності, можливо визначити рівень безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі.

Тоді залежність, яка може характеризувати стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$S_S = B_S \quad (1)$$

де S_S – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи;

B_S – показник стану відносної безпеки та працездатності системи (рівень безпеки).

Система знаходиться в стані відносної безпеки якщо значення $B_S \leq 1$.

$$B_S = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (2)$$

де B_S – добуток співвідношень (баланс) між значеннями ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), які можуть негативно вплинути на стан (рівень) безпеки та працездатності елементів системи, на усіх етапах існування системи, з урахуванням усіх потреб системи та значеннями ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, в межах сучасних фахових понять, знань, уявлень і факторів та/або інших умов, які характеризують фактичний стан захищеності системи від дії зазначених загроз, од.;

$D_{1,2,\dots,n}$ – числове значення ймовірності настання загроз, од. (≤ 1);

$A_{1,2...n}$ – числове значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам, од.(≤ 1).

Тоді стійку закономірність, яка може характеризувати рівень (стан) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної галузі (іншої галузі промисловості) та/або галузі в цілому, можливо представити у наступному виразі:

$$S_{GS} = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \frac{D_3}{A_3} \times \frac{D_4}{A_4} \times \frac{D_5}{A_5} \times \frac{D_6}{A_6} \times \frac{D_7}{A_7} \times \frac{D_8}{A_8} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (3)$$

де S_{GS} – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної (іншої) галузі;

D_1 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, нанесення шкоди обладнанню (устаткуванню) галузі (держави, інших осіб), пов'язаних із вибором методу ідентифікації (оцінки ризику) прогнозованих загроз та математичного апарату оцінки ймовірності їх настання, од.;

D_2 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із виробничою діяльністю об'єктів галузі, од.;

D_3 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із технічними, технологічними особливостями об'єктів галузі, од.;

D_4 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності проектних рішень об'єктів галузі вимогам чинного законодавства, од.;

D_5 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації під час будівництва об'єктів галузі, од.;

D_6 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації, правил безпеки, правил технічної експлуатації, технологічних регламентів, іншої нормативної документації під час їх експлуатації, од.;

D_7 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз виникнення аварії та/або розгерметизації трубопроводів (посудин, що працюють під тиском тощо) випадкового/невипадкового характеру на об'єктах галузі під час їх експлуатації, од.;

D_8 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз обмеження постачання споживачів вуглеводнями (воднем), од.;

D_n – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією інших прогнозованих загроз, од.;

$A_{1,2,3...n}$ – числові значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних, організаційно-технічних, заходів протидії ідентифікованим-прогнозованим загрозам $D_{1,2,3...n}$ (скорочення загроз $D_{1,2,3...n}$ /ухилення від загроз $D_{1,2,3...n}$ /виключення загроз $D_{1,2,3...n}$), од.;

При цьому, під час визначення числових значень ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі– загроз), а також ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, важливим є застосування одного і того ж самого математичного апарату.

При чому, під час розробки та впровадження комплексу заходів протидії прогнозованим загрозам $D_{6,7,8}$ застосування технології запобігання емісії вуглеводнів (водню) у навколишнє природне середовище, робочу зону, шляхом їх евакуації та/або акумулювання є дієвим запобіжним заходом забезпечення безпеки та енергоефективності об'єктів ГТС.

Енергоресурсоефективність складних систем тісно пов'язана з їх безпекою та працездатним станом.

Залежність, що характеризує рівень (стан) енергоресурсоефективності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$E_S = (E_2 + E_3) - (E_1 + E_3), \text{ облікових одиниць} \quad (4)$$

де E_S – енергоресурсоефективність системи, од;

E_1 – витрати ресурсів за попередній/аналогічний період функціонування системи, од;

E_2 – витрати ресурсів за поточний період функціонування системи, од;

E_3 – витрати ресурсів на впровадження запобіжних заходів, од.

При цьому, у кінцевому розрахунку приймають участь витрати ресурсів, виражені у грошовому еквіваленті, з урахуванням індексу інфляції.

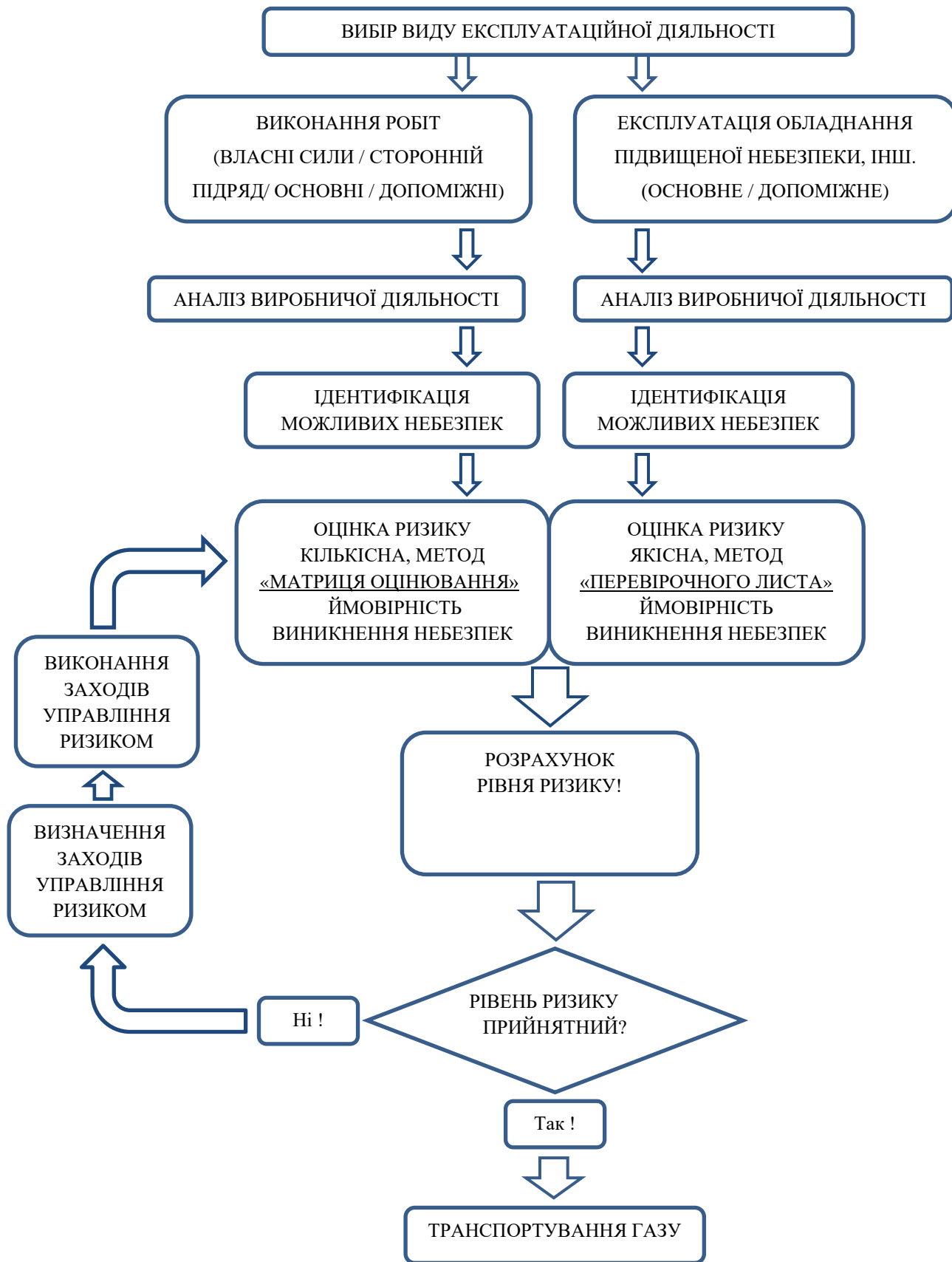


Рисунок 1 – Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **96340** (13) **U**
(51) МПК (2015.01)
F17D 1/00

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: **u 2014 10195**
(22) Дата подання заявки: **16.09.2014**
(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: **26.01.2015**
(46) Публікація відомостей про видачу патенту: **26.01.2015, Бюл.№ 2**

(72) Винахідник(и):
Мацук Захар Миколайович (UA),
Кобеза Олександр Іванович (UA)
(73) Власник(и):
Мацук Захар Миколайович,
вул. 20-річчя Перемоги, 35, кв. 3, м.
Дніпропетровськ, 49127 (UA),
Кобеза Олександр Іванович,
вул. Квітнева, 10, с. Комінтерн,
Новомосковський р-н, Дніпропетровська
обл., 51221 (UA)

(54) СПОСІБ КОНТРОЛЮ ТИСКУ ГАЗУ У МАГІСТРАЛЬНИХ, ТЕХНОЛОГІЧНИХ АБО МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДАХ

(57) Реферат:

Спосіб контролю тиску газу в магістральному, технологічному та міжпромисловому газопроводах включає завдання величини тиску, перекриття контрольованої ділянки з усіх боків, встановлення компресорної установки (КУ), перекачування газу. Крім цього, після перекриття ділянки газопроводу включають КУ у байпасну об'язку лінійного крану або свічну лінію, або стояки відбору газу, визначають величину тиску газу на контрольованій ділянці, порівнюють із заданою величиною, а при наявності різниці перекачують газ в послідовні або паралельні ділянки газопроводів до досягнення заданої величини.

UA 96340 U



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **99367** (13) **U**
(51) МПК (2015.01)
F17D 1/00

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

<p>(21) Номер заявки: u 2015 00629 (22) Дата подання заявки: 26.01.2015 (24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 25.05.2015 (46) Публікація відомостей про видачу патенту: 25.05.2015, Бюл.№ 10</p>	<p>(72) Винахідник(и): Мацук Захар Миколайович (UA), Мацук Ольга Олександрівна (UA), Кобеза Олександр Іванович (UA)</p> <p>(73) Власник(и): Мацук Захар Миколайович, вул. 20-річчя Перемоги, 35, кв. 3, м. Дніпропетровськ, 49127 (UA), Мацук Ольга Олександрівна, вул. 20-річчя Перемоги, 35, кв. 3, м. Дніпропетровськ, 49127 (UA), Кобеза Олександр Іванович, вул. Квітнева, 10, с. Комінтерн, Новомосковський р-н, Дніпропетровська обл., 51221 (UA)</p>
---	--

(54) СПОСІБ КОНТРОЛЮ ТИСКУ ГАЗУ У МАГІСТРАЛЬНИХ, ТЕХНОЛОГІЧНИХ АБО МІЖПРОМИСЛОВИХ ГАЗОПРОВОДАХ

(57) Реферат:

Спосіб контролю тиску газу у магістральних, технологічних або міжпромислових газопроводах включає задання величини тиску газу на контрольованій ділянці трубопроводу. Попередньо монтують між байпасними кранами відглушений відвід, через який в процесі транспортування ведуть відбір газу у паралельно прокладену ділянку газопроводів або пересувного автозаправника, запірний кран, з обох боків якого відводи відповідно відглушені, через які в процесі транспортування ведуть відбір газу у суміжні ділянки газопроводу. Після цього, згідно з проектом, герметизують відводи та свічну лінію.

UA 99367 U



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **100214** (13) **U**

(51) МПК (2015.01)

F17D 1/00

F17D 5/00

F25J 3/00

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

<p>(21) Номер заявки: u 2015 01759</p> <p>(22) Дата подання заявки: 02.03.2015</p> <p>(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.07.2015</p> <p>(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 10.07.2015, Бюл.№ 13</p>	<p>(72) Винахідник(и): Мацук Захар Миколайович (UA), Андрусів Володимир Михайлович (UA)</p> <p>(73) Власник(и): Мацук Захар Миколайович, вул. 20-річчя Перемоги, 35, кв. 3, м. Дніпропетровськ, 49127 (UA), Андрусів Володимир Михайлович, м-н Кільченський, 2, кв. 36, м. Перещепине, Новомосковський р-н, Дніпропетровська обл., 51220 (UA)</p>
--	---

(54) УСТАНОВКА ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ**(57) Реферат:**

Установка транспортування газу містить з'єднані з блоком первинної підготовки газу джерела газу, блок компримування газу, блок вторинної підготовки газу. Введено блок акумулювання газу, який включено між блоком первинної підготовки газу та блоком компримування газу або між блоком компримування газу та блоком вторинної підготовки газу, при цьому блок первинної підготовки газу підключено до блока компримування газу.

UA 100214 U



ПАПЕРОВА КОПІЯ
ЕЛЕКТРОННОГО ДОКУМЕНТА

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З ПИТАНЬ ПРАЦІ (ДЕРЖПРАЦІ)

вул. Десятинна, 14, м. Київ, 01601, тел.: (044) 279-00-85, факс (044) 289-55-24
http://www.dsp.gov.ua, E-mail: dsp@dsp.gov.ua, Код ЄДРПОУ 39472148

№ _____ На № _____ від _____

Державний вищий навчальний заклад
«Придніпровська державна академія
будівництва та архітектури»
вул. Чернишевського, 24А, м. Дніпро,
49600

Про внесення змін до нормативно- правових актів з охорони праці

Державна служба України з питань праці розглянула лист Державного вищого навчального закладу «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» від 17.11.2020 № 38-08.04-367 щодо перегляду Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів (далі – НПАОП 60.3-1.01-10) та Правил безпеки у нафтогазовидобувній промисловості (далі – НПАОП 11.1-1.01-08) та повідомляє.

Держпраці здійснює перегляд та вдосконалення нормативно-правових актів з охорони праці, а також удосконалення законодавства у цій сфері згідно з Планом діяльності Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України з підготовки проектів регуляторних актів на 2021 рік, затвердженого наказом Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України від 19.11.2020 № 2392 «Про затвердження плану діяльності з підготовки проектів регуляторних актів у сфері господарської діяльності на 2021 рік» (далі – План).

Перегляд НПАОП 60.3-1.01-10 та НПАОП 11.1-1.01-08 у 2021 році Планом не передбачено.

Разом з цим, Держпраці розгляне можливість надання відповідної пропозиції Міністерству розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України щодо внесення в План діяльності Міністерства розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України з підготовки проектів регуляторних актів зазначених нормативно-правових актів з охорони праці.

Заступник Голови

ЗГІДНО З ОРИГІНАЛОМ

відділ документального забезпечення та архівної справи Держпраці

11.12.20
Т. Андрушківська



Ігор ДЕГНЕРА

UB Державна служба України з
питань праці

Олег Гончар 278 20 96

№8746/2.1/4.3-20 від
14.12.2020



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи

Державного навчального закладу

«Придніпровська державна академія

архітектури та будівництва», д.т.н., проф.

Владислав ДАНІШЕВСЬКИЙ

2021



А К Т

Про впровадження в навчальний процесі рекомендації дисертаційної роботи здобувача кафедри БЖД ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» Мацука З.М., за темою: «Підвищення рівня безпеки магістральних газопроводів».

Комісія у складі: голова – зав. кафедри БЖД ПДБАБА д.т.н., проф. Беліков А.С. та членів комісії: к.т.н., доц. Шаломов В.А.; к.т.н., доц. Пилипенко О.В.; здобувач Мацук З.М., склали цей Акт у тому, що:

У період з 22 січня 2021 року по 01 вересня 2021 року на кафедрі БЖД ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» розглянуто пропозицію щодо впровадження матеріалів (результатів) дисертаційної роботи здобувача Мацука З.М. в навчальний процес підготовки студентів, які навчаються за спеціальностями 263 «Цивільна безпека», 192 «Будівництво та цивільна інженерія» (Теплогазопостачання, вентиляція і кондиціонування, Водопостачання та водовідведення), зокрема при викладенні таких навчальних дисциплін: «Охорона праці в галузі», «Пожежна безпека».

Прийнято рішення:

1. Схвалити ризик-орієнтований підхід до питань забезпечення безпеки процесів магістрального транспорту природного газу із одночасним застосуванням якісного та кількісного методів ідентифікації небезпек та оцінки ризиків, представлений здобувачем Мацук З.М. (додаток 1).


2. Схвалити основні засади «Методики визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» (додаток 2), «Дерево відмов магістрального трубопроводу» (додаток 3).

Додаток 1: Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки.


Додаток 2: Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем.

Підписи членів комісії:

Д.т.н., проф.


Анатолій БЕСІКОВ

К.т.н., доц.


Володимир ШАЛОМОВ

Здобувач


Захар МАНУК

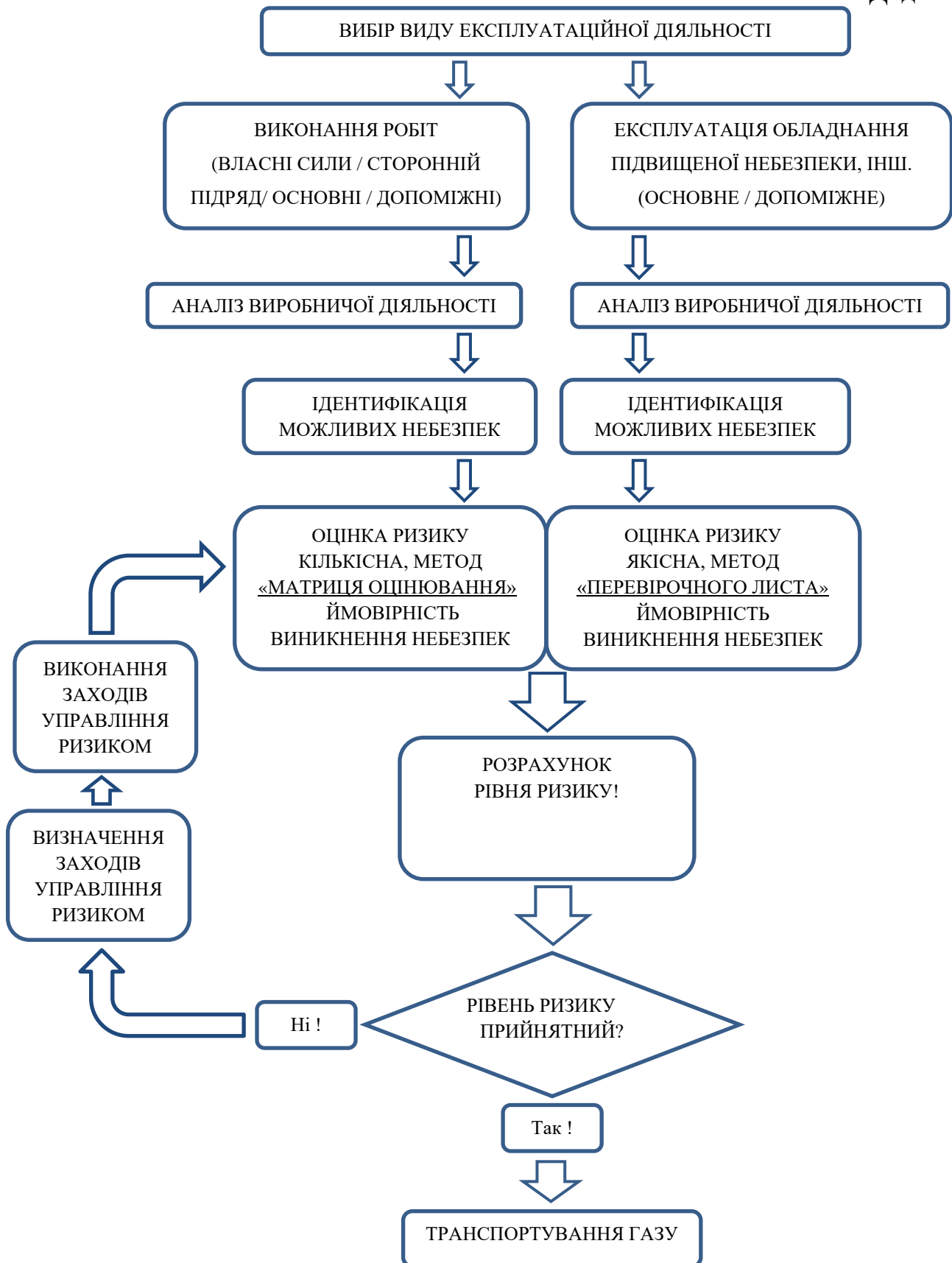


Рисунок 1 – Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки

Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем

Згідно термінології запропонованого нами термінологічного апарату:

1. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу існування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводнів споживачам, або технічні параметри (властивості) зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів зберігаються під дією руйнуючих впливів.

2. Енергоресурсоефективність системи – здатність системи ефективно та безпечно досягати мети існування, за умов скорочення витрат усіх видів ресурсів, у порівнянні з витратами за попередній/аналогічний період;

3. Ресурс – все, що можливо використати з метою задоволення потреб людини (людства), системи.

Згідно положень п. 1, ст. 260 «Господарського кодексу України» (436-IV), окрему галузь складає – сукупність усіх виробничих одиниць, які здійснюють переважно однакові або подібні види виробничої діяльності.

Відомо, що об'єднані однією метою сукупності елементів (у нашому випадку – виробничих одиниць) являють собою системи.

Тому, нафтогазову галузь України доцільно вважати складною інтегрованою в економіку та суспільне життя країни системою.

Мета існування такої системи – доведення можливостей системи у питаннях безпечного видобутку, підготовки, синтезу, зберігання, постачання (транзиту), розподілу вуглеводнів (водню) до їх повної реалізації, з урахування безпеки системи.

Проведені дослідження дозволили нам вивести базові залежності у питаннях безпеки складних галузевих систем. Застосовуючи запропоновані залежності, можливо визначити рівень безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі.

Тоді залежність, яка може характеризувати стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$S_S = B_S \quad (1)$$

де S_S – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи;

B_S – показник стану відносної безпеки та працездатності системи (рівень безпеки).

Система знаходиться в стані відносної безпеки якщо значення $B_S \leq 1$.

$$B_S = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (2)$$

де B_S – добуток співвідношень (баланс) між значеннями ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), які можуть негативно вплинути на стан (рівень) безпеки та працездатності елементів системи, на усіх етапах існування системи, з урахуванням усіх потреб системи та значеннями ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, в межах сучасних фахових понять, знань, уявлень і факторів та/або інших умов, які характеризують фактичний стан захищеності системи від дії зазначених загроз, од.;

$D_{1,2...n}$ – числове значення ймовірності настання загроз, од.(≤ 1);

$A_{1,2...n}$ – числове значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам, од.(≤ 1).

Тоді стійку закономірність, яка може характеризувати рівень (стан) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної галузі (іншої галузі промисловості) та/або галузі в цілому, можливо представити у наступному виразі:

$$S_{GS} = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \frac{D_3}{A_3} \times \frac{D_4}{A_4} \times \frac{D_5}{A_5} \times \frac{D_6}{A_6} \times \frac{D_7}{A_7} \times \frac{D_8}{A_8} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (3)$$

де S_{GS} – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної (іншої) галузі;

D_1 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, нанесення шкоди обладнанню (устаткуванню) галузі (держави, інших осіб), пов'язаних із вибором методу ідентифікації (оцінки ризику) прогнозованих загроз та математичного апарату оцінки ймовірності їх настання, од.;

D_2 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із виробничою діяльністю об'єктів галузі, од.;

D_3 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із технічними, технологічними особливостями об'єктів галузі, од.;

D_4 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності проектних рішень об'єктів галузі вимогам чинного законодавства, од.;

D_5 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації під час будівництва об'єктів галузі, од.;

D_6 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації, правил безпеки, правил технічної експлуатації, технологічних регламентів, іншої нормативної документації під час їх експлуатації, од.;

D_7 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз виникнення аварії та/або розгерметизації трубопроводів (посудин, що працюють під тиском тощо) випадкового/невипадкового характеру на об'єктах галузі під час їх експлуатації, од.;

D_8 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз обмеження постачання споживачів вуглеводнями (воднем), од.;

D_n – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією інших прогнозованих загроз, од.;

$A_{1,2,3...n}$ – числові значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних, організаційно-технічних, заходів протидії ідентифікованим-прогнозованим загрозам $D_{1,2,3...n}$ (скорочення загроз $D_{1,2,3...n}$ /ухилення від загроз $D_{1,2,3...n}$ /виключення загроз $D_{1,2,3...n}$), од.;

При цьому, під час визначення числових значень ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі– загроз), а також ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, важливим є застосування одного і того ж самого математичного апарату.

При чому, під час розробки та впровадження комплексу заходів протидії прогнозованим загрозам $D_{6,7,8}$ застосування технології запобігання емісії вуглеводнів (водню) у навколишнє природне середовище, робочу зону, шляхом їх евакуації та/або акумулювання є дієвим запобіжним заходом забезпечення безпеки та енергоефективності об'єктів ГТС.

Енергоресурсоефективність складних систем тісно пов'язана з їх безпекою та працездатним станом.

Залежність, що характеризує рівень (стан) енергоресурсоефективності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$E_S = (E_2 + E_3) - (E_1 + E_3), \text{ облікових одиниць} \quad (4)$$

де E_S – енергоресурсоефективність системи, од;

E_1 – витрати ресурсів за попередній/аналогічний період функціонування системи, од;

E_2 – витрати ресурсів за поточний період функціонування системи, од;

E_3 – витрати ресурсів на впровадження запобіжних заходів, од.

При цьому, у кінцевому розрахунку приймають участь витрати ресурсів, виражені у грошовому еквіваленті, з урахуванням індексу інфляції.

УЗГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
Державного навчального закладу
«Придніпровська державна академія
архітектури та будівництва», д.т.н., проф.

Владислав ДАНШЕВСЬКИЙ

2021



ЗАТВЕРДЖУЮ

Начальник Пролетарського
виробничого управління
підземного зберігання газу
Володимир АНДРУСІВ

2021



А К Т

Про впровадження «Алгоритму ідентифікації небезпек та оцінки ризику виробничої діяльності газотранспортних підприємств із урахуванням кількісної і якісної оцінки», «Дерево відмов магістрального трубопроводу», «Методики визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем», а також змін до нормативно-правових актів з питань охорони праці, будівельних норм і правил.

Виконавці робіт: НАК «Нафтогаз України» АТ «Укртрансгаз» Пролетарське виробниче управління підземного зберігання газу та кафедра БЖД ДВНЗ «Придніпровська державна академія будівництва та архітектури» (надалі – ПДАБА).

Об'єкт дослідження: процес транспортування природного газу магістральними трубопроводами газотранспортної системи.

Місце впровадження: НАК «Нафтогаз України» АТ «Укртрансгаз» Пролетарське виробниче управління підземного зберігання газу.

Комісія у складі: голова – начальник Пролетарського ВУПЗГ– Андрусів В.М. та членів комісії: – головний інженер Пролетарського ВУПЗГ– Жебка В.В.;– начальник служби з ОП, ПБ та НЗ Пролетарського ВУПЗГ– Шушури І.П.; зав. кафедри БЖД ПДАБА д.т.н., проф. Беліков А.С., к.т.н., доц. Шаломов В.А.; здобувач Мацук З.М..

На засіданні комісії:

1. Розглянуто ризик-орієнтований підхід до питань забезпечення безпеки процесів магістрального транспорту природного газу із одночасним застосуванням якісного та кількісного методів ідентифікації небезпек та оцінки ризиків, представлений здобувачем Мацук З.М. Розглянуто алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризиків (див. додаток 1) розроблений здобувачем. Представленні розробки здобувача дозволяють забезпечити ефективне управління ризиками виробничої діяльності газотранспортних підприємств;

2. Схвалені та прийняті до впровадження «Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем» (див. додаток 2), «Дерево відмов магістрального трубопроводу» (див. додаток 3). Представлені в дисертаційних дослідженнях здобувача розробки Мацука З.М., які дозволяють визначати та прогнозувати стан (рівень) безпеки працівників та об'єктів нафтогазової галузі та прогнозувати найбільш вірогідні сценарії розвитку можливих аварійних ситуацій (аварій).

3. Схвалені, запропоновані здобувачем Мацуком З.М., положення змін до нормативно-правових актів та будівельних норм і правил (див. додаток 4), впровадження їх на державному рівні, дозволяє розпочати використання в Україні технології евакуації (акумулювання) природного газу із локалізованих ділянок МГ (патенти України №№ 96340, 99367, 100214), підвищити рівень виробничої безпеки та енергоресурсоефективності газотранспортних підприємств та нафтогазової галузі у цілому.


Додаток 1: Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки.

Додаток 2: Дерево відмов магістрального трубопроводу.

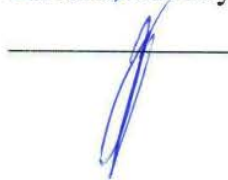
Додаток 3: Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем.

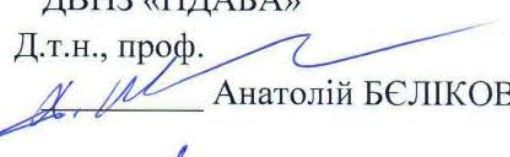
Додаток 4: Проект змін до положень нормативно-правових актів з охорони праці (НПАОП 60.3 – 1.01-10, НПАОП 11.1-1.01-08), будівельних норм і правил (СНиП 2.05.06-85).

Підписи членів комісії:

Представники
Пролетарського ВУПЗГ
Начальник управління
 В.М. Андрусів

Головний інженер
 Володимир ЖЕБКО

Начальник служби ОП, ТБ та НЗ
 Ігор Шушура

Представники
ДВНЗ «ПДАБА»
Д.т.н., проф.
 Анатолій БСЛІКОВ

К.т.н., доц.
 Володимир ШАЛОМОВ

Здобувач
 Захар Мацук

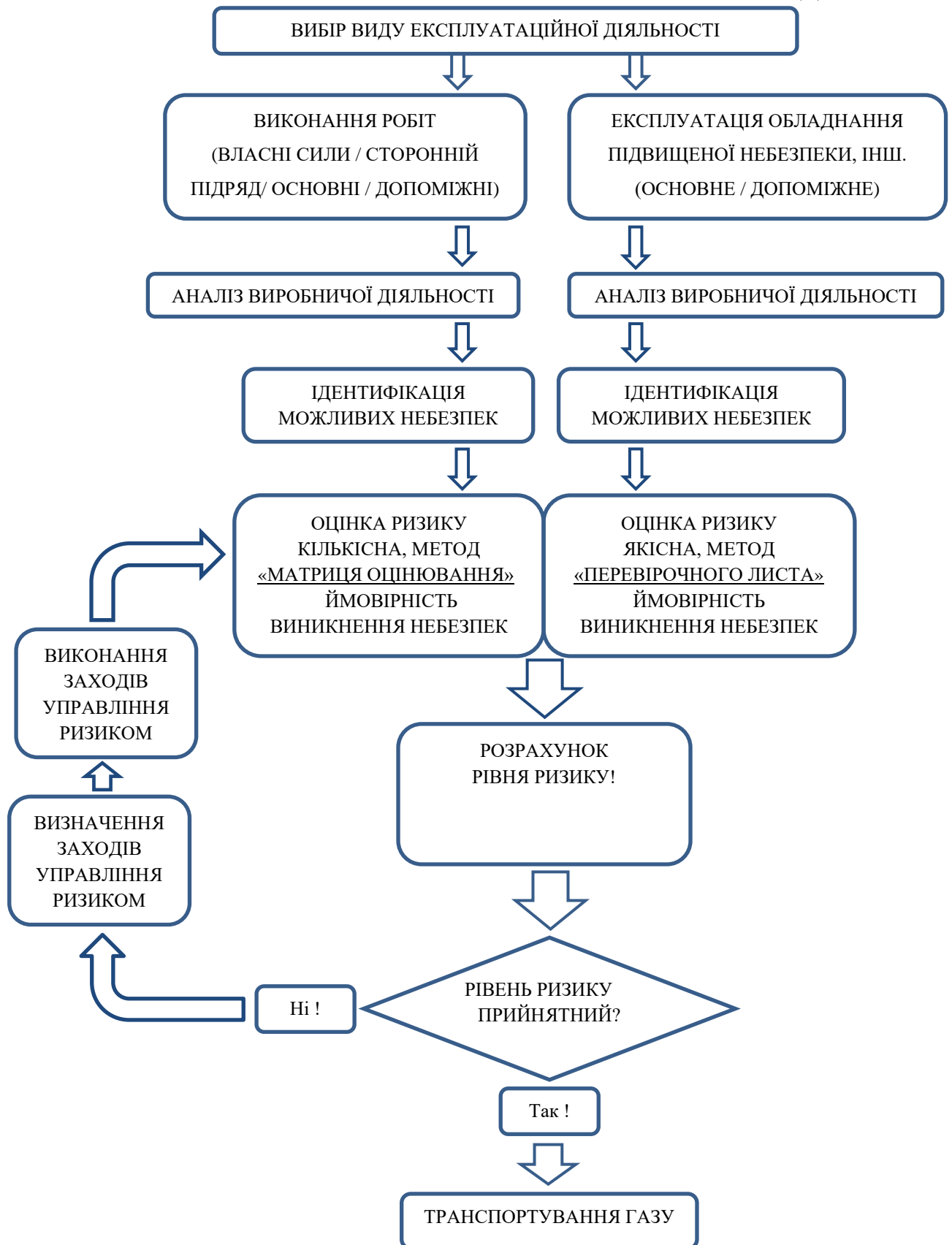


Рисунок 1 – Алгоритм ідентифікації небезпек та оцінки ризику з урахуванням їх кількісної і якісної оцінки

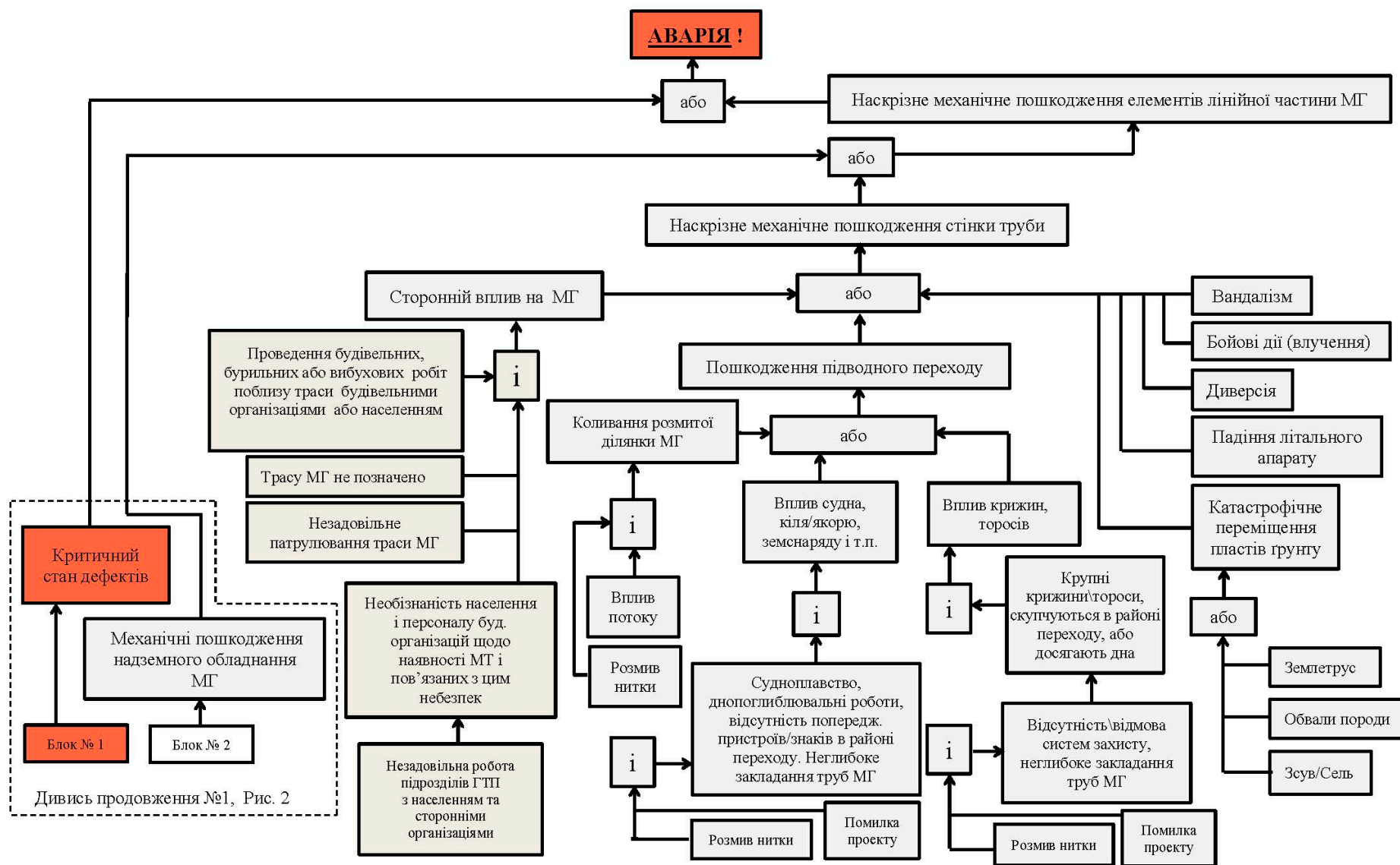


Рисунок 2 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу

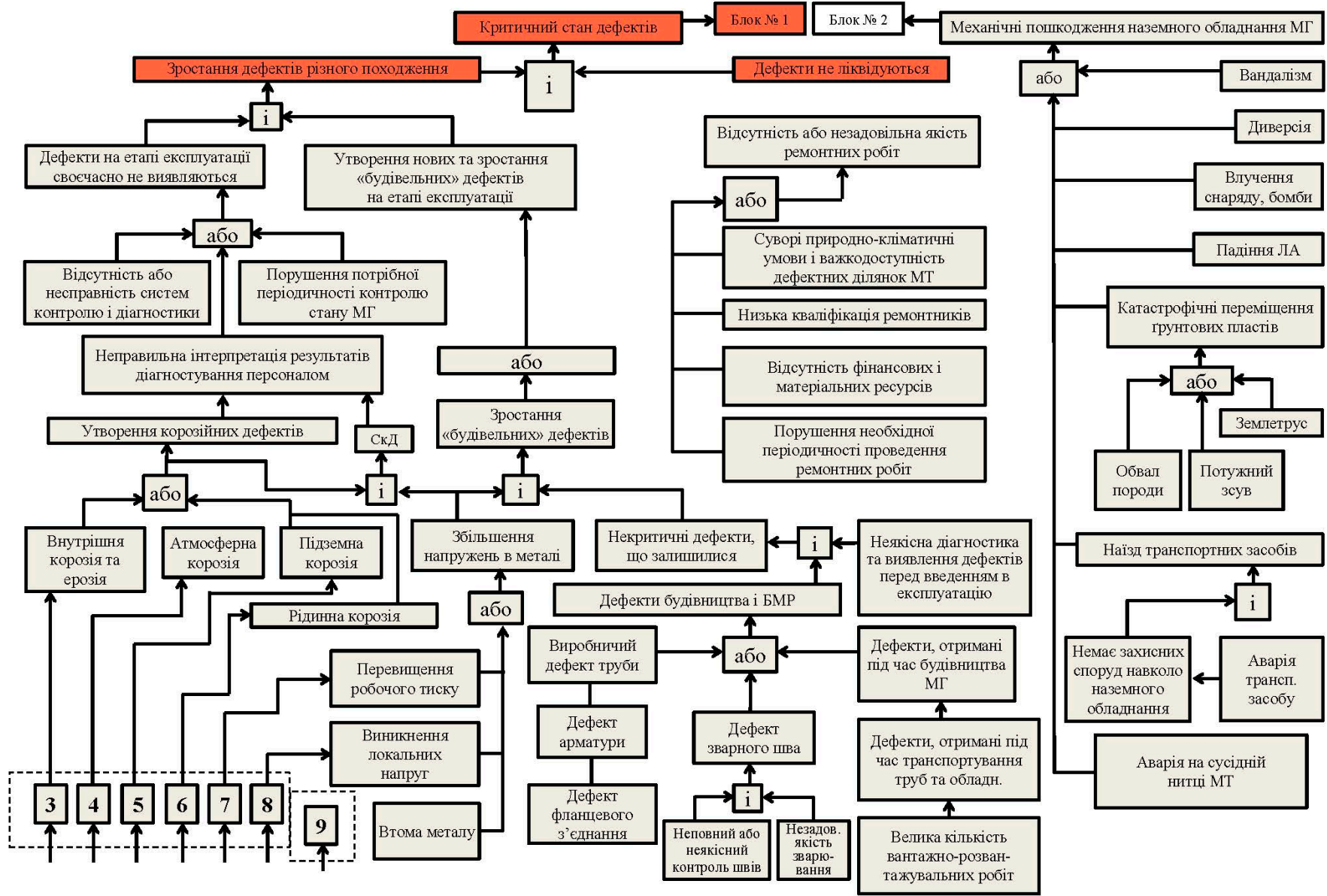


Рисунок 2 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 1)

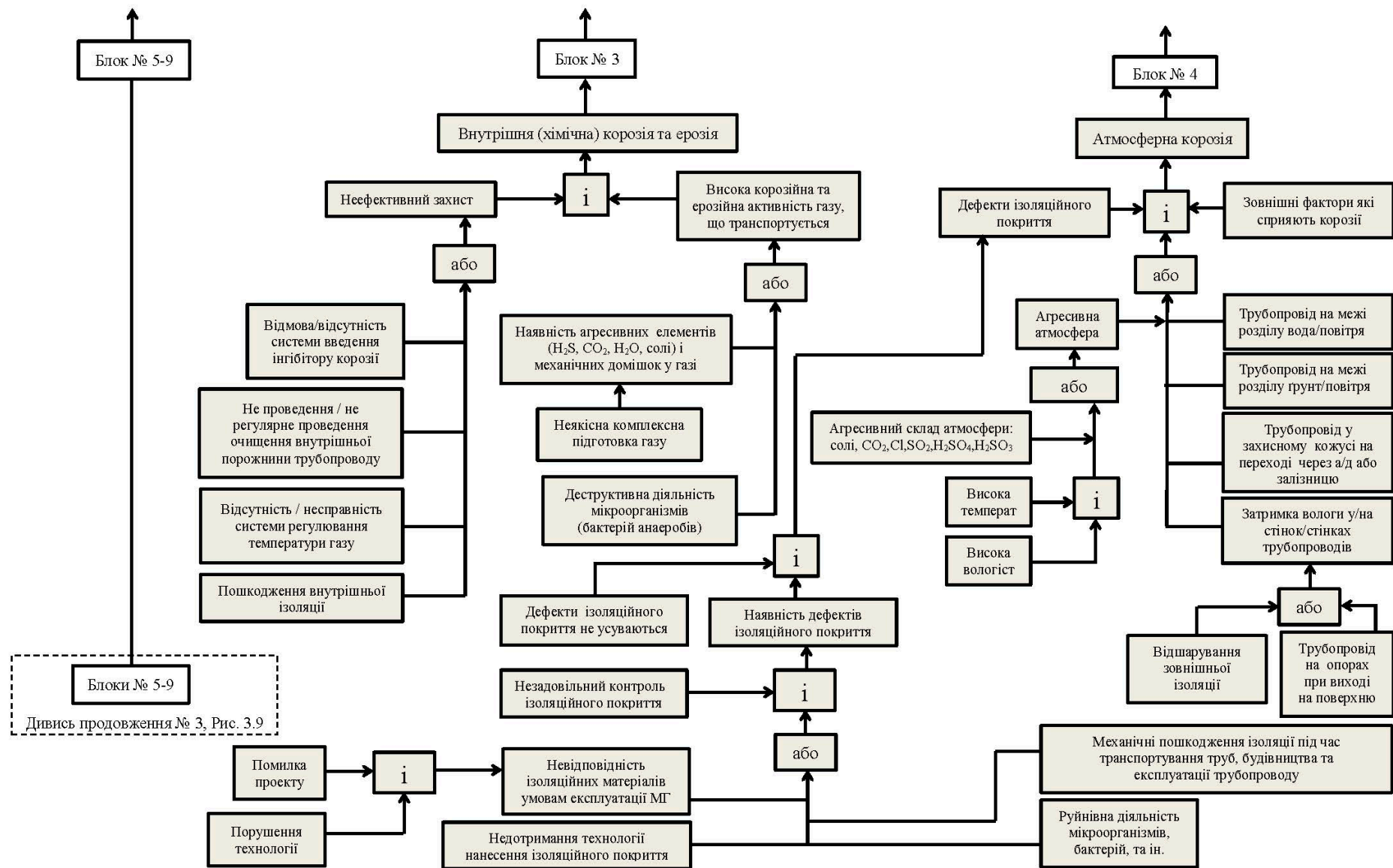


Рисунок 2 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 2)

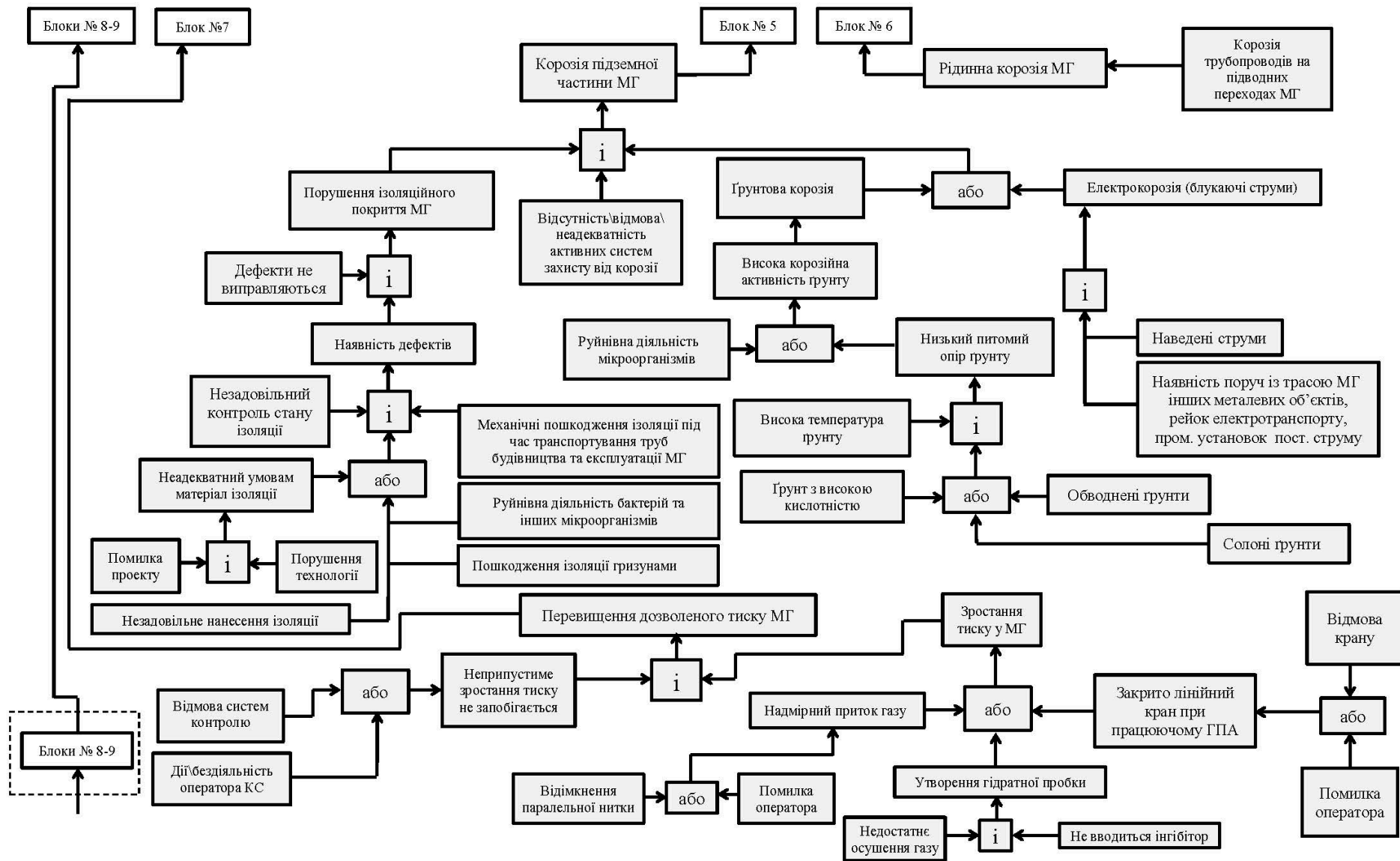


Рисунок 2 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 3)

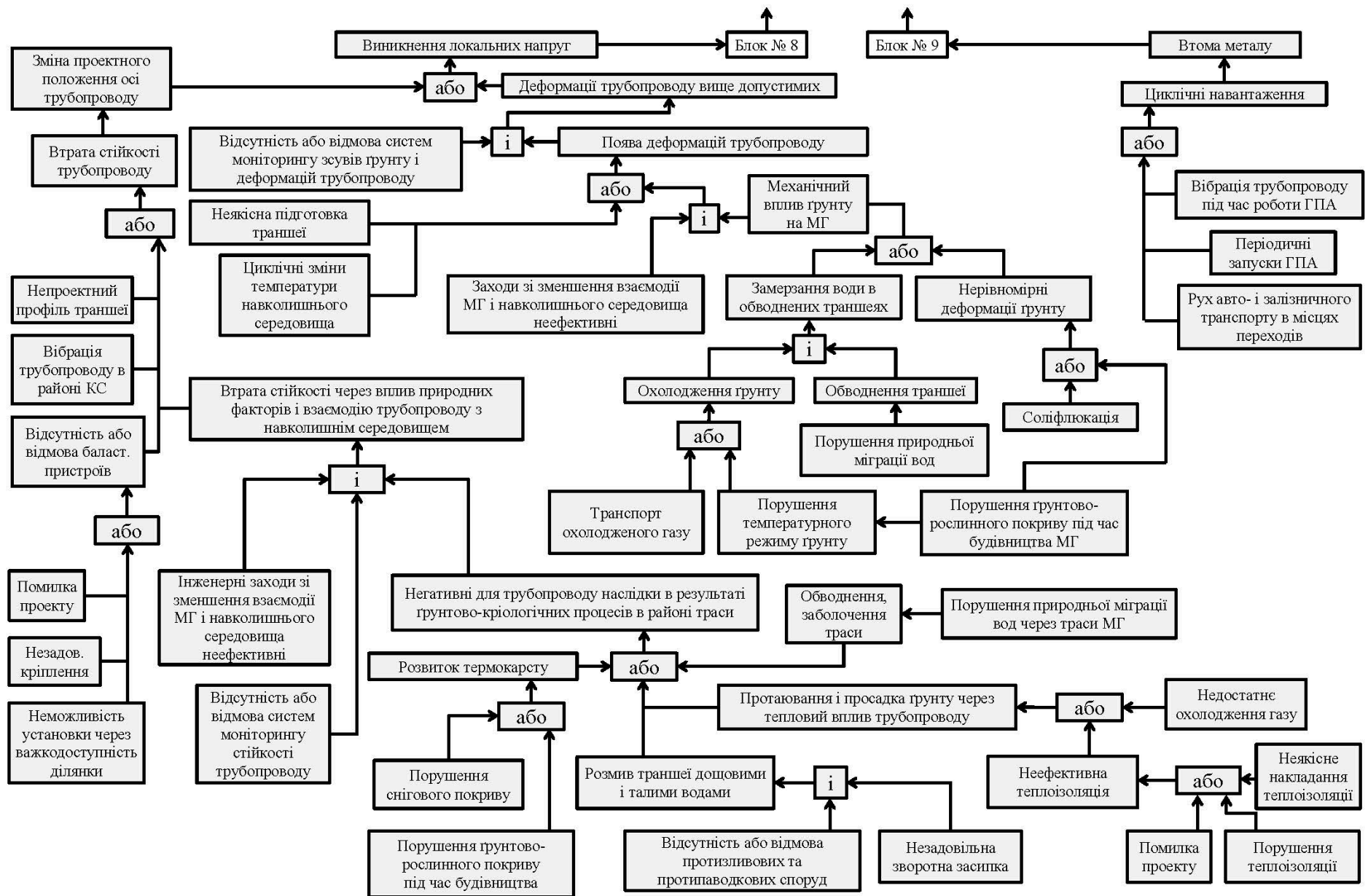


Рисунок 2 – Дерево відмов для магістрального трубопроводу (продовження № 4)

Методика визначення стану (рівня) безпеки та працездатності складних галузевих систем

Згідно термінології запропонованого нами термінологічного апарату:

1. Безпека нафтогазової галузі – такий стан об'єктів (виробничих одиниць) галузі і такий стан їх захищеності, функціонування (способу існування), коли дія зовнішніх і внутрішніх факторів не призводить до процесів, які вважаються небезпечними і негативними по відношенню до них, до осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, до інших осіб, до постачання вуглеводнів споживачам, або технічні параметри (властивості) зазначених об'єктів (виробничих одиниць), явищ, технологічних процесів зберігаються під дією руйнуючих впливів.

2. Енергоресурсоефективність системи – здатність системи ефективно та безпечно досягати мети існування, за умов скорочення витрат усіх видів ресурсів, у порівнянні з витратами за попередній/аналогічний період;

3. Ресурс – все, що можливо використати з метою задоволення потреб людини (людства), системи.

Згідно положень п. 1, ст. 260 «Господарського кодексу України» (436-IV), окрему галузь складає – сукупність усіх виробничих одиниць, які здійснюють переважно однакові або подібні види виробничої діяльності.

Відомо, що об'єднані однією метою сукупності елементів (у нашому випадку – виробничих одиниць) являють собою системи.

Тому, нафтогазову галузь України доцільно вважати складною інтегрованою в економіку та суспільне життя країни системою.

Мета існування такої системи – доведення можливостей системи у питаннях безпечного видобутку, підготовки, синтезу, зберігання, постачання (транзиту), розподілу вуглеводнів (водню) до їх повної реалізації, з урахування безпеки системи.

Проведені дослідження дозволили нам вивести базові залежності у питаннях безпеки складних галузевих систем. Застосовуючи запропоновані залежності, можливо визначити рівень безпеки та енергоресурсоефективності підприємств нафтогазової галузі.

Тоді залежність, яка може характеризувати стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$S_S = B_S \quad (1)$$

де S_S – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності системи;

B_S – показник стану відносної безпеки та працездатності системи (рівень безпеки).

Система знаходиться в стані відносної безпеки якщо значення $B_S \leq 1$.

$$B_S = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (2)$$

де B_S – добуток співвідношень (баланс) між значеннями ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі – загроз), які можуть негативно вплинути на стан (рівень) безпеки та працездатності елементів системи, на усіх етапах існування системи, з урахуванням усіх потреб системи та значеннями ймовірності позитивно-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, в межах сучасних фахових понять, знань, уявлень і факторів та/або інших умов, які характеризують фактичний стан захищеності системи від дії зазначених загроз, од.;

$D_{1,2,\dots,n}$ – числове значення ймовірності настання загроз, од.(≤ 1);

$A_{1,2,\dots,n}$ – числове значення ймовірності позитивного-компенсаційного впливу запобіжних заходів протидії загрозам, од.(≤ 1).

Тоді стійку закономірність, яка може характеризувати рівень (стан) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної галузі (іншої галузі промисловості) та/або галузі в цілому, можливо представити у наступному виразі:

$$S_{GS} = \frac{D_1}{A_1} \times \frac{D_2}{A_2} \times \frac{D_3}{A_3} \times \frac{D_4}{A_4} \times \frac{D_5}{A_5} \times \frac{D_6}{A_6} \times \frac{D_7}{A_7} \times \frac{D_8}{A_8} \times \dots \times \frac{D_n}{A_n}, \text{ од.} \quad (3)$$

де S_{GS} – стан (рівень) відносної безпеки та працездатності об'єктів газотранспортної (іншої) галузі;

D_1 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, нанесення шкоди обладнанню (устаткуванню) галузі (держави, інших осіб), пов'язаних із вибором методу ідентифікації (оцінки ризику) прогнозованих загроз та математичного апарату оцінки ймовірності їх настання, од.;

D_2 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із виробничою діяльністю об'єктів галузі, од.;

D_3 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз травмування, загибелі, виникнення професійного захворювання осіб з числа експлуатаційного персоналу об'єктів галузі, загроз травмування, загибелі та захворювань інших осіб, пов'язаних із технічними, технологічними особливостями об'єктів галузі, од.;

D_4 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності проектних рішень об'єктів галузі вимогам чинного законодавства, од.;

D_5 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації під час будівництва об'єктів галузі, од.;

D_6 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз невідповідності об'єктів галузі вимогам проектної документації, правил безпеки, правил технічної експлуатації, технологічних регламентів, іншої нормативної документації під час їх експлуатації, од.;

D_7 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз виникнення аварії та/або розгерметизації трубопроводів (посудин, що працюють під тиском тощо) випадкового/невипадкового характеру на об'єктах галузі під час їх експлуатації, од.;

D_8 – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією прогнозованих загроз обмеження постачання споживачів вуглеводнями (воднем), од.;

D_n – числове значення ймовірності настання подій, викликаних дією інших прогнозованих загроз, од.;

$A_{1,2,3...n}$ – числові значення ймовірності позитивно-компенсаційного впливу запобіжних, організаційно-технічних, заходів протидії ідентифікованим-прогнозованим загрозам $D_{1,2,3...n}$ (скорочення загроз $D_{1,2,3...n}$ /ухилення від загроз $D_{1,2,3...n}$ /виключення загроз $D_{1,2,3...n}$), од.;

При цьому, під час визначення числових значень ймовірності настання подій, викликаних дією зовнішніх і внутрішніх факторів та/або умов (надалі– загроз), а також ймовірності позитивного-компенсаційного впливу відповідних запобіжних заходів протидії зазначеним загрозам, важливим є застосування одного і того ж самого математичного апарату.

При чому, під час розробки та впровадження комплексу заходів протидії прогнозованим загрозам $D_{6,7,8}$ застосування технології запобігання емісії вуглеводнів (водню) у навколишнє природне середовище, робочу зону,

шляхом їх евакуації та/або акумулювання є дієвим запобіжним заходом забезпечення безпеки та енергоефективності об'єктів ГТС.

Енергоресурсоефективність складних систем тісно пов'язана з їх безпекою та працездатним станом.

Залежність, що характеризує рівень (стан) енергоресурсоефективності системи, можливо представити у наступному виразі:

$$E_S = (E_2 + E_3) - (E_1 + E_3), \text{ облікових одиниць} \quad (4)$$

де: E_S – енергоресурсоефективність системи, од;

E_1 – витрати ресурсів за попередній/аналогічний період функціонування системи, од;

E_2 – витрати ресурсів за поточний період функціонування системи, од;

E_3 – витрати ресурсів на впровадження запобіжних заходів, од.

При цьому, у кінцевому розрахунку приймають участь витрати ресурсів, виражені у грошовому еквіваленті, з урахуванням індексу інфляції

Таблиця 4.1. -Проект змін

Зміст положення (норми) чинних норм (правил)	Зміст запропонованих положень до чинних норм (правил)
1	2
НПАОП 60.3 – 1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 11 від 27.01.2010 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 292/17587 від 19 квітня 2010 р.	
Розділ II. <u>Визначення термінів</u> У цих Правилах застосовуються такі визначення:...	Доповнити розділ наступними термінами: Мобільна компресорна станція – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування). Установка транспортування газу – комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску газу у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викиду (скидання) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його акумулювання, в тому числі, за допомогою мобільних компресорних станцій.
Розділ III. <u>Позначення та скорочення</u>	Доповнити розділ наступними позначками та скороченнями: МКС – мобільна компресорна станція УТГ – установка транспортування газу
Розділ IV. Загальні положення пп. 1.2. Регламентні, діагностичні та ремонтні роботи на об'єктах МГ здійснюються згідно з графіками, затвердженими газотранспортним підприємством. Обсяги та терміни виконання цих робіт встановлюються газотранспортним підприємством виходячи з фактичного технічного стану обладнання або вимог підприємств-виробників технологічного обладнання МГ. Результати виконаних робіт за графіком ...	Доповнити пп. 1.2 наступними положеннями: При впровадженні новітніх технологій проектна та інша документація на виготовлення і впровадження технологій і засобів виробництва повинна пройти експертизу щодо відповідності нормативним актам з охорони праці. До початку впровадження новітніх технологій суб'єкт господарювання повинен отримати позитивну експертну оцінку стану безпеки, охорони праці та безпеки промислового виробництва, об'єктів підвищеної небезпеки, засобів виробництва, а також позитивні експертні висновки за результатами обстеження (технічного діагностування) устаткування машин, механізмів підвищеної небезпеки, які впроваджуються. Стандарти, регламенти, технічні умови та інші документи на засоби праці і технологічні процеси повинні включати вимоги щодо охорони праці і погоджуватися з органами державного нагляду за охороною праці.

Продовження таблиці 4.1

1	2
<p>НПАОП 60.3 – 1.01-10 «Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 11 від 27.01.2010 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 292/17587 від 19 квітня 2010 р.</p>	
<p>Розділ XIII <u>Ремонтні роботи</u> пп. 1.18. Ремонтні роботи на МГ з припиненням транспортування газу (відключення ділянки ЛЧМГ із стравлюванням газу) виконуються в таких випадках: а) виявлення витоків газу із газопроводу (незалежно від інтенсивності витоків); б) ремонт небезпечних корозійних дефектів поверхонь труб (згідно з інструкцією з вибраковки) з подальшим ремонтом ізоляційного покриття; в) ремонт дефектних зварних з'єднань; г) засипання газопроводу із застосуванням машин; ґ) наявність критичних параметрів напружено-деформованого стану ділянки газопроводу згідно з вимогами будівельних норм і правил СНиП 2.05.06-85 «Магістральные трубопроводы», які можуть сприяти розвитку стрес-корозійних дефектів труб...</p>	<p>Викласти пп. 1.18 в наступній редакції: пп. 1.18. Ремонтні, а також регламентні роботи на МГ, які пов'язані з відключенням ділянок газопроводів (припиненням транспортування газу), що входять до складу МГ, та газопроводів (технологічних трубопроводів) КС, ПСГ, ГРС з подальшим спорожненням їх від газу за рахунок перекачування газу із застосуванням МКС/УТГ виконуються в таких випадках: а) виявлення витоків газу, інтенсивністю до 1 тим.м³/год (за виключенням випадків розриву МГ); б) ремонт небезпечних корозійних дефектів поверхонь труб (згідно з інструкцією з вибраковки) з подальшим ремонтом ізоляційного покриття; в) ремонт дефектних зварних з'єднань; г) засипання газопроводу із застосуванням машин; ґ) наявність критичних параметрів напружено-деформованого стану ділянки газопроводу згідно з вимогами будівельних норм і правил СНиП 2.05.06-85 «Магістральные трубопроводы», які можуть сприяти розвитку стрес-корозійних дефектів труб; д) виконання робіт пов'язаних зі стравлюванням газу понад 100 тис.м³. У разі втрати герметичності свічного крану дозволяється встановлення швидкоз'ємних заглушок або свічних патрубків із заглушкою. Ремонтні роботи із застосуванням МКС/УТГ здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту спорожнення від газу порожнини магістральних (технологічних) трубопроводів за допомогою МКС/УТГ».</p>
<p>НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 95 від 06.05.2008 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 497/15188 від 02 червня 2008 р.</p>	
<p>Розділ II. <u>Визначення термінів</u> Терміни, що вживаються в цих Правилах, мають такі значення:...</p>	<p>Доповнити розділ наступними термінами: Мобільна компресорна станція – пересувний комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викидам (скиданню) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його транспортування (перекачування). Установа транспортування газу – комплекс споруд, обладнання та устаткування для контролю (підвищення, зниження) тиску газу у трубопроводах під час його видобутку, транспортування, зберігання, призначений для запобігання викиду (скидання) газу у навколишнє природне середовище при виконанні ремонтних та регламентних робіт на об'єктах нафтогазовидобувної промисловості шляхом його акумуляування, в тому числі, за допомогою мобільних компресорних станцій.</p>

Завершення таблиці 4.1

1	2
НПАОП 11.1-1.01-08 «Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості», затверджені Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду № 95 від 06.05.2008 р. та зареєстровані у Міністерстві юстиції України за № 497/15188 від 02 червня 2008 р.	
<p>Розділ III. <u>Позначення та скорочення</u></p>	<p>Доповнити розділ наступними позначками та скороченнями: МКС – мобільна компресорна станція УТГ – установка транспортування газу</p>
<p>Розділ IV. <u>Загальні вимоги</u> пп. 1.3. Робочі проекти на розвідку, розробку і облаштування нафтових, газових, газоконденсатних родовищ і підземних сховищ газу підлягають експертизі відповідно до вимог чинного законодавства.</p>	<p>Доповнити пп. 1.3 наступними положеннями: При впровадженні новітніх технологій проектна та інша документація на виготовлення і впровадження технологій і засобів виробництва повинна пройти експертизу щодо відповідності нормативним актам з охорони праці. До початку впровадження новітніх технологій суб'єкт господарювання повинен отримати позитивну експертну оцінку стану безпеки, охорони праці та безпеки промислового виробництва, об'єктів підвищеної небезпеки, засобів виробництва, а також позитивні експертні висновки за результатами обстеження (технічного діагностування) устаткування машин, механізмів підвищеної небезпеки, які впроваджуються. Стандарти, регламенти, технічні умови та інші документи на засоби праці і технологічні процеси повинні включати вимоги щодо охорони праці і погоджуватися з органами державного нагляду за охороною праці.</p>
<p>Розділ VI. <u>Видобування, промисловий збір та підготовка до транспортування нафти, газу і газового конденсату</u> пп. 13.1.3. Система автоматизації збору, промислового і міжпромислового транспорту та підготовки природного газу, газового конденсату та нафти повинна передбачати: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...; д) ...; е) ...</p>	<p>Доповнити пп. 13.1.3 наступним положенням: ж) можливість підключення МКС та УТГ до ділянок (байпасних ліній, шлейфів) технологічних та міжпромислових газопроводів (трубопроводів) КС, ДКС, УКПГ.</p>
<p><u>пп. 13.6.1.</u> «Ведомственные строительные нормы....</p>	<p>Доповнити пп. 13.6.1. наступними положеннями: У проектах облаштування родовищ необхідно передбачити можливість виконання ремонтних, а також регламентних робіт, які пов'язані з відключенням ділянок промислових газопроводів з подальшим споруженням їх від газу за рахунок спрацювання газу на споживачів, перекачування газу із застосуванням МКС, або акумулюванням газу із застосуванням УТГ. Ремонтні роботи із застосуванням МКС здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту споруження від газу трубопроводів за допомогою МКС». Роботи, які виконуються з використанням УТГ, здійснюються відповідно до вимог цих Правил, вимог ПЛАС та затвердженого «Регламенту експлуатації установки транспортування газу».</p>

Таблиця 4.2. - Проект змін

Зміст положення (норми) чинних норм (правил)	Зміст запропонованих положень до чинних норм (правил)
1	2
<p>СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджено Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за №1, зі зміною (№3), затвердженою Постановою Мінбуду Росії від 10 листопада 1996 р. за №17-78</p>	
<p>Матеріал викладено на мові оригіналу документу - СНиП 2.05.06-85</p>	
<p>Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них условным диаметром до 1400 мм включ. с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...;</p>	<p>Викласти в наступній редакції: Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них условным диаметром до 1400 мм включ., с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см²) до 10 МПа (100 кгс/см²) (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования: а) ...; б) ...; в) ...; г) ...; д) товарной продукции в пределах одного трубопровода (при одиночной прокладке), из участка в участок, разделенного между собой линейной запорной арматурой, с применением мобильной компрессорной станции (МКС); ж) товарной продукции между трубопроводами (при прокладке в технических коридорах), из одного трубопровода в другой, с применением мобильной компрессорной станции (МКС).</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.2. При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб со стенкой различной толщины в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.</p>	<p>п.п. 4.2. Розділ 4 доповнити наступними положеннями:При необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб с одинаковой толщиной стенки, с учетом особенностей их прокладки и условий эксплуатации.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.3. Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов.</p>	<p>п.п. 4.3. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: 4.3. Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев и фланцевых соединений узлов подключения МКС, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов. Установку фланцевых соединений узлов подключения МКС к технологической обвязке линейной запорной арматуры, следует предусматривать в наземных вентилируемых киосках или оградах. Киоски и ограды следует проектировать из несгораемых материалов. Фланцевые соединения узлов подключения МКС герметизируются быстросъемными патрубками со сферическими заглушками (далее-БП). БП должен иметь продувочную линию, оснащенную запорной арматурой и штуцер для подключения контрольно-технического манометра.</p>

Завершення таблиці 4.2

1	2
<p>СНиП 2.05.06-85 «Магістральні трубопроводи», затверджено Державним комітетом СРСР у справах будівництва, Постанова № 30 від 18 березня 1985 р., зі змінами (№1, №2), затвердженими Постановою Держбуду СРСР від 08 січня 1987 р. за №1, зі зміною (№3), затвердженою Постановою Мінбуду Росії від 10 листопада 1996 р. за №17-78</p>	
<p>Матеріал викладено на мові оригіналу документу - СНиП 2.05.06-85</p>	
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.6*. На трубопроводі повинні бути передбачені вузли пуска і прийма очистних і роздільних пристроїв, конструкція яких визначається проектом. Трубопровід в межах одного очищуваного ділянки повинен мати постійний внутрішній діаметр і рівнопрохідну лінійну арматуру без виступаючих всередину трубопроводу вузлів або деталей.</p>	<p>п.п. 4.6. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: На трубопроводах об'язки лінійної запорної арматури (продувочних ліній) повинні бути передбачені вузли підключення МКС, конструкція яких визначається проектом. Узли підключення МКС повинні бути оснащені запорною арматурою і забезпечувати можливість підключення шлейфів МКС з допомогою фланцевих (других съёмних) з'єдинень.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.15*. Газопроводи і арматура об'язки лінійної запорної арматури, що знаходяться під тиском, – байпаси, продувочні лінії і перемычки, – слід передбачати в підземному виконанні з кранами безколодезної установки. Доступ обслуговуючого персоналу повинен передбачатися тільки до приводу арматури.</p>	<p>п.п. 4.15. Розділ 4 викласти в наступній редакції: 4.15*. Газопроводи і арматура об'язки лінійної запорної арматури і вузлів підключення МКС – байпаси, продувочні лінії, перемычки, патрубків, фасонні вироби вузлів підключення МКС що знаходяться під тиском, слід передбачати в підземному виконанні з кранами безколодезної установки. Допускається наземна установка фланцевих з'єдинень і запорної арматури вузлів підключення МКС к продувочної лінії об'язки лінійної запорної арматури в вентиляруемых кіосках або огородах. Доступ обслуговуючого персоналу повинен передбачатися тільки до фланцевим з'єдиненням вузлів підключення МКС, приводу арматури і контрольно-вимірним приладам.</p>
<p>Розділ 4. <u>Конструктивні вимоги до трубопроводів</u> 4.19. Узли установки запорної арматури повинні проектуватися з уніфіцированих заготовок.</p>	<p>п.п. 4.19. Розділ 4 викласти в наступній редакції: 4.19. Узли установки запорної арматури повинні проектуватися з уніфіцированих заготовок. Запорная арматура повинна бути сталевий і призначатися для з'єдинення з трубопроводами при допомозі зварки.</p>
<p>4.16. На обох кінцях ділянок газопроводів між запорною арматурою, на вузлах підключення КС і вузлах прийма і пуска очистних пристроїв слід передбачати установку продувочних свічок на відстані не менше 15 м від запорної арматури при діаметрі газопроводу до 1000 мм і не менше 50 м – при діаметрі газопроводу 1000 мм і більше.....</p>	<p>п.п. 4.16. Розділ 4 доповнити наступними положеннями: Допускається використовувати продувочні свічки як вузли підключення МКС, конструкція їх визначається проектом. В такому виконанні продувочна свічка (свечной патрубок) також оснащується фланцевим з'єдиненням, з допомогою якого монтується. Фланцеві з'єдинення вузлів підключення МКС використовуються як для монтажу продувочного свечного патрубка, так і в зворотному порядку. Висота свечного патрубка (з вузлом підключення) МКС не менше 3-х метрів над рівнем землі. Узли підключення МКС герметизуються патрубками з сферическими заглушками згідно п.п. 4.3.</p>

ДОДАТОК В

ДОВІДКОВА ІНФОРМАЦІЯ

Таблиця В.1 – Шкала оцінювання ймовірності виникнення небезпеки (І)

Значення <i>I</i> (бал)	Ступінь імовірності	Опис ймовірності виникнення небезпеки
10	Висока	Були випадки у структурному підрозділі (службі)
7	Середня	Були випадки в управлінні МГ
4	Низька	Були випадки в інших структурних підрозділах
1	Малоймовірна	Практично неможливо (тільки теоретично)

Таблиця В.2 – Шкала оцінювання важкості наслідків (В)

Значення <i>B</i> (бал)	Категорія наслідків	Опис ймовірності виникнення небезпеки
10	Дуже значні	Груповий нещасний випадок, смерть 2 і більше працівників
7	Значні	Постійна втрата працездатності або профзахворювання
4	Серйозні	Травмування з тимчасовою втратою працездатності
1	Незначні	Перша допомога

Таблиця В.3 – Шкала оцінювання частоти виникнення небезпеки (Ч)

Значення <i>Ч</i> (бал)	Категорія частоти виникнення	Опис періодичності впливу небезпеки
10	Постійно	Значний час протягом робочого дня
7	Часто	Декілька разів на тиждень
4	Рідко	Декілька разів на місяць
1	Дуже рідко	Один раз у квартал

Таблиця В.3 Бальна оцінка категорії рівня ризиків виникнення небезпеки (Р)

Оцінка ризику		Категорія рівня ризику	Можливі дії
Бальна	Якісна		
$512 \leq P$	Дуже великий	Неприйнятний (Н)	Роботу не можна розпочинати або продовжувати до моменту зменшення ризику до прийнятного рівня.
$196 \leq P \leq 512$	Великий	Неприйнятний (Н)	Роботу не можна розпочинати до моменту зменшення ризику до прийнятного рівня. Якщо роботу розпочато і її не можливо припинити використовувати ЗІЗ та/або додаткові заходи для зниження рівня ризику.
$16 \leq P \leq 196$	Середній	Прийнятний (П)	Контролювати дотримання існуючих заходів. Розробляти/впроваджувати інші заходи щодо зменшення рівня ризику.
$1 \leq P \leq 16$	Низький	Прийнятний (П)	Розробляти додаткові заходи не потрібно. Контролювати дотримання існуючих заходів.