

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ГОЛУБЕНКО В'ячеслав Павлович

УДК 622.691.4

ДИСЕРТАЦІЯ
ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАНЬ ЧЕРЕЗ ФАКЕЛЬНИЙ
ТРУБОПРОВІД ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ ЗІ СВЕРДЛОВИН І ШЛЕЙФІВ
ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології
Галузь знань 18 – Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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



В. П. Голубенко

Науковий керівник **Дорошенко Ярослав Васильович**, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ 2026

АНОТАЦІЯ

Голубенко В. П. Оцінювання втрат газу під час продувань через факельний трубопровід газорідинної суміші зі свердловин і шлейфів газових і газоконденсатних родовищ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2026.

Дисертаційна робота присвячена комплексному вивченню закономірностей впливу вмісту рідкої фази на параметри витікання двофазного потоку, зокрема витрату газу при процесах технологічного продування через факельні трубопроводи газорідинної суміші зі свердловин і газозбірних шлейфів виснажених газових та газоконденсатних родовищ, а також розробленню інженерної методики кількісного оцінювання втрат природного газу під час таких операцій. Дослідження поєднує теоретичний аналіз, CFD моделювання витікання газорідинної суміші з трубопроводу під надлишковим тиском, натурні промислові вимірювання параметрів продувань та лабораторні експерименти з верифікацією отриманої нової методики.

В Україні переважна більшість газових і газоконденсатних родовищ перебуває на завершальних стадіях розробки, що супроводжується зниженням пластових тисків, накопиченням рідини у стовбурі свердловин та в понижених місцях траси проходження шлейфів. За таких умов швидкість газового потоку часто є недостатньою для винесення рідини, а капіталомісткі системи керування рідинним навантаженням (капілярні системи ПАР, velocity string, плунжерні ліфти, комплекси пігування, розширювальні камери з конденсатозбірниками) економічно невиправданими. Тому у виробничій практиці широко застосовується періодичне продування свердловин та їх шлейфів через факельні лінії як технологічно простий захід без додаткових капвкладень. Водночас відсутність на більшості свердловин приладів обліку зумовлює необхідність розрахункового визначення втрат газу, а

чинні методики здебільшого спираються на припущення критичного витікання «сухого» газу та не враховують прямий вплив рідкої фази, що призводить до суттєвих похибок і управлінської невизначеності.

Класифіковано та критично проаналізовано наявні підходи до оцінювання втрат газу під час продувань. Виокремлено методики, що базуються на параметрах критичного витікання газу, та методики, які оцінюють втрати від робочого дебіту з коригуючими коефіцієнтами на зростання дебіту внаслідок зміни режиму під час скидання в атмосферу. Показано, що жоден із цих підходів не містить у розрахункових формулах параметрів, які прямо описують вплив об'ємної частки рідини у потоці.

Результатами моделювання в програмному комплексі PipeSim (ПК PipeSim) руху газорідинного потоку газотрубною системою «пласт – свердловина – газозбірний пункт» на виснажених родовищах продемонстровано, що за робочих режимів експлуатації швидкість газу є недостатньою для винесення рідини як зі стовбура свердловин, так і з внутрішньої порожнини шлейфів, що сприяє її гравітаційному осадженню. Натомість під час продувань різке зниження тиску зумовлює зростання швидкості потоку до значень достатніх для винесення акумульованих рідинних накопичень, внаслідок чого за час операції формується газовий потік із помітною часткою рідкої фази. Сукупність цих фактів одночасно обґрунтовує виробничу доцільність продувань та демонструє методологічну непридатність формул, які ніяким чином не враховують вміст у потоці рідкої фази, для кількісної оцінки втрат газу у реальних двофазних умовах, оскільки можуть зумовлювати неточності в їх обліку.

Натурні промислові дослідження продувань виконано з реєстрацією тиску, температури, тривалості операції та обсягу втраченого газу витратоміром. Через відсутність прямих засобів фіксації об'ємної частки рідини її оцінювали аналітичним методом на основі різниці рідинних накопичень розрахованих за допомогою ПК PipeSim у свердловинах до та після продувань.

На підставі отриманих експериментальних промислових вимірювань оцінено втрати газу за формулами існуючих методик та зіставлено з фактичними

значеннями. Встановлено, що формули, які базуються на критичній швидкості значно завищують втрати у від 2,5 до 10 разів, а підходи на основі дебіту з коригуючими коефіцієнтами демонструють мінливу та часто неприйнятну розбіжність.

Аналітично та CFD моделюванням встановлено, що режим витікання газорідинної суміші в зоні вихідного перерізу трубопроводу та всіх пов'язаних швидкісних та витратних характеристик потоку визначаються не лише перепадом тиску, а й взаємодією фаз. Для дослідження цього процесу побудовано CFD модель у середовищі Fluid Flow (Fluent) програмного комплексу Ansys R1 Student (ПК Ansys) із застосуванням моделі VOF (Volume of Fluid), яка є оптимальною для моделювання багатофазних потоків із чітко розділеними фазами, що характерно при продуваннях. Геометрія моделі включала простір атмосферного тиску та ділянку трубопроводу, поєднання яких дозволило забезпечити імітацію витікання газорідинної суміші з області підвищеного тиску. Для чисельного відтворення динаміки фаз двофазного потоку та для відслідковування межі між ними CFD модель базувалась на розв'язанні рівняння збереження маси, імпульсу, перенесення об'ємної частки та енергетичного рівняння, замкнених широко відомою двопараметричною k - ϵ моделлю турбулентності, з відповідними початковими і граничними умовами. Моделювання виконано з урахуванням різного рівня тиску в трубопроводі в межах фактичних робочих значень під час продувань, а також у широкому діапазоні об'ємної частки рідкої фази (від 0 до 0,1).

Результати CFD моделювання візуалізовані в постпроцесорі ПК Ansys побудовою контурів полів тиску, швидкості, об'ємних часток фаз вздовж просторової моделі, що дозволило ідентифікувати зони локального падіння тиску, прискорення та сповільнення потоку та особливості розподілу фаз під час витікання. Додатково за результатами моделювання для кожного випадку присвоєних даних визначені значення швидкостей витікання потоку, числа *Маха*, що дало змогу оцінити критичний характер витікання суміші та масову витрату газу.

Визначено закономірності впливу вмісту у потоці різної частки рідкої фази на швидкісні та витратні параметри витоку. Так навіть невеликі об'ємні частки рідини (порядку 10^{-4}) істотно зменшують швидкість витоку потоку та число *Маха*, переводячи течію із звукової (критичної) в субзвукову за рахунок підвищення густини суміші, часткового «перекриття» ефективного перерізу та зростання в'язкісно-інерційних втрат. Це особливо позначається на масовій витраті газу, яка тісно пов'язана з кінетичними параметрами потоку і геометричними обмеженнями.

Виведено залежність для розрахунку об'ємної витрати газу, приведеної до стандартних умов, при газорідинному витіканні у досліджуваному діапазоні тиску та об'ємної частки рідини, що прямо враховує вміст у потоці рідкої фази. На основі отриманого регресійного рівняння розроблено методику визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці.

Розроблено і побудовано експериментальну установку для дослідження газорідинного витікання за час продувань в лабораторних умовах. Під час досліджень фіксували манометром та газовим лічильником динаміку тиску у місці витоку та витрату повітря. Об'єм видutoї води визначався за результатами геометричних розрахунків як різниця між обсягами накопленої в експериментальній установці рідини до та після продувань.

Проведено верифікацію розробленого регресійного рівняння шляхом зіставлення його розрахункових значень із фактичними даними промислових та лабораторних досліджень. Встановлено, що максимальна абсолютна відносна похибка не перевищує 7 %, що свідчить про достатню чисельну точність і інженерну придатність рівняння для розрахунку втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в отриманні якісно нових закономірностей щодо впливу вмісту рідкої фази на газогідродинамічні параметри витікання газорідинної суміші під час продувань свердловин і шлейфів газових і газоконденсатних родовищ. Так вперше встановлено закономірності впливу:

а) об'ємної частки рідкої фази на витрату природного газу при витіканні в зону атмосферного тиску газорідинної суміші з трубопроводу під надлишковим тиском, що дало змогу отримати відповідну розрахункову залежність для умов продування свердловин і шлейфів виснажених газових та газоконденсатних родовищ;

б) робочого тиску та об'ємної частки рідкої фази на швидкість витікання газорідинного потоку під час продування свердловин і шлейфів;

в) робочого тиску та об'ємної частки рідкої фази на число *Маха* в зоні витоку газорідинної суміші з трубопроводу.

Сукупність одержаних наукових результатів складає наукові основи з оцінювання впливу вмісту рідкої фази на швидкісні та витратні параметри витоку газорідинного потоку з трубопроводу.

Отримані за даними експериментальних промислових та лабораторних досліджень результати верифікації запропонованої розрахункової залежності для визначення витрати газу з прямим урахуванням об'ємної частки рідини підтверджують її достовірність для оцінювання втрат газу під час продувань у двофазних умовах.

Практичним значенням одержаних результатів є нова розроблена методика визначення витрати природного газу при витіканні газорідинної суміші для інженерних розрахунків втрат газу, що виникають під час продувань шлейфів та свердловин виснажених газових і газоконденсатних родовищ. Її застосування дасть змогу значно підвищити точність балансового обліку природного газу в умовах відсутності витратомірів, уточнювати нормативи втрат для служб експлуатації та регулюючих органів, підвищити достовірність оцінки екологічного впливу на довкілля від викидів газу під час продувань.

Розроблену методику визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці впроваджено у філії АТ «Укргазвидобування» Український науково-дослідний інститут природних газів.

Ключові слова: продування, родовище, шлейф, свердловина, газоконденсатні родовища, газ, нестаціонарний режим, витрата, дебіт, пластовий тиск, густина, стандартні умови, газодинамічна модель, моделювання, рівняння газової динаміки.

ANNOTATION

V. Holubenko. Assessment of gas losses during blowdowns through the flare pipeline of a gas-liquid mixture from wells and gas gathering pipelines of gas and gas-condensate fields. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technology. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026.

The dissertation is devoted to a comprehensive study of the regularities of the influence of the liquid-phase content on the parameters of two-phase outflow, in particular on the gas flow rate during technological blowdown processes through flare pipelines of a gas-liquid mixture from wells and gas gathering pipelines of depleted gas and gas-condensate fields, as well as to the development of an engineering methodology for the quantitative assessment of natural gas losses during such operations. The study combines theoretical analysis, CFD modeling of the outflow of a gas-liquid mixture from a pipeline under gauge pressure, full-scale industrial measurements of blowdown parameters, and laboratory experiments with verification of the newly developed methodology.

In Ukraine, the vast majority of gas and gas-condensate fields are at the final stages of development, which is accompanied by a decrease in reservoir pressures, the appearance of liquid accumulations in the wellbore and in the low points along the routes of the gas gathering pipelines. Under such conditions, the gas flow velocity is often insufficient to remove the liquid, and capital-intensive liquid-loading management systems (capillary systems for the injection of surfactants, velocity string, plunger lifts, pigging units, expansion chambers with condensate collectors) are economically

unjustified. Therefore, in production practice, periodic blowdown of wells and their gas gathering pipelines through flare lines is widely used as a technologically simple measure without additional capital investments. At the same time, the absence of metering devices on most wells necessitates a calculated determination of gas losses, and the existing methodologies mostly rely on the assumption of choked (critical) outflow of “dry” gas and do not take into account the direct influence of the liquid phase, which leads to significant errors and managerial uncertainty.

The existing approaches to evaluating gas losses during blowdowns have been classified and critically analyzed. Methodologies based on the parameters of choked (critical) gas outflow have been distinguished, as well as methodologies that estimate losses from the working production rate with correction coefficients for the production rate increase due to the regime change during venting to the atmosphere. It has been shown that none of these approaches includes, in the calculation formulas, parameters that directly describe the influence of the liquid volume fraction in the flow.

The results of modeling in the PipeSim software package (PipeSim) of gas-liquid flow through the gas-pipeline system “reservoir – well – gas gathering point” at depleted fields have demonstrated that, under operating regimes, the gas velocity is insufficient to carry off the liquid both from the wellbore and from the internal cavity of the gas gathering pipelines, which promotes its gravitational settling. By contrast, during blowdowns the sharp pressure drop leads to an increase in velocity to values sufficient for removing the accumulated liquid holdup, as a result of which, over the course of the operation, a gas flow with a significant liquid-phase fraction is formed. The totality of these facts simultaneously substantiates the production expediency of blowdowns and demonstrates the methodological unsuitability of formulas that in no way account for the liquid-phase content in the flow for the quantitative assessment of gas losses under real two-phase conditions, since they may cause inaccuracies in their accounting.

Full-scale industrial field studies of blowdowns were carried out with recording of pressure, temperature, operation duration, and the volume of gas lost using a flow meter. Owing to the absence of direct means of recording the liquid volume fraction, it was

estimated by an analytical method based on the difference in liquid accumulations in the wells, calculated with the PipeSim before and after the blowdowns.

Based on the obtained industrial field measurements, gas losses were evaluated using the formulas of existing methodologies and compared with the actual values. It was found that formulas predicated on the critical velocity overestimate the losses by 2.5–10 times, whereas approaches based on production rate with correction coefficients exhibit variable and often unacceptable discrepancies.

Analytically and by CFD modeling it was established that the outflow regime of a gas-liquid mixture in the zone of the pipeline outlet cross-section, as well as all associated velocity and flow rate characteristics of the flow, are determined not only by the pressure drop but also by phase interaction. To investigate this process, a CFD model was constructed in the Fluid Flow (Fluent) environment of the Ansys R1 Student software package (Ansys) using the VOF (Volume of Fluid) model, which is optimal for simulating multiphase flows with a distinct interfacial boundary, as is characteristic during blowdowns. The model geometry included an atmospheric-pressure space and a section of pipeline, the combination of which made it possible to simulate the outflow of the gas-liquid mixture from a region of elevated pressure. For the numerical reproduction of the phase dynamics of the two-phase flow, as well as for tracking the interface between them, the CFD model was based on the solution of the mass conservation equation, the momentum equation, the volume-fraction transport equation, and the energy equation, closed by the well-known two-parameter $k-\epsilon$ turbulence model, with the corresponding initial and boundary conditions. The modeling was performed taking into account different pressure levels in the pipeline within the actual working values during blowdowns, as well as over a wide range of the liquid volume fraction (from 0 to 0.1).

The results of the CFD modeling were visualized in the Ansys post-processor by plotting contours of the pressure, velocity, and phase volume-fraction fields along the spatial model, which made it possible to identify zones of local pressure drop, flow acceleration and deceleration, as well as features of phase distribution during the outflow. Additionally, based on the modeling results, for each assigned data case the values of the

outflow velocities, the *Mach* number were determined, which made it possible to assess the critical nature of the mixture outflow and the gas mass flow rate.

The regularities governing the influence of different liquid-phase fractions in the flow on the velocity and flow rate parameters of the outflow have been determined. Thus, even small liquid volume fractions (on the order of 10^{-4}) substantially reduce the outflow velocity and the *Mach* number, shifting the flow from sonic (critical) to subsonic due to an increase in mixture density, partial “blockage” of the effective cross-section, and growth of viscous-inertial losses. This is reflected especially in the gas mass flow rate, which is closely tied to the kinematic parameters of the flow and to geometric constraints.

A dependence has been derived for calculating the gas volumetric flow rate, reduced to standard conditions, during gas-liquid outflow within the investigated ranges of pressure and liquid volume fraction, which directly accounts for the liquid-phase content in the flow. Based on the obtained regression equation, a methodology has been developed for determining gas losses during the blowdown of wells and gas gathering pipelines of gas and gas-condensate fields, taking into account the liquid volume fraction in the flow.

An experimental setup was designed and constructed to investigate gas-liquid outflow during blowdowns under laboratory conditions. During the experiments, the pressure dynamics at the outflow location and the air flow rate were recorded by a manometer and a gas meter, respectively. The volume of expelled water was determined from geometric calculations as the difference between the volumes of liquid accumulated in the experimental setup before and after the blowdowns.

Verification of the developed regression equation was performed by comparing its calculated values with actual data from industrial and laboratory investigations. It was found that the maximum absolute relative error does not exceed 7 %, which indicates sufficient numerical accuracy and engineering suitability of the equation for calculating gas losses during blowdowns of gas gathering pipelines and wells.

The scientific novelty of the results obtained lies in establishing qualitatively new regularities regarding the influence of the liquid-phase content on the gas-hydrodynamic parameters of gas-liquid outflow during blowdowns of wells and gas gathering pipelines

of gas and gas-condensate fields. Specifically, for the first time, the following regularities have been identified:

- a) the influence of the liquid volume fraction on the natural-gas flow rate during outflow into the atmospheric-pressure zone of a gas-liquid mixture from a pipeline under overpressure, which made it possible to derive a corresponding calculation dependence for blowdown conditions of wells and gas gathering pipelines at depleted gas and gas-condensate fields;
- b) the influence of operating pressure and liquid volume fraction on the outflow velocity of the gas-liquid stream during blowdowns of wells and gas gathering pipelines;
- c) the influence of operating pressure and liquid volume fraction on the *Mach* number in the zone of gas-liquid outflow from the pipeline.

The totality of the scientific results obtained constitutes the scientific basis for evaluating the influence of the liquid-phase content on the velocity and flow rate parameters of the outflow of a gas-liquid stream from a pipeline.

The sufficiently high verification results of the proposed calculation dependence for determining the gas flow rate with direct accounting of the liquid volume fraction, obtained from experimental industrial and laboratory studies, confirm its suitability for the reliable assessment of gas losses during blowdowns under two-phase conditions.

The practical significance of the results obtained is a newly developed methodology for determining the flow rate of natural gas during the outflow of a gas-liquid mixture for engineering calculations of gas losses that arise during the blowdown of gas gathering pipelines and wells of depleted gas and gas-condensate fields. Its application will make it possible to significantly increase the accuracy of the balance accounting of natural gas in conditions of the absence of flowmeters, to refine loss norms for operations services and regulatory authorities, and to increase the reliability of the assessment of the environmental impact on the environment from gas emissions during blowdown.

The developed methodology for determining gas losses during the blowdown of wells and gas gathering pipelines of gas and gas-condensate fields, taking into account

the liquid volume fraction in the flow, has been implemented at the Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases, a branch of JSC Ukrgasvydobuvannya.

Key words: blowdown, field, gas gathering pipeline, well, gas-condensate fields, gas, non-steady-state mode, flow rate, production rate, reservoir pressure, density, standard conditions, gas-dynamic model, modeling, equation of gas dynamics.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

Статті у наукометричних базах:

1. **Holubenko V.**, Doroshenko Ya. Study of the liquid-phase impact on gas flow rate during blowdowns of flowlines and wells at gas-condensate fields. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2025. Vol. 133, Issue 1. P. 18–33. DOI: <https://doi.org/10.5604/01.3001.0055.2965>. **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** (Особистий внесок – виконав CFD моделювання процесу витікання газорідинної суміші під тиском з трубопроводу в атмосферу, розробив регресійне рівняння для визначення об'ємної витрати газу, що прямо враховує вміст рідкої фази у потоці, при продуванні шлейфів та свердловин виснажених газових та газоконденсатних родовищ. Брав участь у підготовці статті до публікації).

2. Stetsiuk S., Bondarenko R., Doroshenko Ya., **Holubenko V.** Experimental studies on the dynamics of the movement of cleaning pigs through tee pipe fittings. *Strojnícky časopis – Journal of Mechanical Engineering*. 2024. Vol. 74, Issue 1. P. 9–24. DOI: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0002>. **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** (Особистий внесок – розглянув які забруднення можуть міститись у внутрішній порожнині трубопроводів різноманітного призначення та до яких негативних наслідків може призводити їх накопичення. Брав участь у розробленні і монтажу лабораторних експериментальних установок

із скляних труб та фітингів та експериментальних дослідженнях, підготовці статті до публікації).

Статті у наукових фахових виданнях України:

3. Голубенко В. П. Імітаційне моделювання продувань свердловин та шлейфів газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова енергетика*. 2025. № 1(43). С. 71–86. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-71-86). **Наукове фахове видання України.**

4. Голубенко В. П., Стецюк С. М., Філіпчук О. О. Аналіз методик визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин для видалення рідинних накопичень. *Нафтогазова енергетика*. 2023. № 1(39). С. 24–34. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1\(39\)-24-34](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1(39)-24-34). **Наукове фахове видання України.** (Особистий внесок – класифікував та аналітично проаналізовав походження розрахункових формул існуючих методик оцінювання втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин газових та газоконденсатних родовищ. Брав участь у проведенні експериментальних промислових досліджень продувань. Порівняв результати розрахунків із визначення втрат газу за час продувань за існуючими методиками з фактичними замірами лічильником газу. Брав участь у підготовці статті до публікації).

5. Братах М. І., Шимановський Р. В., Стецюк С. М., Голубенко В. П. [та ін.]. Обґрунтування доцільності оптимізації робочих тисків з використанням спеціалізованого програмного комплексу PipeSim. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 3. С. 36–41. **Наукове фахове видання України.** (Особистий внесок – брав участь у моделюванні заходу з роз'єднання спарених свердловин газоконденсатного родовища, обґрунтуванні доцільності застосування ПК PipeSim для оперативної оцінки ефективності впровадження заходів з оптимізації робочих тисків, забезпечення стабільного видобутку вуглеводневої продукції та попередження можливих ускладнень в системі збору і транспортування вуглеводнів. Брав участь у підготовці статті до публікації).

Опубліковані праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

6. **Голубенко В. П.** Оцінювання достовірності методик визначення втрат газу під час продувань свердловин газових і газоконденсатних родовищ. *Стратегічні орієнтири сталого розвитку в Україні та світі: збірник тез доповідей II Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених*, м. Чернігів, 21 квітня 2023 р. Чернігів, 2023. С. 16–17. ISBN 978-617-7932-45-0. URL: <https://stu.cn.ua/wp-content/uploads/2023/06/zbirnyk-gotovyj-13.06.pdf>.

7. **Голубенко В. П.** Оцінювання витрати газу під час продувань шлейфів та свердловин газових і газоконденсатних родовищ моделюванням у програмному комплексі ANSYS. *Research in Science, Technology and Economics: Collection of Scientific Papers "International Scientific Unity" with Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference*, с. Luxembourg, 5–7 march 2025 y. Luxembourg, 2025. P. 290–292. DOI: <https://doi.org/10.70286/ISU-05.03.2025>. ISBN 979-8-89704-985-1.

8. **Голубенко В. П.** Дослідження газорідинних продувань трубопроводів у лабораторних умовах. *Наукові тренди постіндустріального суспільства: збірник наукових праць з матеріалами X Міжнародної наукової конференції*, м. Рівне, 12 вересня 2025 р. Вінниця, 2025. С. 104–107. DOI: <https://doi.org/10.62731/mcnd-12.09.2025>. ISBN 978-617-8312-81-7.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	17
ВСТУП	18
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПРОЦЕСУ ПРОДУВАННЯ ШЛЕЙФІВ І СВЕРДЛОВИН ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ	25
1.1 Встановлення причин накопичення рідкої фази у стовбурах свердловин і газозбірних шлейфах та аналіз основних методів їх вилучення	25
1.2 Критичний аналіз переваг та недоліків застосування періодичного продування для мінімізації рідинного навантаження на виснажених родовищах	32
1.3 Аналіз результатів дослідження залежностей впливу вмісту рідкої фази на витратні параметри витоку з трубопроводу газорідинної суміші	38
1.4 Постановка задач та конкретизація мети досліджень	44
РОЗДІЛ 2 ОЦІНЮВАННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ЗА ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ГАЗОЗБІРНИХ ШЛЕЙФІВ	46
2.1 Аналіз походження та складових розрахункових формул методик визначення втрат газу	46
2.2 Дослідження швидкісного режиму потоку в свердловинах і шлейфах виснажених родовищ на основі математичного моделювання за параметрів експлуатації та продування	52
2.3 Промислові дослідження продувань свердловин та оцінювання достовірності результатів розрахунків за існуючими методиками їх порівнянням з фактичними вимірами	69
Висновки до розділу 2	73

РОЗДІЛ 3 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПРОДУВАНЬ ШЛЕЙФІВ ТА СВЕРДЛОВИН	75
3.1 Імітаційне моделювання процесу продувань шлейфів та свердловин	75
3.2 Дослідження газогідродинамічних процесів у трубопроводах та місці витоку газорідинної суміші з них під час продувань	88
3.3 Розроблення регресійного рівняння з визначення витрати газу з урахуванням об'ємної частки рідкої фази	105
Висновки до розділу 3	112
РОЗДІЛ 4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ВЕРИФІКАЦІЯ ТА РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЕЙФІВ	114
4.1 Експериментальні дослідження процесу продувань в лабораторних умовах	114
4.2 Верифікація розробленого рівняння з визначення витрати газу за даними польових та лабораторних випробувань	117
4.3 Розроблення методики з визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів з урахуванням об'ємної частки рідкої фази у потоці	125
Висновки до розділу 4	129
ВИСНОВКИ	131
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	134
ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ	149
ДОДАТОК Б МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПРИ ПРОДУВАННІ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЕЙФІВ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З УРАХУВАННЯМ ВМІСТУ ОБ'ЄМНОЇ ЧАСТКИ РІДКОЇ ФАЗИ У ПОТОЦІ	152
ДОДАТОК В АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ У НАВЧАЛЬНИЙ ПРОЦЕС РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ	162

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АТ – акціонерне товариство;
ВЛ – витратомір-лічильник;
НКТ – насосно-компресорна труба;
ОНТ – осереднююча напірна трубка;
ПАР – поверхнево-активні речовини;
ПК – програмний комплекс;
ПЛК – програмований логічний контролер;
РГ – розхід газу;
CFD – computational fluid dynamics;
CICSAM – compressive interface capturing scheme for arbitrary meshes;
CSF – continuum surface force;
GLR – generalized likelihood ratio;
LLVR – liquid-lift velocity ratio;
PISO – pressure-implicit with splitting of operators;
SIMPLE – semi-implicit method for pressure-linked equations;
VOF – volume of fluid.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Станом на 2025 рік в Україні триває розробка понад 140 газових і газоконденсатних родовищ, найбільші із яких було відкрито ще у 1970-х роках та нині перебувають на межі виснаження. Понад 70 % об'єктів перебувають на пізній стадії розробки, що означає низькі пластові тиски, зростання обводненості та спад видобутку. За таких термобаричних умов наявні дебіти не забезпечують потрібних швидкостей у ліфтових трубах свердловин та їх газозбірних колекторах, тож стаціонарний, гідравлічно стійкий режим стає проблематичним. Рідина накопичується на вибої та у пониженнях шлейфів, підвищує гідравлічний опір, сприяє гідратоутворенню та створює додатковий протитиск на пласт, що поглиблює падіння видобутку аж до зупинки свердловин. Тривала присутність рідкої фази порушує рівномірність потоку, підсилює турбулентність і викликає ерозійне зношування стінок труб, підвищуючи аварійні ризики та знижуючи надійність експлуатації.

Для мінімізації рідинного навантаження в стовбурі свердловин застосовують різні механізовані технології видобутку, такі як капілярні системи подачі поверхнево-активних речовин (ПАР), velocity string, плунжерні ліфти, тощо, тоді як в газозбірних шлейфах – комплекси пігування, очисних скребків, розширювальні камери з конденсатозбірниками. Однак їх впровадження потребує значних капітальних вкладень і ретельного економічного обґрунтування, що на виснажених покладах із граничною рентабельністю далеко не завжди доцільно. Тому на переважній частині фонду, без додаткових капіталовкладень, єдиним практичним способом тимчасового відновлення гідравлічної провідності системи «пласт – свердловина – шлейф» залишається технологічна операція продування в атмосферу через факельну лінію. Різкий перепад тиску, створений під час продування, забезпечує в умовах нестационарного режиму винесення рідини, а після завершення операції тимчасово нівелює її вплив на дебіт до чергового циклу накопичення, що зумовлює періодичний характер цього заходу. Водночас продування неминуче супроводжується втратами товарного газу протягом усього часу операції.

Регулярна потреба в періодичних продуваннях додатково загострює значущість проблеми. Відповідно до чинного законодавства України, рентні платежі нараховуються не лише на товарний, а і на валовий видобуток, який включає, зокрема, обсяги газу, втрачені під час продувань свердловин і шлейфів. Тому величина втрат при продуванні безпосередньо впливає на фінансовий результат видобувних підприємств незалежно від форми власності, визначаючи як податкове навантаження, так і показники балансового обліку та планування видобутку. Крім того, метан як основний компонент природного газу є потужним парниковим газом, а отже, обсяги викидів під час продувань в атмосферу мають прямий негативний вплив на довкілля.

Суттєвою проблемою застосування продувань є відсутність на більшості свердловин приладів, що прямо вимірюють фактичні втрати газу. Тому в практиці обліку на газовидобувних підприємствах широко використовують різні розрахункові формули існуючих методик з визначення втрат газу, які здебільшого побудовані на гіпотезі критичного однофазного витікання або на формулах, де втрати залежать від робочого дебіту та коригувального коефіцієнта на скидання газу в атмосферу. Втім, реальні продування на виснажених покладах є двофазними, оскільки газ підхоплює конденсат і воду зі стовбура та шлейфу. Відсутність у формулах параметра, що враховує вміст рідини у потоці, може зумовлювати значні похибки та неточний облік втрат газу.

Огляд сучасних досліджень засвідчує відчутні досягнення у розумінні двофазних газорідинних течій у свердловинах і трубопроводах. Запропоновано модифікації критеріїв виносу рідини [1–5], кореляції для міжфазного тертя [5, 6] та утримання рідини [7–11], механістичні і емпіричні моделі для різних режимів течій та для прогнозування переходів між ними [12–16], а також підходи до оцінювання частоти утворення пробок, що визначає спектр пульсацій тиску та коливань витрати у горизонтальних трубопроводах [17–19]. Окрім того, накопичено численні емпіричні формули падіння тиску з урахуванням в'язкості, шорсткості, діаметра і кута нахилу [12, 13, 17–24], а для стратифікованих режимів показано роль захоплення крапель через баланс зсувних, капілярних і гравітаційних сил на міжфазній хвилі [7]. Сукупно ці результати переконливо описують

внутрішньотрубну газогідродинаміку до вихідного перерізу та є корисними для проєктування і експлуатації газоконденсатопровідних систем та видобутку на виснажених родовищах зі значними конденсатними та водними факторами.

Водночас при переході до задачі витікання в атмосферу через отвори та трубопроводи виникає дослідницький розрив, оскільки значна кількість наукових робіт за даним напрямком сконцентровано на гіпотезах, підходах та рівняннях газової динаміки для критичного однофазного витікання та не яким чином не враховують параметри, що прямо відображають об'ємну частку рідини в газовому потоці [25–32]. Це особливо проблемно для продувань свердловин та шлейфів, при проведенні яких характерний газорідинний витік. Як наслідок, результати даних робіт є недоречними в реальних двофазних умовах.

Навіть за наявності релевантних експериментів двофазного витікання з трубопроводів [33], отримані результати не містять залежностей, які б описували вплив рідкої фази на витрату газу.

Непевність щодо впливу вмісту рідини у потоці на швидкісні та витратні параметри унеможлиблює надійну оцінку втрат газу при продуваннях. Це має практичні наслідки: спотворення матеріального балансу та економічних розрахунків, а також неточність екологічної інвентаризації викидів. Наявні кореляції, газодинамічні моделі та CFD дослідження, хоч і дають цінні наукові результати про структуру потоку та падіння тиску, не пропонують узагальненої, перевіреної залежності, яка прямо включала б об'ємну частку рідини в умовах газорідинного витікання.

Вищезазначене обумовлює особливу актуальність досліджень, сутність наукового завдання якого полягає у визначенні закономірностей впливу рідкої фази на обсяги втрат газу внаслідок витікання газорідинної суміші в атмосферу через вихідний переріз трубопроводу при продувці свердловин та їх шлейфів, та формування на їх основі розрахункових залежностей, застосування яких дозволить суттєво зменшити та наблизити результати до фактичних значень втрат газу.

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

Напрямок дисертаційного дослідження відповідає тематиці науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного технічного університету

нафти і газу (ІФНТУНГ), а саме комплексній науково-дослідній роботі “Оптимізація проектування, спорудження та експлуатації трубопровідних систем для підвищення енергоефективності та надійності транспортування енергоносіїв” (держбюджетна науково-дослідна тема ІФНТУНГ 2023 – 2026 роки, номер державної реєстрації 0123U104540).

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей впливу рідкої фази на витрату газу під час продувань через факельний трубопровід газорідинної суміші зі свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ.

Завдання дисертаційної роботи:

- аналіз методик із визначення втрат газу під час продувань свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ;

- експериментальні промислові дослідження процесів продування свердловин і шлейфів та перевірка достовірності існуючих методик з визначення втрат газу за фактичними даними;

- CFD моделювання процесу витікання газорідинної суміші з труби в умовах характерних для продувань шлейфів і свердловин виснажених родовищ та розроблення аналітичної залежності для кількісного визначення витрати газу з урахуванням об’ємної частки рідкої фази в двофазному потоці;

- лабораторні експериментальні дослідження процесів продувань трубопроводу з реєстрацією їх технологічних параметрів.

Об’єкт дослідження – технологічний процес продування через факельний трубопровід на амбар газорідинної суміші зі свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ.

Предмет дослідження – газогідродинамічні параметри витікання газорідинної суміші з факельного трубопроводу під час продувань свердловин і шлейфів газових і газоконденсатних родовищ.

Методи дослідження. Дослідження походження та основних складових формул існуючих методик визначення втрат газу за час продувань шлейфів та свердловин газових і газоконденсатних родовищ виконано аналітичним методом.

Дослідження газогідродинамічних процесів у внутрішній порожнині сталевих трубопроводу та в зоні витіку газорідинного потоку під час продувань газових і газоконденсатних свердловин та їхніх шлейфів виконано методом одновимірного стаціонарного механістично-кореляційного моделювання багатофазного потоку та методом тривимірного чисельного моделювання кінцевих об'ємів (CFD моделювання). Експериментальні промислові та лабораторні дослідження виконувались із застосуванням методів планування експерименту та математичної статистики. Основні висновки роботи узгоджуються з відповідними даними теоретичних та експериментальних досліджень.

Одновимірне стаціонарне механістично-кореляційне моделювання виконано в програмному комплексі PipeSim, CFD моделювання було виконано в програмному комплексі Ansys R1 Student, обробка результатів теоретичних та експериментальних досліджень у програмі Microsoft Excel.

Наукова новизна одержаних результатів:

- вперше встановлено закономірності впливу об'ємної частки рідкої фази на витрату природного газу при витіканні в зону атмосферного тиску газорідинної суміші з трубопроводу під надлишковим тиском, що дало змогу отримати відповідну розрахункову залежність для умов продування свердловин і шлейфів виснажених газових та газоконденсатних родовищ;

- вперше встановлено закономірності впливу робочого тиску та об'ємної частки рідкої фази на швидкість витікання газорідинного потоку під час продування свердловин і шлейфів;

- вперше встановлено закономірності впливу робочого тиску та об'ємної частки рідкої фази на число *Маха* в зоні витіку газорідинної суміші з трубопроводу.

Практичне значення одержаних результатів. Проведені в дисертаційній роботі теоретичні та експериментальні дослідження дали змогу розробити нову методику визначення витрати природного газу при витіканні газорідинної суміші для інженерних розрахунків втрат газу, що виникають під час продувань шлейфів та свердловин виснажених газових і газоконденсатних родовищ. Її застосування

дасть змогу значно підвищити точність балансового обліку природного газу в умовах відсутності витратомірів, уточнювати нормативи втрат для служб експлуатації та регулюючих органів, підвищити достовірність оцінки екологічного впливу на довкілля від викидів газу при продуванні.

Розроблену методику визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці впроваджено у філію АТ «Укргазвидобування» Український науково-дослідний інститут природних газів.

Особистий внесок здобувача.

Безпосередньо автором здійснено:

- детальний аналіз сучасних вітчизняних та закордонних праць щодо прогресу дослідження двофазних течій, зокрема за напрямком витоку з трубопроводів газорідинної суміші. Виконано аналіз методик із визначення втрат газу під час продувань свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ. Класифіковано та встановлено межі застосування існуючих методик, ідентифікував їх недоліки, що можуть зумовити до значних відхилень в отриманих результатах та відповідно до неточності в обліку втрат газу [34–36];

- оцінку достовірності результатів існуючих методик за фактичними даними промислових досліджень продувань свердловин та шлейфів [34, 37];

- теоретичні дослідження газогідродинамічних процесів у внутрішній порожнині сталевого трубопроводу і у зоні витоку газорідинного потоку під час продувань газових та газоконденсатних свердловин та їх газозбірних шлейфів [35, 36, 38];

- розроблення, монтаж експериментальної установки, проведення експериментальних лабораторних досліджень. Планування, обробка та аналіз одержаних результатів [39];

- розроблення нової методики визначення витрати природного газу при витіканні газорідинної суміші для інженерних розрахунків втрат газу, що виникають під час продувань шлейфів та свердловин виснажених газових і газоконденсатних родовищ [36].

Постановка задач, аналіз і обговорення результатів досліджень проведено спільно з науковим керівником. Автор брав безпосередню участь у впровадженні розробленої методики визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці у виробництво.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи викладено та обговорено на наукових конференціях різного рівня: II Міжнародній науково-практичній конференції молодих учених “Стратегічні орієнтири сталого розвитку в Україні та світі” (м. Чернігів, 21 квітня 2023 р.), 2nd International Scientific and Practical Conference “Research in Science, Technology and Economics” (м. Люксембург, 5–7 березня 2025 р.), X Міжнародній науковій конференції “Наукові тренди постіндустріального суспільства” (м. Рівне, 12 вересня 2025 р.).

Результати дисертаційної роботи в повному обсязі доповідались на науковому семінарі кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв і розширеному фаховому науковому семінарі Інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2025 році.

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 8 друкованих праць, з яких: 2 – у міжнародних наукових журналах, що індексуються у наукометричній базі даних Scopus; 3 – у наукових фахових виданнях; 3 – у збірниках матеріалів і тез доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота викладена на 162 сторінках машинописного тексту, з яких 113 – обсяг основного тексту дисертації. Складається зі вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та 3 додатків. Робота ілюстрована 23 таблицями та 32 рисунками. Список використаних джерел містить 127 найменування, з них 24 кирилицею та 103 латиницею.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПРОЦЕСУ ПРОДУВАННЯ ШЛЕЙФІВ І СВЕРДЛОВИН ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ

Здійснено огляд причин накопичення рідини у стовбурах і шлейфах виснажених родовищ та її впливу на гідравлічний режим, зростання втрат тиску та зниження дебіту. Систематизовано промислові технології вилучення рідини, виокремлено їхні діапазони застосування, переваги та обмеження. Проведено критичний аналіз процесу періодичного продування як базового, економічно прийняттого рішення для керування рідинним навантаженням, окреслено його плюси і мінуси. Встановлено, що ігнорування двофазності потоку в існуючих методиках обліку втрат газу може зумовлювати значні похибки, за результатами аналізу сучасних наукових праць показано, що вплив об'ємної частки рідини на витратні параметри під час витікання з трубопроводу лишається невирішеним. На цій підставі сформульовано завдання та обрано напрями досліджень для встановлення закономірностей впливу рідкої фази на витрату газу під час продувань свердловин і шлейфів через факельні лінії.

1.1 Встановлення причин накопичення рідкої фази у стовбурах свердловин і газозбірних шлейфах та аналіз основних методів їх вилучення

На поточний час в Україні більше 70 % всіх газових та газоконденсатних родовищ перебувають на завершальній стадії розробки [40]. Тому більшість експлуатаційних свердловин родовищ характеризуються низькими пластовими тисками, за яких швидкість висхідного газового потоку вже не здатна утримувати та виносити рідку фазу, що утворюється у стовбурі свердловини [41–44]. Водночас зниження термобаричних параметрів у привибійній зоні спричиняє ретроградну конденсацію газоконденсату [45–47], а додатковий приплив пластової води формується за рахунок збільшення водонасиченості колектора [48, 49]. У результаті виникає режим коли на стінках колони накопичується тонка, а згодом і

суцільна плівка рідини, яка починає рециркулювати або падати вниз при найменшому зниженні дебіту газу, утворюючи стоячий стовп у забої [12, 50].

При цьому в газозбірних шлейфах, особливо тих, які мають профіль зі спадами та підйомами, відбувається гравітаційне накопичення рідини у локальних западинах, що зумовлює формування пробково-змінних режимів двофазної течії, несталих коливань швидкості та тиску [51, 52]. Утворені «басейни» з конденсату та води різко підвищують локальний гідростатичний тиск [53–55] та створюють передумови до гідратуутворення [56, 57]. Крім того раптові прориви потоку газу через рідинні накопичення формують довгі рідинно-газові пробки, які рухаючись вздовж газопроводів з великою швидкістю викликають послідовні гідроудари та посилюють процеси ерозійного руйнування внутрішніх поверхонь трубопроводів [58–60], що істотно підвищує ймовірність аварій і знижує експлуатаційну надійність.

В таких умовах в системі «пласт – свердловина – шлейф» усі класичні складові втрат тиску рівняння повного енергетичного балансу, у рамках рівнянь газової динаміки, суттєво зростають. Фрикційна складова визначається двофазним коефіцієнтом тертя, що зумовлює кратне збільшення опору порівняно з «сухим» газом [61–63]. Гідростатичний перепад посилюється появою суцільних стовпів конденсату або води у низинних ділянках шлейфа, що дає додаткові втрати тиску до загального градієнта. Локальні втрати також збільшуються, оскільки створений пробковий потік, проходячи через коліна чи звуження, ефективно множить коефіцієнти місцевих опорів у кілька разів [54, 64–66]. Водночас раптове прискорення та гальмування масивів рідини породжує імпульсні доданки до балансу тиску, характерні для нестационарного режиму течії, які за звичайних умов у чисто газовому потоці майже не відчутні.

Операційно це проявляється зменшенням дебіту на 20–60 %, а в деяких випадках навіть достроковою зупинкою свердловин (рисунок 1.1) [12, 41–43, 50].

Додатково стовпи рідини активують CO_2 - та H_2S -корозію, створюють умови для утворення соляних і парафінових відкладень, що також суттєво впливають на величину гідравлічного опору та на експлуатаційний ресурс трубопроводів [67–70].

Підсумковий енергетичний баланс системи зміщується настільки, що прискорене виснаження свердловини відбувається не через брак пластового тиску, а саме через наростаючі двофазні втрати, які поглинають доступний напір і роблять транспортування нерентабельним.

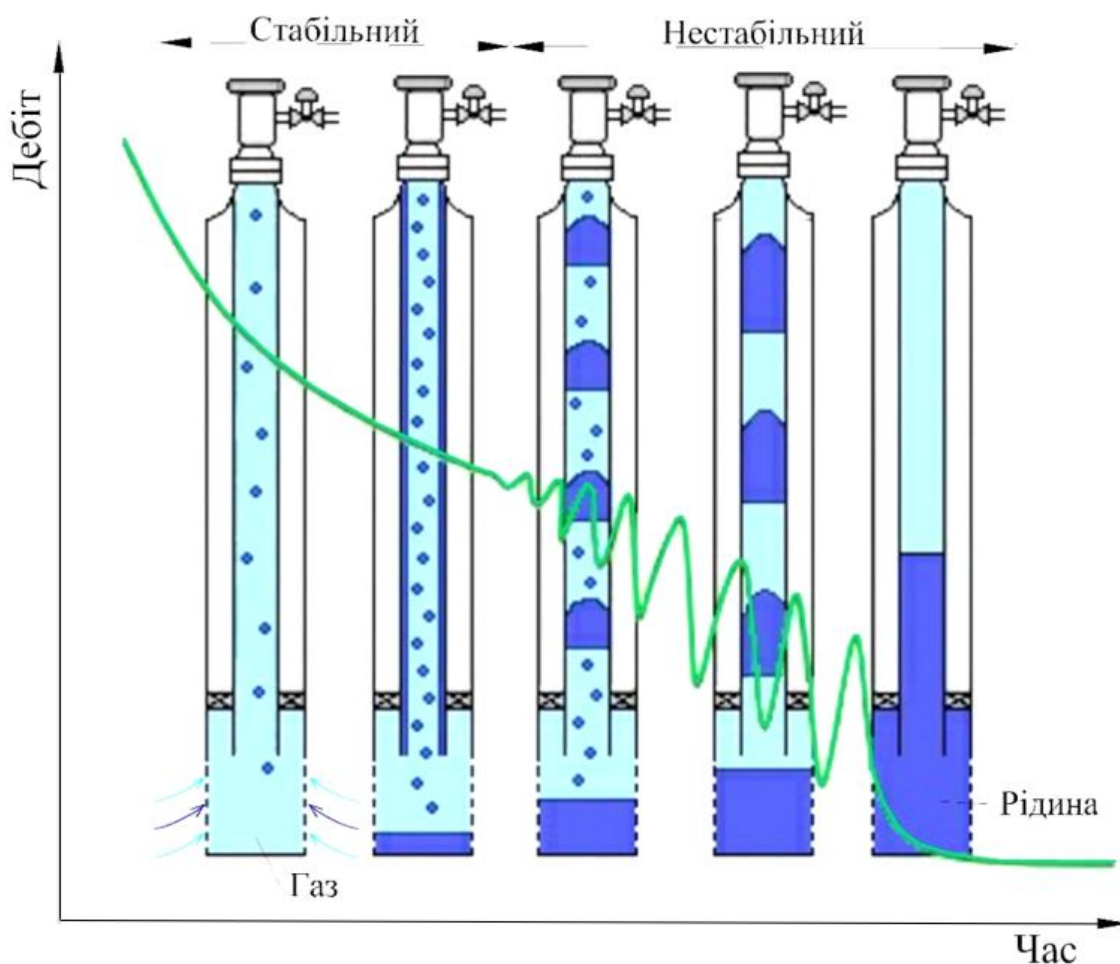
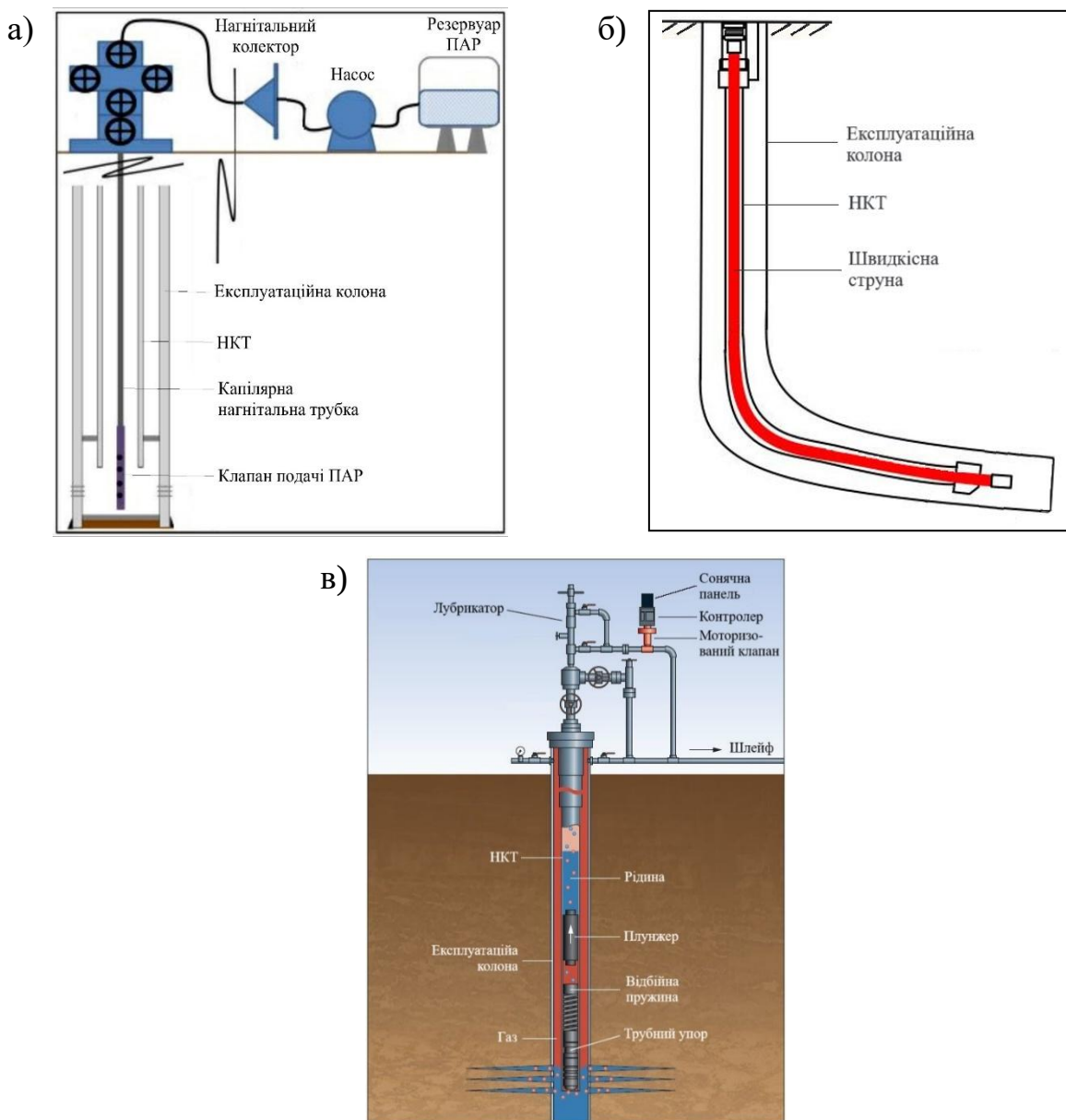


Рисунок 1.1 – Динаміка впливу рідинних накопичень на видобувний потенціал свердловини [3]

Таким чином, рідинні накопичення у свердловинах і шлейфах виснажених родовищ є ключовим фактором погіршення гідравлічної ефективності на кінцевих етапах експлуатації: вони змінюють режим течії з ламінарно-турбулентного газового на високоенергетичний двофазний зі slug-динамікою, збільшують усі складові втрат тиску, інтенсифікують корозійно-ерозійні процеси та потребують впровадження цілого комплексу адаптивних технологій видалення рідини для відновлення стабільності потоку.

Видалення рідинних накопичень із газових і газоконденсатних свердловин найчастіше здійснюють трьома взаємодоповнювальними технологіями: капілярними системами хімічної обробки (в основному для безперервної подачі поверхнево-активних речовин), встановленням velocity-string та використанням плунжерних ліфтів (рисунк 1.2). Кожна з них ґрунтується на різних фізичних принципах і, відповідно, має специфічні переваги й обмеження.



а) – капілярна система подачі ПАР [71]; б) – velocity string [72];

в) – плунжерний ліфт [73]

Рисунок 1.2 – Технології для видалення рідинних накопичень зі свердловин

Капілярна система подачі ПАР являє собою тонкостінну трубку невеликого діаметра, спущену всередині експлуатаційної колони або насосно-компресорних труб. Через неї насос подає малодозовану кількість пінореагентів або інгібіторів безпосередньо у зону перфорованого інтервалу. ПАР знижує міжфазний натяг і утворює стійку піну. Внаслідок зменшення ефективної густини стовпа рідини легше підхоплюється газовим потоком і виноситься на поверхню. Перевагою є практично безперервний режим «самоочищення» свердловини без вимушених зупинок, можливість одночасного дозування антикорозійних або антискальних реагентів, при монтажі не потребує енергоємних наземних агрегатів. До недоліків належать потреба в постійному постачанні реагенту та супутніх операційних витратах, ризик хімічного чи парафінового блокування капіляра, а також обмеження за глибиною та температурою – при значних тисках падіння по капіляру може стати критичним для стабільної подачі реагенту, а висока температура здатна руйнувати активний компонент [42, 74, 75].

Velocity string – це додаткова внутрішня НКТ малого діаметра, що зменшує площу поперечного перерізу каналу і підвищує швидкість газу до величин, достатніх для перенесення краплинної фази. Завдяки відсутності рухомих частин така вставка працює пасивно. Її можна швидко встановити колтюбінговим агрегатом, а згодом легко демонтувати чи наростити. Основними перевагами є елементарність конструкції, практичне нульове енергоспоживання, дозволяє «виграти час» до глибшого падіння тиску пласта. Водночас зменшення ефективного перетину збільшує фрикційні втрати. Так якщо пластовий тиск різко падає, вузький стовбур сам починає обмежувати продуктивність. За високих дебітів можливі ерозійні пошкодження верхньої частини velocity string, а монтаж у викривлених або багатозабійних системах потребує ретельного центрування, щоб уникнути заклинювання й передчасного зносу [42, 76, 77].

Плунжерний ліфт застосовує сталевий плунжер, що вільно переміщується у виробничій колоні та працює, по суті, як поршень: під час фази накопичення газу у свердловині стискається під плунжером, після відкриття гірла різко розширюється і «штовхає» плунжер з рідинною шапкою нагору. Система не потребує зовнішнього

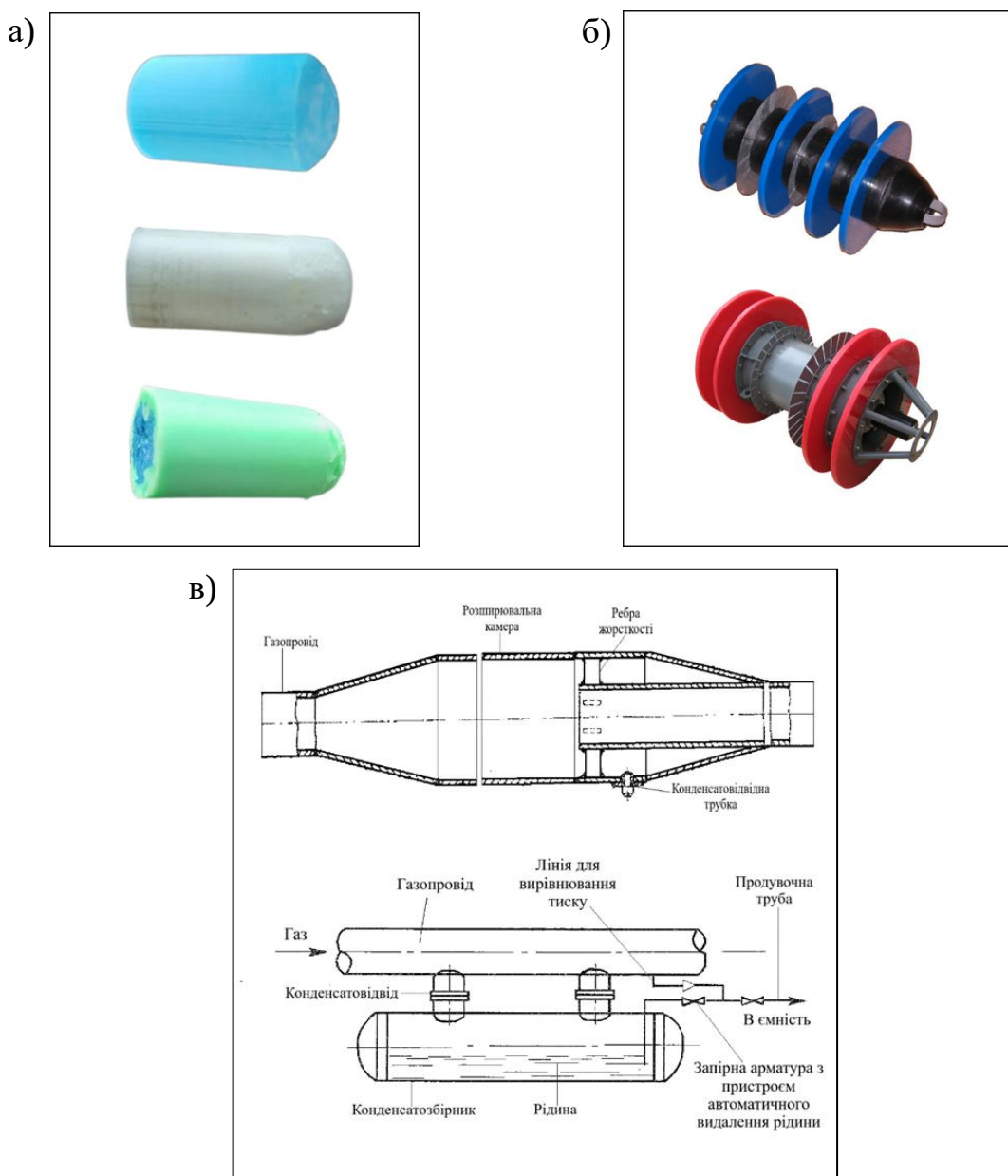
джерела енергії, оскільки використовує потенціал самого пласта. Вона доволі толерантна до піщаної домішки та може повністю ліквідувати потребу в регулярних продуваннях, істотно знижуючи викиди метану. Серед додаткових переваг – хороша керованість циклом за допомогою простого ПЛК-контролера та можливість піднімати порівняно великі об'єми рідини за один хід. Недоліком є циклічний характер роботи, що породжує нестаціонарний режим пульсації тиску у шлейфі. Так у разі високої продуктивності газу плунжер може не встигати опускатися на вибій, а при надто низькому тиску – не підніматиметься взагалі. До того ж наявність механічних компонентів передбачає знос оправ і шайб, а відкладення солей або парафіну здатні блокувати рух плунжера, що вимагатиме періодичної профілактики [42, 78, 79].

У газопроводах вилучення рідинних накопичень базується переважно на наступних класичних засобах: очисних поршнях, очисних скребках і розширювальних камерах із конденсатозбірниками (рисунок 1.3). Кожен із них реалізує свій механізм переміщення або відокремлення рідкої фази, а тому має специфічні переваги та експлуатаційні обмеження.

Очисний поршень (часто називають «поршневим пігом») являє собою суцільний еластомерний або пористий (пінополіуретановий) циліндр. Основну частину сили очищення забезпечує різниця тиску газу перед і за поршнем. Після запуску він працює як гідродинамічний поршень, який майже герметично перекриває перетин трубопроводу, витісняючи накопичену рідину і шлам. До переваг належать висока продуктивність – одна прогонка часто повертає гідравлічний градієнт до «сухого» рівня. Також поршні безпечніші для тонкостінних або зношених ділянок труби, здатні проходити вигини, стики різних діаметрів і локальні перешкоди. Основні недоліки пов'язані з необхідністю монтажу складного обладнання для запуску/приймання поршня і ризиком заклинювання в разі різкого звуження або деформації труби [83–86].

Очисний скребок (класичний «металевий піг-скребок») має жорсткий центр (каркас із сталі або алюмінію), на якому закріплені сталеві чи полімерні чашки-ущільнювачі й абразивні елементи: ножі, щітки, магнітні вставки. Під час руху,

окрім ефекту поршня, скребок механічно зрізає та зішкрябує парафін, ржавчину. Їхні переваги — можливість багаторазового використання, також його конструкція забезпечує більшу очисну здатність. Водночас скребок для застосування має жорсткіші вимоги до стану трубопроводу: різкі зміни діаметра, звуження або наявність вм'ятин можуть спричинити заклинювання. Через підвищене тертя потребують більшого перепаду тиску для руху та, як і поршні, монтажу складного обладнання для запуску та приймання [84, 87, 88].



а) – очисні поршні [80]; б) – очисні скребки [81];

в) – розширювальні камери та конденсатозбірники [82]

Рисунок 1.3 – Засоби для видалення рідинних накопичень з газопроводів

Розширювальна камера з конденсатозбірником (відстійник, slug-catcher) – це секція збільшеного діаметра або горизонтальний резервуар, у який потік входить зі зменшеною швидкістю. Так завдяки розширенню кінетична енергія газу падає, рідка фаза гравітаційно відокремлюється та стікає до конденсатозбірника. До незаперечних плюсів належать повністю безударний режим роботи, відсутність рухомих частин у самому потоці та можливість одночасно видаляти тверду фазу. Камера практично не впливає на транспортування, бо відділення рідини відбувається без зупинки газового потоку. Слабкі сторони – велика площа монтажного майданчика, необхідність періодичного очищення від шламу. Також ефективність їх застосування різко спадає при несталому, тобто нестационарному режимі, чи пульсаційному (slugging) режимі, оскільки великі рідинні пробки можуть переповнювати відстійник, що потребує встановлення складної системи рівнемірів та аварійного байпасу [89–91].

1.2 Критичний аналіз переваг та недоліків застосування періодичного продування для мінімізації рідинного навантаження на виснажених родовищах

Усі перелічені в попередньому підрозділі технологічні рішення для боротьби з рідинними накопиченнями підвищують стабільність видобутку, знижують ризики утворення відкладень та корозії, проте супроводжуються значними початковими капітальними витратами (на установку наземного обладнання, контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, насосів або станцій запуску та прийому пігів тощо) та постійними операційними витратами (на інгібітори, обслуговування, енергоспоживання). На виснажених родовищах, де дебіти і рентабельність уже граничні, такі інвестиції здебільшого економічно невиправдані.

Унаслідок цього єдиним заходом з видалення рідини, що не потребує додаткових інвестицій, але далеким від ідеалу з погляду втрат газу та екології [92–94], залишається технологічна операція – продування свердловин і їхніх газозбірних шлейфів в атмосферу через факельні трубопроводи (таблиця 1.1). Створюючи миттєвий

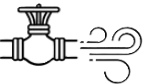
перепад тиску та знижуючи його до мінімального робочого рівня, продування забезпечує в умовах нестаціонарного режиму винесення рідини та тимчасово усуває її вплив на дебіт до чергового циклу накопичення, що обумовлює періодичність цієї операції.

Ключові переваги періодичного продування:

- відсутність капітальних затрат (використовується наявна фонтанна арматура та факельна система);
- технологічна простота та швидке відновлення дебіту;
- гнучкість у застосуванні за потреби.

Отже, доки економіка родовищ не дозволяє окупити більш технологічні системи управління рідинним навантаженням, періодичне продування залишається основним інструментом операторів для боротьби з рідинними накопиченнями в трубопровідних системах виснажених газових і газоконденсатних покладів.

Таблиця 1.1 – Порівняння технологій для видалення рідинних накопичень зі стовбура свердловин та їх газозбірних шлейфів

Технологія	Свердловина	Газозбірний шлейф / газопровід	CAPEX / OPEX	Ефективність
Капілярна подача ПАР	☑	—	\$\$\$	★ ★
Velocity string	☑	—	\$\$	★ ★ ★
Плунжерний ліфт	☑	—	\$\$\$	★ ★ ★ ★
Очисні поршні	—	☑	\$\$	★ ★ ★
Очисні скребки	—	☑	\$\$\$	★ ★
Розширювальні камери з конденсатозбірниками	—	☑	\$\$\$	★ ★
Періодичне продування 	☑	☑	—	★ *
* – враховуючи супутні втрати газу та екологічні наслідки.				

Однією з ключових проблем застосування періодичного продування є відсутність на більшості свердловин засобів обліку для достовірного вимірювання обсягу газу, втраченого під час операції. Тому для оцінювання цих втрат фахівці нафтогазових підприємств змушені користуватися різними розрахунковими формулами існуючих методик [34, 37].

У переважній більшості випадків під час продування тиск на виході з факельної лінії перевищує атмосферний щонайменше у два рази. За такого відношення тисків, згідно з результатами застосування рівнянням газової динаміки, виконується умова критичного витікання, коли швидкість газу у вихідному перерізі досягає місцевої швидкості звуку. Відповідно, майже усі існуючі методики оцінювання втрат газу [95–99], які застосовуються в газовій промисловості, базуються на використанні критичного режиму та пов'язаних із ним параметрів. Окремо виділяються методики [95, 100], у яких втрати визначаються за робочим дебітом свердловини при поточних режимах, із застосуванням коригувального коефіцієнта, що враховує зростання дебіту під час скидання в атмосферу.

Методики з визначення втрат газу під час продування, розрахункові формули яких спираються на критичний витік, пропонуються в наступних документах/працях:

1) Методика визначення питомих показників викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для основних виробництв та технологічних процесів ДК «Укргазвидобування» [95].

Розрахункова формула методики має вигляд

$$Q = \frac{2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{86,4 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}, \quad (1.1)$$

де Q – обсяги втрат газу для, m^3 ;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, через який здійснюють продування, mm ;

P – абсолютний тиск газу, MPa ;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

T – температура газу, K ;

z – коефіцієнт стисливості газу при P і T ;

t – тривалість продування для, c .

2) СОУ 35.2-30019775-054:2012. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу, тепла та електроенергії. Методичні положення [96].

В даному документі розрахункова формула методики визначення втрат газу на продування має вигляд

$$Q = \frac{83,3 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{\sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}, \quad (1.2)$$

де Q – обсяги втрат газу для, $тис. м^3$;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, через який здійснюють продування, $мм$;

P – абсолютний тиск газу, $МПа$;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

T – температура газу, K ;

z – коефіцієнт стисливості газу при P і T ;

t – тривалість продування для, $год$.

3) Втрати газу при продувці викидних ліній газових свердловин (Витязь О.Ю., Воловецький В.Б.). Науковий вісник ІФНТУНГ [97].

В праці розрахункова формула методики визначення втрат газу на продування має вигляд

$$Q = 2960 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot P \cdot t, \quad (1.3)$$

де Q – обсяги втрат газу для, $м^3$;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, через який здійснюють продування, m ;

P – абсолютний тиск газу, MPa ;

t – тривалість продування для, s .

4) СОУ 60.3-30019801-100:2012. Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз» [98].

В документі розрахункова формула методики визначення втрат газу на продування має вигляд

$$Q = \frac{10,2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{432 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}, \quad (1.4)$$

де Q – обсяги втрат газу для, m^3 ;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, через який здійснюють продування, mm ;

P – абсолютний тиск газу, MPa ;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

T – температура газу, K ;

z – коефіцієнт стисливості газу при P і T ;

t – тривалість продування для, s .

5) Довідник з нафтогазової справи (Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С.) [99].

В довіднику розрахункова формула має вигляд

$$Q = \mu \omega_0 \sqrt{R_y} \frac{P \cdot T_0}{P_0} \sqrt{\frac{1}{T \cdot M_M} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} t, \quad (1.5)$$

де Q – обсяги втрат газу для, m^3 ;

P – абсолютний тиск газу, МПа;

T – температура газу, К;

ω_0 – площа поперечного перерізу отвору, м²;

μ – коефіцієнт витрати;

k – показник адіабати;

R_y – універсальна мольна газова постійна, Дж/(кмоль/К);

M_m – молярна маса газу, кг/кмоль;

P_0 – тиск газу за стандартних умов, МПа;

T_0 – температура газу за стандартних умов, К;

t – тривалість продування для, с.

Методики з визначення втрат газу під час продування, розрахункові формули яких базуються на робочому дебіті та коригувальному коефіцієнті, пропонуються в наступних документах:

1) Методика. Визначення виробничо-технологічних втрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних сховищ газу. Частина II. Технологічний газ [100].

Розрахункова формула методики має вигляд

$$Q = 1,2 \cdot q \cdot t, \quad (1.6)$$

де Q – обсяги втрат газу для, м³;

q – робочий дебіт свердловини, м³/год;

t – тривалість продування для, с.

1) Методика визначення питомих показників викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для основних виробництв та технологічних процесів ДК «Укргазвидобування» [95].

Розрахункова формула методики має вигляд

$$Q = \frac{1,5}{1440} \cdot q \cdot t, \quad (1.7)$$

де Q – обсяги втрат газу для, тис. м^3 ;

q – робочий дебіт свердловини, тис. $\text{м}^3/\text{добу}$;

t – тривалість продування для, хв.

Недосконалість існуючих методик для визначення втрат газу під час продування, пов'язана з відсутністю у їх розрахункових формулах будь-якого параметру, що враховує вміст рідини у потоці та відповідного впливу рідкої фази на витрату газу. За таких обставин ігнорування двофазності потоку під час продування шлейфів і свердловин може зумовлювати суттєві відхилення результатів розрахунку та, відповідно, до неточності в обліку втрат [34, 37].

1.3 Аналіз результатів дослідження залежностей впливу вмісту рідкої фази на витратні параметри витоку з трубопроводу газорідинної суміші

На пізніх стадіях розробки газових і газоконденсатних родовищ газорідинний двофазний потік є домінуючим режимом руху флюїдів. Коректне відтворення динаміки фаз двофазного потоку та відслідковування меж між ними безпосередньо визначає ефективність видобування та транспортування вуглеводневої сировини. У сучасній науковій літературі наявний значний масив праць, що присвячені дослідженням залежностей та різних підходів до прогнозування впливу рідини на ключові характеристики газорідинного потоку, однак питання впливу на витрату газу під час витікання газорідинної суміші з трубопроводу і досі лишається невирішеним [35, 36].

Так, у праці [1] акцентовано проблему недостатньої здатності газового потоку виносити рідку фазу під час експлуатації свердловин і запропоновано модифіковане рівняння Тернера, що враховує підвищену частку рідини. Автори наголошують, що саме «рідинне завантаження» визначає граничний тиск припинення видобутку, тож вплив рідкої фази на витрату газу набуває критичного значення. У [2] запропоновано просту узагальнену газодинамічну модель для горизонтальних свердловин, яка дозволяє уточнювати розрахунки товщини рідинної плівки та швидкості газу з урахуванням відмінностей між вертикальними і похилими трубами. Показано, що

явне врахування об'ємної частки рідини істотно підвищує точність передбачення моменту накопичення рідини та, відповідно, зміни витрати газу. Дослідження [3] зосереджене на описі зворотного руху рідинної плівки в нахиленому трубопроводі, де визначальним параметром виступає утримання рідини. За рахунок введення допоміжних кореляцій і коригувального коефіцієнта досягнуто найменших похибок у визначенні критичних умов формування «рідинного завантаження» порівняно з наявними моделями. У праці [12] подано підхід, сфокусований на переході від кільцевого (annular) до пробкового (slug) чи бурлиного (churn) режиму. Використані в роботі кореляції враховують кут нахилу, діаметр трубопроводу та порожнистість потоку, що безпосередньо відображає вплив рідкої фази на розрахунок витрати газу. У [4] наведено нові експериментальні дані, на підставі яких розроблено уточнену модель «розвороту плівки». Авторами показано, що навіть незначне зростання швидкості рідкої фази істотно впливає на граничну швидкість газу. У роботах [5, 6] представлено розвиток плівкових моделей у нахилених трубах та показано, що хвильова структура поверхні та просторово-нерівномірна товщина рідинної плівки істотно визначають міжфазне тертя і, відповідно, втрати тиску та швидкісні профілі. Так у [5] подано кореляцію для міжфазного тертя, побудовану на хвильових характеристиках та механістичну модель прогнозування рідинного навантаження з урахуванням нерівномірності розподілу рідини і фазової нестабільності. Тоді як у [6] отримано нові кореляції для нерівномірної плівкової товщини у вертикально нахилений трубі та відповідного інтерфейсного зсуву, що також опосередковано характеризують вплив вмісту рідини на параметри двофазної течії.

Дослідження [13] присвячене закрученим (swirling) потокам у горизонтальних трубах і описує, як основні змінні рівнянь газової динаміки, а саме тиску та швидкості впливають на структуру двофазної течії. Попри те, що об'єктом дослідження виступає аерований рідинний потік, автори пропонують кореляцію для врахування коефіцієнтів тертя в газорідинному середовищі за різних співвідношень газ – рідина. У праці [20] розглянуто двофазну течію в трубах із вставками. В дослідженні експериментальні результати поєднано з аналітичними виразами, які

коригуються залежно від частки рідини у потоці. Робота [14] аналізує багатофазну течію за високого тиску, зосереджуючись на зміні критичних швидкостей газу та рідини для гладкого та хвилястого стратифікованого режимів. Використання широкого діапазону витрат обох фаз дозволило авторам отримати нові емпіричні формули для точнішого прогнозування параметрів двофазної течії. Стаття [21] аналізує залежність падіння тиску від діаметра труби та в'язкості рідини в умовах пробкового режиму. В ній показано, що підвищення в'язкості чи зменшення діаметра посилюють вплив рідини на кінцеву витрату газу, і запропоновано прогнозну кореляцію падіння тиску для горизонтального slug-потoku. У [22] запропоновано нову газодинамічну модель оцінювання втрат тиску у двофазній системі з урахуванням зміни коефіцієнта тертя залежно від шорсткості або гладкості труби. Розроблена модель опосередковано враховує вплив об'ємної частки рідини на гідравлічні втрати. Дослідження [17] фокусується на прогнозуванні частоти виникнення пробок (slug frequency) за різних діаметрів і в'язкостей рідини, проте отриману кореляцію також можна застосовувати для оцінювання втрат тиску та, відповідно, витрати газу за змінного рідинного навантаження. В роботах [18, 19] уточнюються емпіричні залежності для пробкових режимів, включно з підрежимами plug-flow (слаборозвинений пробковий режим), з метою підвищення точності моделювання тиску та швидкості газу за різної частки рідини. Закономірності прогнозування пульсацій надлишкового тиску у системах «вода – газ» наведено в [23], де показано, що співвідношення вмісту газу та рідини визначає ефективну пружність середовища. Хоча об'єктом дослідження не є класичний трубопровідний транспорт газу, в роботі використовуються двофазні рівняння Нав'є–Стокса та демонструється, як варіювання об'ємних часток змінює динаміку тиску.

Авторами статті [7] запропоновано модель оцінювання захоплення крапель у стратифікованій течії на основі балансу сил, що діють на міжфазну хвилю, а саме зсувної міжфазної сили, сили поверхневого натягу та тяжіння. Дослідження [15] зосереджене переважно на прогнозуванні течії стратифікованого вологого газу за низького рідинного навантаження, однак містить параметри фазового відокремлення та масоперенесення, що безпосередньо пов'язані з часткою рідини

в газовому потоці. У роботах [8–10] розроблено залежності для моделювання режимів течії за низького та середнього рідинного навантаження потоку. В них продемонстровано, що для підвищення точності гідродинамічного прогнозу потрібно враховувати змінне об'ємне утримання рідини та його вплив на структуру течії. У праці [24] використано повністю композиційний підхід до моделювання систем «газ – вода», де зміни рідинного вмісту розглядаються з урахуванням умов утворення гідратів або кислот, тобто також ідеться про вплив рідкої фази на параметри потоку. У [11] проаналізовано утримання рідини в пробковому потоці та запропоновано модифіковану модель обчислення частки змоченої поверхні з урахуванням напруг зсуву на межах «газ – стінка», «рідина – стінка» і «газ – рідина». Дослідження [16] акцентує увагу на двофазному кільцевому потоці в горизонтальній трубі. Автори пропонують нову модель для визначення витрат газу та рідини, що враховує товщину рідинної плівки у кільцевому режимі.

У статті [33] основну увагу приділено закономірностям витоків із двофазних нафтогазових трубопроводів. Праця містить вагомі експериментальні дані, що можуть бути використанні для теоретичного моделювання витрати газу в умовах газорідинного витікання. У [25, 26] дослідження зосереджені на удосконаленні рівнянь для оцінювання витоків природного газу з підземних та надземних газопроводів з урахуванням параметрів труби, тиску та геометрії отвору. Однак вплив рідкої фази на витрату газу у цих роботах не аналізується. Варто зазначити, що значна кількість публікацій орієнтована на однофазний витік газу. Зокрема, стаття [27] пропонує спрощену газодинамічну модель оцінювання витрати газу при пошкодженні газопроводу високого тиску, у яку введено коригувальний коефіцієнт на падіння тиску. Подібну проблематику розглянуто в [28, 29], де для визначення обсягів втрат при пошкодженнях трубопроводів запропоновано нові методики, що спираються на уточнені розрахунки коефіцієнта витрати. Дослідження коефіцієнта витрати за однофазного витікання виконано також у дисертації [30], за результатами якої запропоновано розрахункові залежності даного коефіцієнту від діаметру вихідного отвору, газової сталості, температури та тиску середовища, з якого відбувається витік при критичних та докритичних умовах. Як і в [25], у

працях [31, 32] застосовано CFD-підходи до аналізу витоків природного газу з газопроводів, але реалізовано їх по-різному. Так у [31] лабораторні випробування поєднано з чисельним моделюванням і використано GLR-алгоритм, що дозволило отримати кореляції для мікровитоків, у [32] побудовано багаторівневу CFD модель з урахуванням реального газового закону, формування низькотемпературної зони та диска Маха в області отвору та запропоновано універсальну формулу для прогнозування зміни витрати газу з урахуванням реальних термодинамічних ефектів.

Класичне визначення витрати газу для однофазного витікання ґрунтується на розв'язанні рівняння Бернуллі (1.8) відносно швидкості витікання (1.9) як спрощеного наслідку рівнянь газової динаміки

$$\frac{u_0^2}{2} + \frac{k}{k-1} \frac{P_0}{\rho_0} = \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho}, \quad (1.8)$$

$$u_0 = \sqrt{\frac{2k}{k-1} \left(\frac{P}{\rho} - \frac{P_0}{\rho_0} \right)}, \quad (1.9)$$

де ρ , P , T – відповідно густина, тиск і температура газу в резервуарі, з якого відбувається витік;

ρ_0 , P_0 , T_0 , u_0 – відповідно густина, тиск, температура та швидкість газу у вихідному перерізі отвору;

k – показник адіабати.

Після винесення виразу P/ρ за дужки у рівнянні (1.9) отримуємо

$$u_0 = \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left(1 - \frac{P_0}{P} \frac{\rho}{\rho_0} \right)}. \quad (1.10)$$

Вважаючи процес витікання адіабатним, використаємо співвідношення

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \left(\frac{P}{P_0} \right)^{\frac{1}{k}} = \left(\frac{P_0}{P} \right)^{-\frac{1}{k}}. \quad (1.11)$$

Виконавши підстановку (1.11) до (1.10) одержуємо

$$u_0 = \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left[1 - \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (1.12)$$

Отримана залежність (1.12) є формулою Сен-Венана–Ванцеля для швидкості витікання газу.

Використовуючи рівняння (1.12) отримуємо формулу для визначення масової витрати газу (G) при витіканні через вихідний отвір

$$G = \rho_0 S \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left[1 - \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}, \quad (1.13)$$

або

$$G = \rho S \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\frac{2k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left[1 - \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}, \quad (1.14)$$

де S – площа поперечного перерізу отвору.

Узагальнення розглянутих наукових публікацій засвідчує, що майже всі вони у тій чи іншій формі враховують вплив рідинної складової при визначенні залежностей та прогнозуванні параметрів руху газорідинного потоку, однак глибина та повнота такого врахування є різною. Частина робіт зосереджується на визначенні критичної швидкості газу в умовах «рідинного завантаження» або на описі формування рідиної плівки, тоді як інші опрацьовують загальні двофазні режими і пропонують кореляції та коефіцієнти для розрахунку у поєднанні з рівняннями газової динаміки газогідродинамічних параметрів трубопровідних потоків. Водночас значний масив праць орієнтовано на підвищення точності розрахунку витрати газу в умовах однофазного витоку через отвори підземних і надземних трубопроводів. Оскільки у вітчизняних та закордонних джерелах не приділено уваги до прогнозування витрати

газу при витоках з трубопроводу під тиском газорідинної суміші, дане питання лишається відкритим. Така ситуація підтверджує актуальність подальших досліджень для встановлення закономірностей впливу вмісту рідкої фази на параметри газорідинного витоку та створення універсальніших математичних залежностей (кореляцій, коефіцієнтів), здатних точніше прогнозувати витрати газу за різної варіації вмісту рідини [35, 36, 38].

1.4 Постановка задач та конкретизація мети досліджень

Відповідно до вище викладеного матеріалу, можна підсумувати, що на пізніх стадіях розробки газових і газоконденсатних родовищ у системі «пласт – свердловина – шлейф» формується домінуючий двофазний режим руху з накопиченням рідини у стовбурах свердловин і понижених ділянках шлейфів. Це зумовлює перехід до пробково-змінних режимів, різке зростання усіх складових втрат тиску, падіння дебіту та прискорене зношення трубопроводів. Найбільш практичною та економічно прийнятною операцією керування рідинним навантаженням, але неідеальною з огляду втрат газу та негативного впливу на екологію, залишається періодичне продування через факельні лінії. Водночас, більшість свердловин не оснащено засобами фактичного обліку газу, а застосування існуючих методик оцінювання втрат газу, що мають невизначеність щодо врахування впливу вмісту у потоці рідкої фази, може призводити до значних відхилень результатів та неточності в обліку втрат.

З огляду на енергетичну безпеку України та необхідність раціонального використання зменшуваних ресурсів, питання достовірності оцінки втрат газу під час продувань, набуває особливої ваги. По-перше, економічна доцільність видобутку на виснажених родовищах прямо залежить від величини втрат газу, на обсяги яких також діють рентні платежі. Використання недосконалих методик розрахунку внаслідок отримання некоректних результатів може викликати неприємні наслідки для планування видобутку, зокрема при проведенні економічних розрахунків з визначення доцільності впровадження більш

технологічних систем керування рідинним навантаженням. По-друге, достовірно визначені втрати газу дозволять забезпечити більш якісну оцінку викидів вуглеводнів у довкілля, що збігається з посиленими екологічними вимогами.

Тому метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей впливу рідкої фази на витрату газу під час продувань через факельний трубопровід газорідинної суміші зі свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ.

Щоб досягти поставлену мету треба вирішити такі завдання:

- аналіз методик із визначення втрат газу під час продувань свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ;
- експериментальні промислові дослідження процесів продування свердловин і шлейфів та перевірка достовірності існуючих методик з визначення втрат газу за фактичними даними;
- CFD моделювання процесу витікання газорідинної суміші з труби в умовах характерних для продувань шлейфів і свердловин виснажених родовищ та розроблення аналітичної залежності для кількісного визначення витрати газу з урахуванням об'ємної частки рідкої фази в двофазному потоці;
- лабораторні експериментальні дослідження процесів продувань трубопроводу з реєстрацією їх технологічних параметрів.

РОЗДІЛ 2

ОЦІНЮВАННЯ ДОСТОВІРНОСТІ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ЗА ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХ ГАЗОЗБІРНИХ ШЛЕЙФІВ

Проведено аналітичний огляд існуючих методик оцінювання втрат газу під час продування свердловин і шлейфів із простеженням походження та структури розрахункових формул. На основі побудованої фазової діаграми прослідковано умови забезпечення конденсації води та вуглеводнів для типової свердловини виснаженого газоконденсатного родовища за експлуатаційних параметрів. За результатами моделювання газорідного руху оцінено швидкісні режими потоку в ліфтових трубах і газозбірних шлейфах за умов експлуатації та продування. Проведено промислові дослідження продувань на різних виснажених газоконденсатних свердловинах з фіксацією ключових параметрів. Виконано порівняння фактичних польових даних із результатами розрахунків за існуючими методиками визначення втрат газу під час продувань.

2.1 Аналіз походження та складових розрахункових формул методик визначення втрат газу

Для кількісного визначення обсягів газу, втрачених під час продування свердловин і газозбірних шлейфів, у виробничій практиці на газових підприємствах застосовують різні розрахункові формули, сформовані на базі рівнянь газової динаміки, які регламентовані низкою чинних методик. Використання таких підходів обумовлене, зокрема, відсутністю на більшості свердловинах засобів для фактичного обліку газу та потребою оперативної інженерної оцінки втрат [34, 37].

Оскільки, при продуванні тиск на виході факельної лінії щонайменше удвічі більший за атмосферний, у вихідному перерізі забезпечуються умови критичного витікання, за якого швидкість потоку досягає місцевої швидкості звуку. Звідси випливає, що більшість застосованих у промисловості методик оцінювання втрат

газу [95–99] ґрунтуються на параметрах критичного режиму. Окремо застосовують методики [95, 100], у яких втрати обчислюють за робочим дебітом за поточних режимів із введенням коригувального коефіцієнта на зростання дебіту під час скидання в атмосферу.

Для оцінювання втрат газу в розрахункових формулах (1.1–1.5) методик [95–99] покладено в основу рівняння витрати газу крізь поперечний переріз за одиницю часу, що використовується в рівняннях газової динаміки. В узагальненому формулюванні відповідний вираз для масової витрати G (кг/с) подається у вигляді, наведеному в [101], та використовується як базова розрахункова залежність для подальших перетворень під конкретні газогідродинамічні умови

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho \cdot \omega, \quad (2.1)$$

де μ – безрозмірний коефіцієнт витрати, який залежить від чисел Рейнольдса, Фруда і Вебера;

$F = \pi \cdot d^2 / 4$ – площа поперечного перерізу отвору, м^2 ;

d – діаметр поперечного перерізу отвору, м;

ρ – густина газу, $\text{кг}/\text{м}^3$;

ω – швидкість потоку газу м/с.

Коефіцієнт витрати розглядається як емпіричний параметр, що коригує теоретичні значення витрат до реальних, компенсуючи вплив неврахованих при розрахунку фізичних явищ, таких як сил тертя, вторинних (поперечних) течій, викривлення струминних ліній та інших дисипативних ефектів. Він враховує сумарний ефект цих втрат енергії на пропускну здатність отвору.

Оскільки в методиках [95–99] припускається режим, за якого швидкість газового потоку у вихідному перерізі досягає критичного значення, для аналітичного визначення цієї швидкості доцільно застосувати класичне рівняння Сен-Венана–Ванцеля, яке в рамках рівнянь газової динаміки описує швидкість витікання стисливого газу крізь отвір за критичного перебігу [102–104]

$$\omega = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} \frac{P}{\rho} \left[1 - \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}, \quad (2.2)$$

де P , ρ – відповідно тиск і густина газу в трубопроводі перед вихідним отвором, Па та кг/м^3 ;

P_0 – тиск у середовищі, в яке відбувається витікання газу, Па ;

k – показник адіабати для вуглеводневого (природного) газу, який слабо залежить від зміни температури і молекулярної маси газу, тому в розрахунках часто приймають $k = 1,25$ [99].

За фіксованих значень тиску P та густини ρ газу в трубопроводі безпосередньо перед вихідним отвором, швидкість витікання крізь задану площу поперечного перерізу визначається зворотним тиском приймального середовища, тобто відношенням тисків P_0/P . Із зменшенням цього відношення (спаданням P_0 за сталого P) швидкість на виході зростає доти, доки не буде досягнуто критичного співвідношення тисків $(P_0/P)_{кр}$ [102–104]

$$\frac{P_0}{P} = \left(\frac{P_0}{P} \right)_{кр} = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (2.3)$$

Отже, за досягнення критичного відношення тисків $P_0/P = (P_0/P)_{кр}$ у вихідному перерізі встановлюється режим за якого локальна швидкість потоку дорівнює швидкості звуку у відповідному газовому середовищі. Подальше зниження тиску P_0 та, відповідно, відношення P_0/P не приводить до збільшення швидкості потоку, а тому вона залишається рівною місцевій швидкості звуку.

Для обчислення критичної швидкості $\omega_{кр}$ (м/с), використавши вираз (2.3) та здійснивши ряд необхідних алгебраїчних перетворень, отримуємо рівняння (2.2) у такій формі

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} \frac{P}{\rho}}. \quad (2.4)$$

За витоку газу в область з нижчим тиском відбувається суттєва зміна його густини та об'єму, тому потрібно врахувати компресійні властивості потоку через коефіцієнт стисливості. Для цього у формулі (2.4) доцільно замінити відношення P/ρ на вираз із рівняння стану реального газу – zRT , виконавши дану дію отримуємо

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{2 \cdot k}{k+1} zRT}, \quad (2.5)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу;

R – газова постійна, Дж/(кг·К);

T – температура потоку, К.

З огляду на те, що для природного газу показник адіабати зазвичай беруть $k = 1,25$, радикальний вираз $2k/(k + 1)$ наближається до одиниці. Звідси формулу (2.5) можна раціонально спростити до зручної для розрахунків форми

$$\omega_{кр} = \sqrt{zRT}. \quad (2.6)$$

Газова постійна R – це величина, що характеризує зв'язок між тиском, густиною та температурою в рівнянні стану і чисельно дорівнює роботі розширення одиниці маси газу під час ізобарного нагрівання на 1 К. Універсальна (мольна) газова постійна R_y не залежить від природи газу і має значення 8314,3 Дж/(кмоль·К) [105].

Очевидно, що газова постійна визначається співвідношенням

$$R = \frac{R_y}{M_r}, \quad (2.7)$$

де M_r – молярна маса газу, кг/кмоль.

Врахувавши стандартне співвідношення між молярними масами газу та повітря $M_g = \Delta \cdot M_n$, формулу (2.7) можна переписати у формі

$$R = \frac{R_y}{\Delta M_n} = \frac{R_n}{\Delta}, \quad (2.8)$$

де M_n – молярна маса повітря, 28,96 кг/кмоль;

Δ – відносна густина газу за повітрям за стандартних умов;

R_n – газова постійна повітря, 287,1 Дж/(кг·К).

Виконавши підстановку (2.6) та (2.8) у вираз (2.1), отримуємо формулу

$$G = \mu \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho \cdot \sqrt{z T \frac{R_n}{\Delta}}. \quad (2.9)$$

У практиці оперують густиною, приведеною до стандартних умов (при 0,1013 МПа та 293,15 К), для яких коефіцієнт стисливості газу рівний одиниці. Виходячи з рівняння стану реального газу, співвідношення між густинами за робочих і стандартних умов записують у вигляді [106]

$$\rho = \rho_0 \frac{P T_0}{P_0 T z}, \quad (2.10)$$

де ρ, P, T, z та ρ_0, P_0, T_0, ρ_0 – відповідно параметри газу (густина, тиск, температура та коефіцієнт стисливості) за робочих і стандартних умов.

Відтак, виконавши ряд алгебраїчних перетворень та поділивши обидві частини рівняння (2.9) на ρ_0 , одержуємо вираз для визначення об'ємної витрати газу V (м³/с), приведеної до стандартних умов, у режимі критичного витікання

$$V = \frac{\mu \pi T_0 \sqrt{R_n}}{4 P_0} \cdot \frac{d^2 P}{\sqrt{\Delta T z}}. \quad (2.11)$$

З огляду на те, що розрахункові рівняння (1.1–1.4) методик [95–98] структурно повторюють форму та набір параметрів формули (2.11) для обчислення об'ємної витрати газу, їх можна вважати методологічно спорідненими. Різниця у фінальних записах зумовлена, переважно, вибором системи одиниць і введенням додаткових емпіричних сталих, до складу яких можуть входити постійні величини типу $\pi/4$, R_n , P_0 , T_0 , а також усереднені (в межах характерних виробничих коливань) параметри Δ , T , z , μ [34].

Для з'ясування походження розрахункової формули (1.5), покладеної в основу методики запропонованої у [99], доцільно звернутися до ще одного класичного рівняння Сен-Венана–Ванцеля, що належить до рівнянь газової динаміки для визначення критичної масової витрати G (кг/с) [102–104]

$$G = \mu \cdot F \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \rho P}. \quad (2.12)$$

Помноживши праву частину на $\sqrt{\rho/\rho}$ та виконавши подальші алгебраїчні перетворення з винесенням ρ за знак квадратного кореня, одержуємо

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{P}{\rho}}. \quad (2.13)$$

Переписавши відношення P/ρ через рівняння стану реального газу як zRT та, додатково, підставивши вирази (2.7) і (2.10), отримуємо формулу (2.13) у вигляді

$$G = \mu \cdot F \cdot \rho_0 \frac{PT_0}{P_0 T z} \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} z \frac{R_y}{M_r} T}. \quad (2.14)$$

Поділивши обидві частини рівняння (2.14) на ρ_0 і здійснивши необхідні алгебраїчні перетворення, приводимо вираз до форми, що визначає об'ємну витрату газу V ($\text{м}^3/\text{с}$) за стандартних умов

$$V = \mu \cdot F \cdot \frac{\sqrt{R_y}}{\sqrt{z}} \frac{P T_0}{P_0} \cdot \sqrt{k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} \frac{1}{T M_r}}. \quad (2.15)$$

Єдина відмінність рівняння (2.15) від формули (1.5) методики [99] полягає в наявності коефіцієнта стисливості, що дає можливість стверджувати про їх ідентичність. З огляду на те, що у виробничих умовах під час продувань зміна коефіцієнту стисливості у робочому діапазоні має незначний вплив на витрату газу, в окремих методиках з метою спрощення інженерних обчислень цим параметром свідомо нехтують без помітної втрати точності.

Аналіз походження та складових розрахункових формул методик [95–100] показує, що жодна з них не містить параметрів, які враховують вміст рідини у потоці та відповідний вплив рідкої фази на витрату газу. Ігнорування двофазності потоку під час продування шлейфів і свердловин може зумовлювати суттєві відхилення результатів розрахунку та, відповідно, до неточності в обліку втрат [34, 37].

2.2 Дослідження швидкісного режиму потоку в свердловинах і шлейфах виснажених родовищ на основі математичного моделювання за параметрів експлуатації та продування

Низькі пластові тиски, висока частка обводненості продукції та спадаючий, низький дебіт газу в сукупності унеможливають стабільний режим роботи свердловин виснажених газових і газоконденсатних родовищ при параметрах експлуатації, зумовлюють нестационарний режим та сприяють формуванню уздовж ліфтових труб і газозбірних шлейфів профілю робочого тиску, значення якого опускаються нижче тиску точки роси пластового флюїду.

Для оцінки термобаричних умов руху потоку типової виснаженої свердловини (№ 1) по системі «вибій – гирло – шлейф – пункт збору» в модулі Fluid manager Compositional програмного комплексу PipeSim побудовано та адаптовано модель флюїду цієї свердловини за даними про композиційний склад газу (таблиця 2.1) та з урахуванням величини газоводяного фактору (таблиця 2.2). Молярні частки компонентів природного газу були отримані з фізико-хімічного паспорта природного газу, а значення газоводного фактору – з рапорту добової звітності видобутку вуглеводнів.

Таблиця 2.1 – Молярні частки компонентів газу для досліджуваних свердловин

Компонент природного газу	№ свердловини						
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7
	Молярна частка компоненту, %						
Метан	86,880	86,453	93,744	85,496	89,004	86,424	86,232
Етан	6,735	4,746	3,665	6,688	4,874	6,829	3,785
Пропан	2,574	2,716	0,733	2,868	1,874	2,611	1,209
Ізобутан	0,301	0,416	0,093	0,397	0,221	0,305	0,176
Бутан	0,541	0,678	0,134	0,746	0,477	0,550	0,304
Ізопентан	0,144	0,143	0,155	0,204	0,120	0,146	0,101
Пентан	0,129	0,129	0,140	0,187	0,125	0,132	0,086
C6+	0,231	0,846	0,223	0,975	0,428	0,502	0,419
Азот	2,182	3,089	0,073	1,756	2,025	2,213	6,893
Кисень	0,014	0,014	0,004	0,013	0,014	0,015	0,159
Діоксид карбону	0,269	0,770	1,036	0,670	0,838	0,273	0,636

Таблиця 2.2 – Газоводяний фактор для досліджуваних свердловин

№ свердловини						
№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7
Газоводяний фактор, $см^3/см.м^3$						
19,20	71,50	7,5	10,90	26,70	6,3	9,8

На основі отриманої моделі флюїду за допомогою графічних засобів ПК PipeSim було візуалізовано фазову діаграму (рисунок 2.1). Із діаграми видно, що траєкторія зміни робочих тисків і температури для свердловин даного типу (крива чорного кольору) розташована лівіше від кривих початку конденсації вуглеводнів (червоного кольору) та води (синього кольору). Таке положення робочої траєкторії відносно меж фазових переходів означає, що в реальних умовах експлуатації параметри потоку перетинають область двофазного стану. Відповідно, конденсація рідких вуглеводнів і води є термодинамічно можливою та очікуваною протягом усього шляху руху суміші (від вибою свердловини до кінцевого пункту збору), що, у свою чергу, створює передумови для поетапного накопичення рідини в стовбурі свердловини та її газозбірному шлейфі [34].

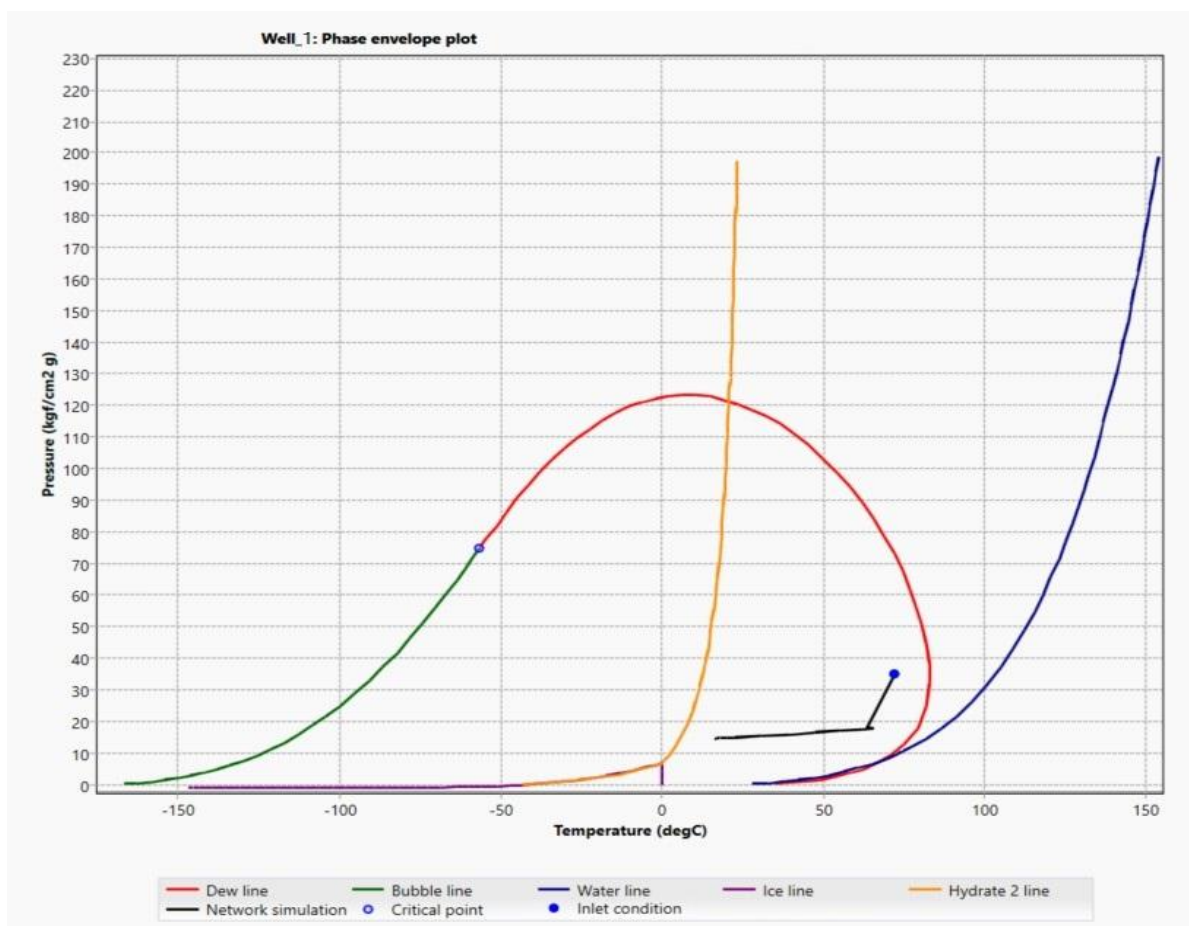


Рисунок 2.1 – Фазова діаграма з розподілом робочих тисків та температур вздовж руху потоку флюїду типової свердловини (№ 1) від вибою до пункту збору газу

З метою оцінювання швидкісного режиму газорідинного потоку типової свердловини (№ 1) на ділянці від її вибою до пункту збору вуглеводнів математичний опис руху суміші в системі вертикальних насосно-компресорних труб і горизонтальних газозбірних шлейфів виконано на основі системи рівнянь газової динаміки та багатофазної гідродинаміки, чисельне розв'язання яких реалізовано в ПК PipeSim [107, 108]. Застосування обчислювального ядра програмного комплексу PipeSim дає змогу коректно відтворювати стаціонарні параметри потоку в умовах багатофазної течії [109].

Для розрахункового відтворення швидкісного режиму руху потоку на вертикальній ділянці системи видобутку за допомогою вбудованого редактора Well Editor було побудовано газодинамічну модель свердловини (рисунок 2.2), використовуючі дані зі справи свердловини про її конструкцію (геометричні характеристики обсадних колон та ліфтових труб), інклінометрію (зміну за глибиною кута нахилу та азимуту стовбура свердловини) та внутрішньосвердловинне обладнання (пакери, клапани тощо), а також створену на попередньому етапі модель флюїду.

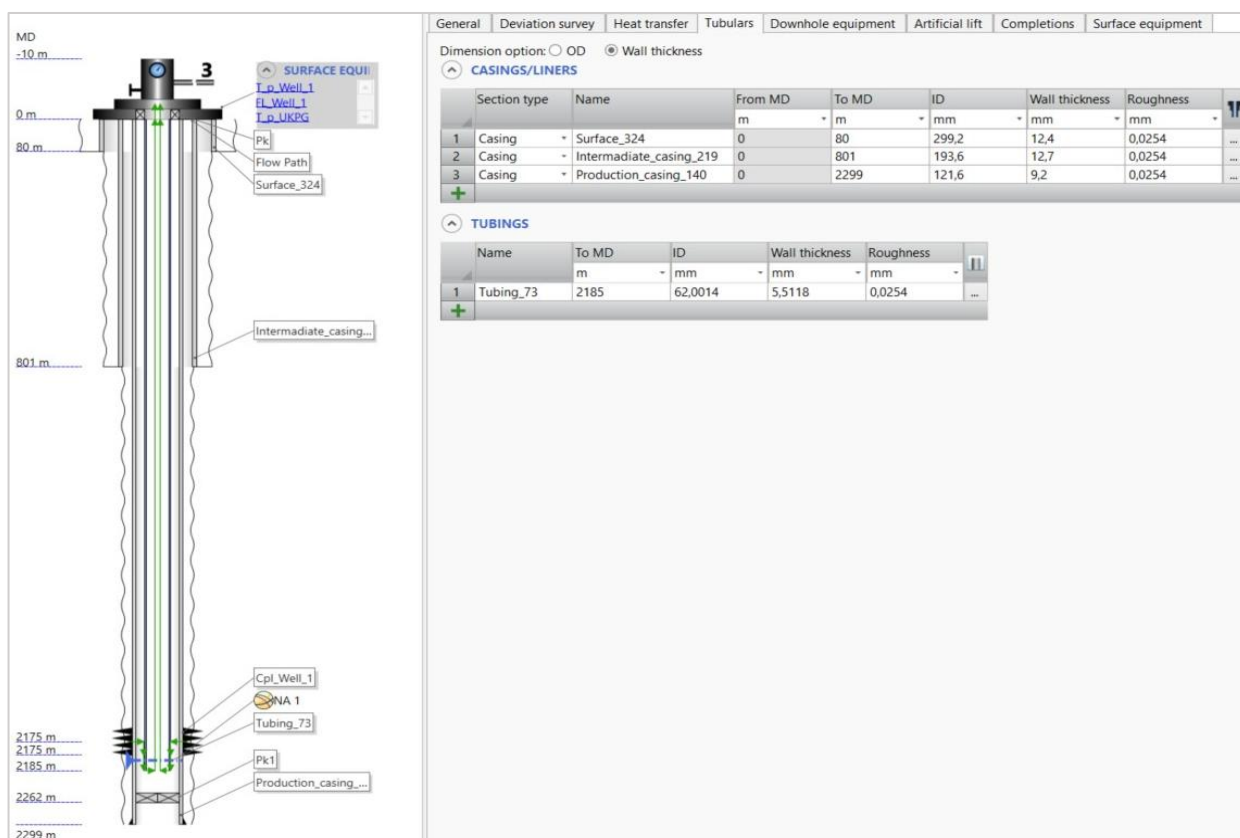


Рисунок 2.2 – Модель свердловини (№ 1)

Після побудови газодинамічної моделі свердловини виникає необхідність її адаптації, що, у свою чергу, потребує наявності масиву даних про фактичні параметри експлуатації свердловини. Так поверхневі робочі параметри було отримано шляхом прямих вимірювань. Зокрема, трубний тиск визначався за показами технічного манометра, змонтованого на гирлі свердловини, а дебіт газу – шляхом перепуску потоку свердловини на геологічний індивідуальний замір. Вибійний тиск розраховувався через вимірний затрубний тиск за формулою Адамова для нерухомого стовпа газу в затрубному просторі [99]. Інші глибинні параметри свердловини, такі як пластовий тиск і температура, приймалися за результатами останніх вимірювань згідно з даними технологічного режиму експлуатації об'єктів. Зведенні параметри для адаптації моделі свердловини наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Експлуатаційні параметри досліджуваних свердловин

№ свердловини	Параметр свердловини				
	Дебіт свердловини, Q_g , тис.см.м ³ / добу	Трубний тиск $P_{w.h.}$, МПа (надл.)	Вибійний тиск $P_{b.h.}$, МПа (надл.)	Пластовий тиск $P_{res.}$, МПа (надл.)	Пластова температура $T_{res.}$, К
№ 1	14,8	1,47	1,77	3,42	345
№ 2	22,8	1,57	2,54	9,12	368
№ 3	19,7	1,47	2,92	11,04	355
№ 4	44,2	1,27	3,37	5,31	373
№ 5	14,5	0,98	2,26	3,21	365
№ 6	16,0	1,49	2,16	4,87	349
№ 7	23,0	2,55	4,02	14,83	375

Оскільки свердловина моделюється від продуктивного пласта, для опису припливу флюїду до вибою (рисунок 2.3) застосовано двочленне рівняння продуктивності у формі Джонса [110]

$$P_{res.}^2 - P_{b.h.}^2 = A \cdot Q_g^2 + B \cdot Q_g, \quad (2.16)$$

де $P_{res.}$ – пластовий тиск сведловини;

$P_{b.h.}$ – вибійний тиск сведловини;

Q_g – дебіт газу;

A – турбулентний коефіцієнт, який характеризує додатковий квадратичний опір продуктивного горизонту за турбулентного режиму течії;

B – ламінарний коефіцієнт, що відповідає лінійній частині опору продуктивного горизонту.

При цьому коефіцієнти опору A та B продуктивного горизонту прийнято за даними останніх газогідродинамічних досліджень сведловини на продуктивність.

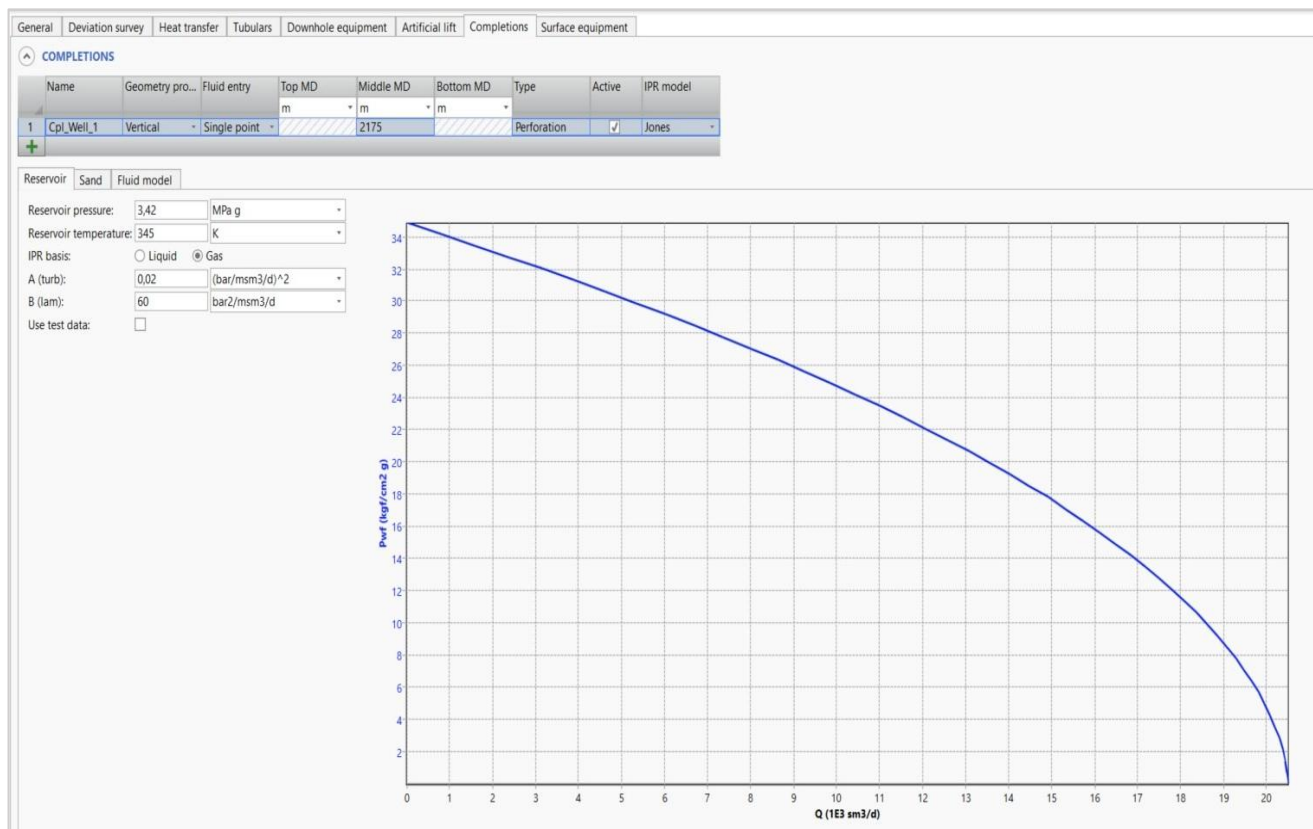


Рисунок 2.3 – Крива припливу сведловини (№ 1)

Адаптація робочої моделі до фактичних технологічних режимів її експлуатації та забезпечення достовірного розрахункового відтворення поведінки потоку в ПК PipeSim здійснюються із застосуванням різних вбудованих емпіричних та

механістичних кореляцій. Ці кореляції ґрунтуються на результатах експериментальних і польових досліджень та враховують різні режими багатофазної течії в трубопроводі. Вибір конкретної кореляції визначається діапазоном тисків і витрат, газорідним співвідношенням, властивостями флюїду та геометричними особливостями трубопроводу, що дає змогу забезпечити найбільш адекватне відтворення реальних гідродинамічних умов. Основним призначенням кореляцій багатофазного потоку є прогнозування утримання рідини (а отже і густини суміші, що тече) та градієнта тиску від тертя.

Для моделювання вертикального потоку в газових і газоконденсатних системах у програмному забезпеченні PipeSim реалізовано такі кореляції: Данса – Роса (Duns and Ros), Оркішевського (Orkiszewski), Хагедорна – Брауна (Hagedorn and Brown), модифікована Беггса – Брилла (Beggs and Brill Revised), оригінальна Беггса – Брилла (Beggs and Brill Original), Мукерджі – Брилла (Mukherjee and Brill), NoSlip, OLGAS, Ансарі (Ansari), BJA для конденсатів (BJA for Condensates), Грея (Gray), модифікована Грея (Gray Modified), LEDA, TUFFP (Tulsa University Fluid Flow Projects), Грегорі (Gregory).

Таким чином, із використанням наведених кореляцій на основі фактичних значень дебіту газу, трубного та вибійного тиску, а також отриманої моделі флюїду в модулі Data Matching було виконано адаптацію робочої моделі свердловини (рисунок 2.4), за результатами якої найкращу збіжність розрахованих і фактичних параметрів потоку забезпечила модифікована кореляція Грея. Крім того, у дослідженні Кумара саме ця кореляція добре зарекомендувала себе під час моделювання завантаження свердловини рідиною, продемонструвавши найкращі результати у порівнянні з іншими протестованими кореляціями [111]. Водночас слід зазначити, що, попри добрі результати для газових свердловин із високими значеннями коефіцієнта обводненості, дія модифікованої кореляції Грея не поширюється на горизонтальні ділянки трубопроводу.

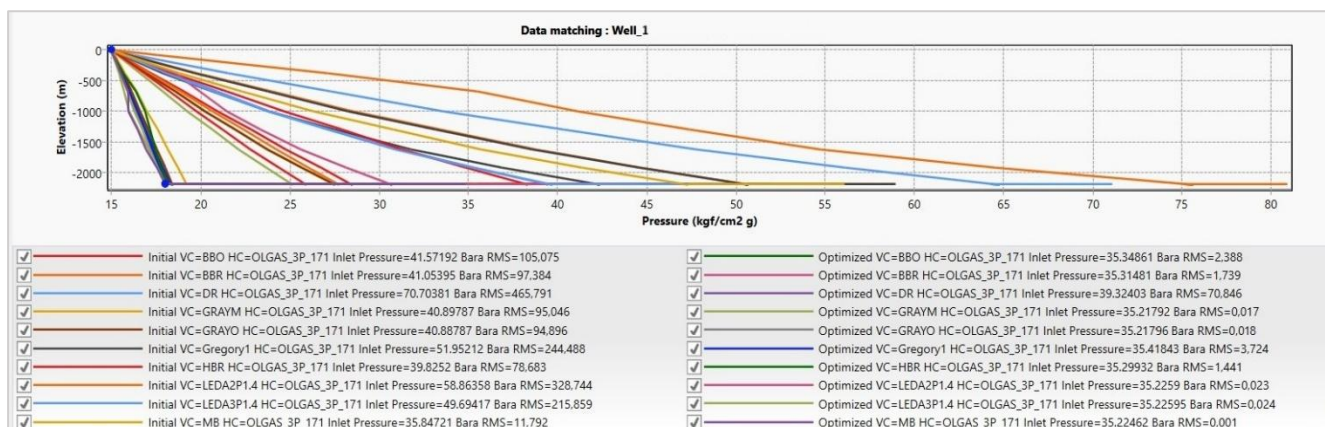


Рисунок 2.4 – Адаптація моделі свердловини (№ 1)

Розрахунок градієнта тиску за модифікованою кореляцією Грея базується на застосуванні рівняння, що має вигляд [112]

$$\frac{\partial P}{\partial h} = \frac{\rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)}{144} + \frac{f v_m^2 \rho_m}{2 g_c D \cdot 144}, \quad (2.17)$$

де $\partial P / \partial h$ – градієнт тиску вздовж вертикальної координати (як правило, за глибиною);

H_l – об’ємна частка рідини в перерізі труби (liquid holdup);

ρ_l – густина рідкої фази;

ρ_g – густина газової фази;

f – коефіцієнт гідравлічного тертя, що враховує втрати на тертя по стінці труби при багатофазному потоці;

v_m – середня швидкість газорідинної суміші в трубі;

ρ_m – густина газорідинної суміші;

g_c – гравітаційна константа, яка забезпечує коректний зв’язок між масою, силою та прискоренням у прийнятій системі одиниць;

D – внутрішній діаметр труби.

При цьому об’ємна частка рідини визначається за кореляційною залежністю

$$H_l = \frac{v_{sl}}{v_m} \left(1 + \frac{v_b}{v_m} \right), \quad (2.18)$$

де v_{sl} – приведена швидкість рідкої фази, що визначається як витрата рідини поділена на повну площу перерізу труби;

v_b – швидкість спливання бульбашок/крапель, яка задається (корелюється) як функція швидкості газу та діаметра труби.

Коефіцієнт гідравлічного тертя f визначається як функція ефективного числа Рейнольдса суміші, відносної шорсткості стінки, об'ємної частки рідини та режиму течії [108]

$$f = f\left(Re_m, \frac{\varepsilon}{D}, H_l, Reg\right), \quad (2.19)$$

де Re_m – число Рейнольдса газорідинної суміші;

ε – еквівалентна шорсткість стінки труби;

Reg – індикатор режиму течії (бульбашковий, пробковий, кільцевий тощо), від якого залежать вибір та параметри емпіричних залежностей.

Конкретний аналітичний вигляд залежності (2.19) та швидкості спливання бульбашок/крапель задається внутрішніми емпіричними кореляціями програмного комплексу PipeSim та детально не наводиться розробником.

У розрахунковій практиці використання модифікованої кореляції Грея зводиться до поетапного інтегрування рівняння градієнта тиску вздовж стовбура ліфтових труб. На кожному кроці розрахунку за заданими витратами газу та рідини, тиском і температурою визначаються властивості фаз (густини та динамічні в'язкості рідини та газу), обчислюється об'ємна частка рідини, ефективна густина суміші, коефіцієнт тертя та, відповідно, градієнт тиску. Подальша інтеграція цього градієнта дозволяє отримати розподіл тиску по глибині, що використовується для аналізу швидкісного режиму, умов винесення рідини, оцінювання режиму течії та побудови кривої відтоку свердловини.

Отримані в адаптованій робочій моделі свердловини криві припливу та відпливу подано на рисунку 2.5.

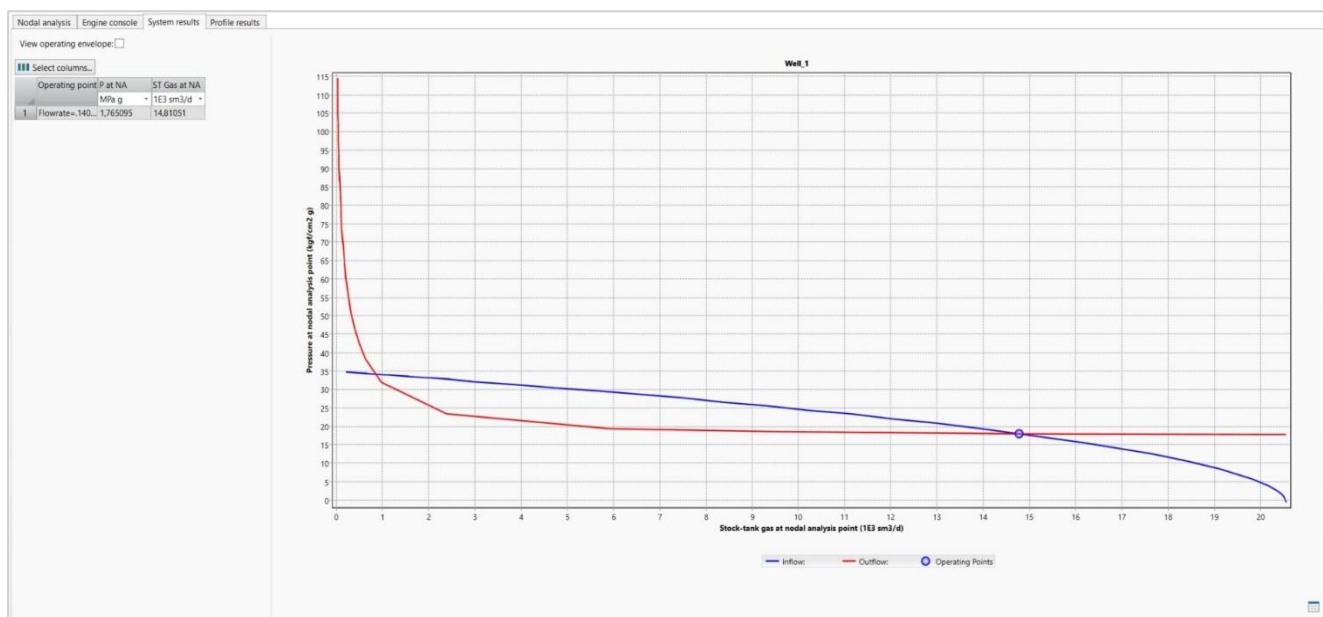


Рисунок 2.5 – Криві припливу та відпливу свердловини (№ 1)

З метою оцінювання швидкісного режиму потоку на горизонтальній ділянці газозбірної системи у вбудованому редакторі Flowline Editor було побудовано газодинамічну модель шлейфу свердловини (рисунок 2.6). Під час побудови моделі координати траси прокладання шлейфу, необхідні для прив'язки до місцевості в сервісі GIS Map (рисунок 2.7) та подальшого відстеження його поздовжнього профілю перепаду висот (рисунок 2.8), було отримано з бази даних геоінформаційної системи. Технічні характеристики шлейфу прийнято згідно з документацією з перевірки його технічного стану та паспортизації.

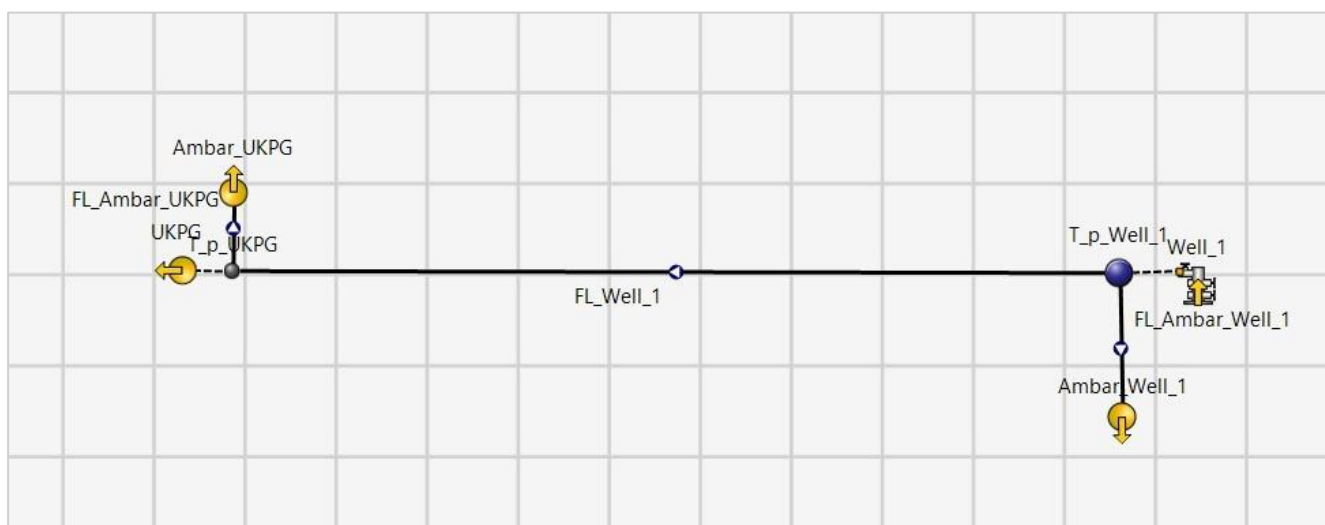


Рисунок 2.6 – Модель шлейфу свердловини (№ 1)



Рисунок 2.7 – Модель шлейфу свердловини (№ 1) з прив'язкою до місцевості

У ПК PipeSim для моделювання газорідного потоку в горизонтальних трубопроводах реалізовано набір кореляцій: модифікована Беггса – Брилла (Beggs and Brill Revised), оригінальна Беггса – Брилла (Beggs and Brill Original), Мукерджі – Брилла (Mukherjee and Brill), NoSlip, OLGAS, BJA для конденсатів (BJA for Condensates), AGA – Фланігана (AGA and Flanigan), Оліманса (Oliemans), Сяо (Xiao), LEDA, TUFFP.

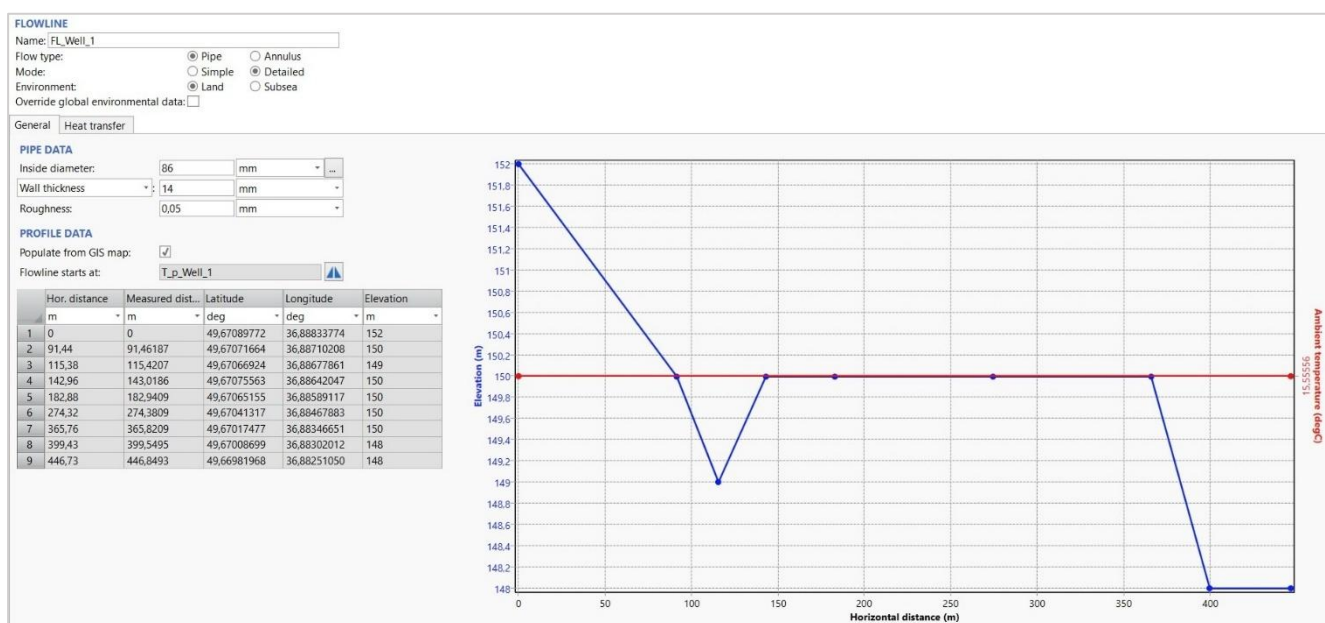


Рисунок 2.8 – Профіль траси шлейфу свердловини (№ 1)

Аналогічно до моделі свердловини було виконано адаптацію газодинамічної моделі шлейфу за даними фактичних тисків у контрольних точках, а саме на початку та в кінці трубопроводу, а також за значенням фактичного дебіту газу, що надходить від свердловини. Тиск у початковій точці шлейфу приймався як виміряне значення трубного тиску свердловини (таблиця 2.3), а в кінцевій точці – як виміряне значення тиску на вузлі входу шлейфів установки підготовки газу (таблиця 2.4). За результатами адаптації найкращу збіжність розрахункових та вимірянних параметрів було отримано під час використання кореляції OLGAS, яку прийнято для подальших розрахунків. Ця механістична кореляція є універсальною, оскільки застосовується для всіх кутів нахилу, діаметрів труб та властивостей флюїду [113].

Таблиця 2.4 – Тиски в кінцевій точці газозбірних шлейфів досліджуваних свердловин

Параметр	№ свердловини						
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7
Вхідний тиск на установці підготовці газу $P_{УКРГ}$, МПа (надл.)	1,42	1,47	1,23	1,08	0,78	1,27	2,45

Кореляція OLGAS, реалізована в програмному комплексі PipeSim, ґрунтується на одномірній двофлюїдній моделі для опису руху газорідинної суміші в трубопроводах, що була розроблена в рамках динамічної моделі OLGA для нестационарних режимів багатофазних потоків у нафто- і газозбірних системах [113]. У стаціонарному режимі, використовуваному в PipeSim, ця модель набуває вигляду системи рівнянь неперервності та імпульсу для кожної фази з окремим урахуванням стінкового та міжфазного тертя, а також гідростатичної складової градієнта тиску [108].

Для газової та рідкої фаз рівняння неперервності вздовж осі трубопроводу z у загальному вигляді записують як

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \rho_k) + \frac{\partial}{\partial z}(\alpha_k \rho_k v_k) = q_k, \quad (2.20)$$

де α_k – об’ємна частка відповідної фази;

ρ_k – густина фази;

v_k – середня швидкість уздовж осі труби;

q_k – додаткові члени, які враховують зміну маси фази через підведення або відбір потоку, а також через фазові перетворення.

У моделюванні в PipeSim припускається, що режим потоку змінюється в часі дуже повільно, тому часові похідні в рівняннях неперервності приймають рівними нулю. За відсутності додаткових надходжень або відбору флюїду вздовж окремої ділянки трубопроводу це приводить до умови сталої масової витрати кожної фази.

Рівняння кількості руху для кожної фази формулюють як баланс сил уздовж напрямку потоку з урахуванням градієнта тиску, гравітаційних сил, стінкового тертя та міжфазної взаємодії. Для відповідної фази воно має вигляд

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_k \rho_k v_k) + \frac{\partial}{\partial z}(\alpha_k \rho_k v_k^2) = -\alpha_k \frac{\partial P}{\partial z} + \alpha_k \rho_k g \sin \theta - \tau_{wk} \frac{P_{wk}}{A} \pm \tau_i \frac{P_i}{A} + M_k, \quad (2.21)$$

де P – тиск у перерізі (приймається однаковим для обох фаз);

g – прискорення вільного падіння;

θ – кут нахилу осі трубопроводу до горизонту;

A – площа повного перерізу;

τ_{wk} – стінкове напруження тертя для фази;

P_{wk} – змочений периметр стінки;

τ_i – міжфазне напруження тертя (газ – рідина);

P_i – ефективний периметр міжфазної поверхні;

M_k – додаткові члени обміну імпульсом, пов’язані з масообміном та нестационарними ефектами.

Знак $\pm$ у міжфазному доданку відображає протилежний напрям дії міжфазних сил на газову та рідку фази. У стаціонарному режимі часові похідні дорівнюють нулю, і рівняння імпульсу редукується до алгебраїчно-диференціальної залежності

між градієнтом тиску, геометричними параметрами, швидкостями фаз та силами тертя.

Система рівнянь замикається за рахунок рівнянь стану та кореляцій для властивостей фаз. Для газової фази, як правило, використовується рівняння стану стисливого газу із заданим коефіцієнтом стисливості, тоді як рідина розглядається як слабо стисливе середовище з густиною, що незначно змінюється в діапазоні робочих тисків. На основі об'ємних часток фаз визначається ефективна густина суміші, а також середня швидкість суміші, яка використовується для інтерпретації гідродинамічних режимів потоку.

Ключовою особливістю моделі OLGAS є формування стінкового та міжфазного тертя на основі механістичних та емпіричних залежностей, що залежать від режиму течії. Стінкове тертя для кожної фази задається у вигляді

$$\tau_{wk} = f_k \frac{\rho_k v_k^2}{2}, \quad (2.22)$$

де f_k – коефіцієнт тертя, який визначається як функція відповідного числа Рейнольдса, відносної шорсткості та параметрів багатофазної течії.

Міжфазне напруження тертя виражається аналогічно через відносну швидкість фаз та ефективну густину, що дозволяє коректно описувати ковзання між газовою та рідкою фазами, зокрема в стратифікованих, пробкових та кільцевих режимах течії.

Як і у випадку з модифікованою кореляцією Грея, конкретний аналітичний вигляд емпіричних залежностей, які поєднуються в рамках кореляції OLGAS (формули для коефіцієнтів тертя, міжфазної взаємодії та меж режимів течії), задається внутрішніми алгоритмами програмного комплексу PipeSim і детально не наводиться розробником.

Важливо, що в OLGAS використовується спеціалізований алгоритм визначення режиму течії (бульбашковий, пробковий, стратифікований, кільцевий, переривчастий тощо), від якого залежать формули для об'ємних часток фаз, коефіцієнтів тертя та міжфазної взаємодії. Завдяки цьому модель забезпечує

набагато більш реалістичне відтворення розподілу фаз, об'ємної частки рідини, градієнта тиску та характеристик потоку порівняно з однорідними моделями. У програмному комплексі PipeSim зазначені рівняння реалізовані в стаціонарній постановці, що дає змогу використовувати кореляцію OLGAS як базовий інструмент для розрахунку втрат тиску, об'ємної частки рідини та швидкісного режиму в похилих і горизонтальних трубопроводах газозбірних систем виснажених родовищ [108; 113].

У сукупності отримані адаптовані моделі флюїду, свердловини та шлейфу формують єдину модель газозбірної системи від вибою свердловини до кінцевого пункту збору, що дає змогу з високою достовірністю відтворити параметри газорідинного потоку для типової виснаженої свердловини за різних технологічних режимів. Така інтегрована модель забезпечує єдиний підхід до аналізу газогідродинамічної взаємодії «вибій – гирло – шлейф – пункт збору» і дає можливість узгоджено оцінювати вплив зміни режимів роботи на поведінку потоку вздовж усього маршруту транспортування.

На основі розробленої моделі газозбірної системи було виконано моделювання, за результатами якого оцінено швидкісні характеристики потоку за параметрів, що відповідають умовам експлуатації та продування свердловини і газозбірного шлейфу.

При параметрах експлуатації малі дебіти газу не формують мінімально необхідних швидкостей потоку в ліфтових трубах та газозбірних колекторах, достатніх для ефективного винесення рідини до пунктів збору і підготовки вуглеводневої суміші, що підтверджується результатами моделювання руху газорідинного потоку для типової свердловини (№1) в ПК PipeSim. Це, у свою чергу, створює передумови для накопичення конденсованої рідини у стовбурі свердловини та шлейфі, підвищення гідравлічних втрат та поступового погіршення енергетичного стану системи. Протилежна тенденція швидкісного режиму спостерігається при параметрах продування.

Для вертикальних та похилих труб розрахунковий параметр LLVR (Liquid-Lift Velocity Ratio) характеризує відношення необхідної для повного винесення

рідини швидкості газу до фактичної швидкості газу за відповідного розподілу тиску і температури. Так, за режиму експлуатації параметр LLVR набуває значень більше 1 (таблиця 2.5), що свідчить про виконання умов накопичення конденсованої рідини на вибою свердловин. Натомість за режиму продування цей параметр набуває значень менше 1 (таблиця 2.6), що характеризує забезпечення умов ефективного виносу рідини, які досягаються внаслідок різкого зниження робочих тисків і відповідного зростання швидкості газового потоку.

Таблиця 2.5 – Параметри потоку в ліфтових трубах типової свердловини (№1) при експлуатації

	Equipment	Type	Elevation	Pressure	Temperature	G-L Pattern	ST Gas rate	LLVR	LL Gas rate
			m	kgf/cm ² g	degC		1E3 sm ³ /d		1E3 sm ³ /d
1			-2175	34,89996	71,85		14,8127		
2	Cpl_Well_1	Completion	-2175	17,9773	63,40888		14,8127		
3	Production_casing_140	Tubing	-2175	17,9773	63,40888	Slug	14,8127		
4		Tubing	-2175,051	17,9774	63,41163	Slug	14,8127		
5		Tubing	-2175,051	17,9774	63,41163	Slug	14,8127		
6		Tubing	-2185	17,9968	63,94354	Slug	14,8127		
7	Tubing_73	Tubing	-2185	17,99654	63,94336	Slug	14,8127	1,3756...	20,40329
8		Tubing	-2020,2	17,75641	65,74302	Slug	14,8127	1,3805...	20,47615
9		Tubing	-1715,4	17,32024	63,60138	Slug	14,8127	1,3504...	20,02883
10		Tubing	-1410,6	16,89235	57,94108	Slug	14,8127	1,3122...	19,46283
11		Tubing	-1105,8	16,46876	50,54177	Slug	14,8127	1,2917...	19,15859
12		Tubing	-801	16,04627	42,40264	Slug	14,8127	1,2844...	19,05062
13		Tubing	-689,6	15,89178	39,38125	Slug	14,8127	1,2835...	19,03719
14		Tubing	-384,8	15,46817	30,95666	Slug	14,8127	1,2851...	19,06133
15		Tubing	-80	15,04293	22,64434	Slug	14,8127	1,2886...	19,11302
16		Tubing	-8,31642E-13	14,95616	20,49523	Slug	14,8127	1,2895...	19,1263

Таблиця 2.6 – Параметри потоку в ліфтових трубах типової свердловини (№1) при продуванні

	Equipment	Type	Elevation	Pressure	Temperature	G-L Pattern	ST Gas rate	LLVR	LL Gas rate
			m	kgf/cm ² g	degC		1E3 sm ³ /d		1E3 sm ³ /d
1			-2175	34,89996	71,85		20,4155		
2	Cpl_Well_1	Completion	-2175	2,332941	42,94222		20,4155		
3	Production_...	Tubing	-2175	2,332941	42,94222	Transition	20,4155		
4		Tubing	-2175,051	2,332952	42,94661	Transition	20,4155		
5		Tubing	-2175,051	2,332952	42,94661	Transition	20,4155		
6		Tubing	-2185	2,335193	43,798	Transition	20,4155		
7	Tubing_73	Tubing	-2185	2,332446	43,78698	Annular Mist	20,4155	0,42955007...	8,769478
8		Tubing	-2020,2	2,286374	48,95243	Annular Mist	20,4155	0,45045441...	9,19625
9		Tubing	-1715,4	2,206974	54,64062	Gas	20,4155		
10		Tubing	-1410,6	2,131536	54,25026	Gas	20,4155		
11		Tubing	-1105,8	2,05712	50,72304	Annular Mist	20,4155	0,43179844...	8,815379
12		Tubing	-801	1,97955	45,6489	Annular Mist	20,4155	0,41663148...	8,505738
13		Tubing	-689,6	1,951336	43,85481	Annular Mist	20,4155	0,40379949...	8,243767
14		Tubing	-384,8	1,874957	37,9476	Annular Mist	20,4155	0,39044258...	7,971079
15		Tubing	-80	1,799362	30,46622	Annular Mist	20,4155	0,38393139...	7,83815
16		Tubing	-8,31642E-13	1,77958	28,29974	Annular Mist	20,4155	0,38371408...	7,833713

Аналогічні результати отримано і для горизонтального газозбірному шлейфу свердловини, згідно з якими значення розподілу швидкості потоку газу (від 1,85 м/с до 1,89 м/с) уздовж траси шлейфу при параметрах експлуатації (таблиця 2.7) є недостатніми для відриву крапель і винесення рідини. Це зумовлює накопичення рідкої фази в понижених ділянках газопроводу та подальше формування локальних рідинних пробок. При продуванні (таблиця 2.8), також внаслідок падіння робочих тисків та зростання дебіту, значення розподілу швидкості потоку газу зростає (від 7,21 м/с до 16,02 м/с) та сприяє очищенню внутрішньої порожнини газопроводу від рідких накопичень [34].

Таблиця 2.7 – Параметри потоку в газозбірному шлейфу типової свердловини (№1) при експлуатації

	Equipment	Type	Total distance	Pressure	Temperature	Gas vel.	ST Gas rate
			m -	kgf/cm ² g -	degC -	m/s -	1E3 sm ³ /d -
1	FL_Well_1	Tubing	2195	14,95616	20,49523	3,523241	14,8127
2		Flowline	2195	14,95597	20,49513	1,849756	14,8127
3		Flowline	2286,462	14,85711	19,31497	1,852965	14,8127
4		Flowline	2377,902	14,77114	18,396	1,873541	14,8127
5		Flowline	2469,342	14,68499	17,69035	1,878935	14,8127
6		Flowline	2560,782	14,59858	17,14647	1,885663	14,8127
7		Flowline	2589,381	14,56253	17,00871	1,865375	14,8127
8		Flowline	2641,776	14,51278	16,77759	1,893719	14,8127

Таблиця 2.8 – Параметри потоку в газозбірному шлейфу типової свердловини (№1) при продуванні

	Equipment	Type	Total distance	Pressure	Temperature	Gas vel.	ST Gas rate
			m -	kgf/cm ² g -	degC -	m/s -	1E3 sm ³ /d -
1	FL_Well_1	Tubing	2195	4,732578	24,7728	13,7322	19,85431
2		Flowline	2195	4,731568	24,77153	7,21135	19,85431
3		Flowline	2286,462	4,221752	22,8121	7,861992	19,85431
4		Flowline	2377,902	3,67288	21,10313	8,742641	19,85431
5		Flowline	2469,342	3,053475	19,49682	10,02361	19,85431
6		Flowline	2560,782	2,324291	17,76214	12,14589	19,85431
7		Flowline	2589,381	2,051966	17,14228	13,18475	19,85431
8		Flowline	2641,776	1,500003	15,83363	16,02119	19,85431

Таким чином, окрім візуальних спостережень, представлені результати моделювання підтверджують, що при продуванні на амбар шлейфів та свердловин виснажених родовищ формується газорідинний потік із помітним вмістом рідкої

фази. При чому за час тривалості операції рідина виноситься із системи як у вигляді суцільних струменів, так і у формі диспергованих крапель.

2.3 Промислові дослідження продувань свердловин та оцінювання достовірності результатів розрахунків за існуючими методиками їх порівнянням з фактичними вимірами

З метою перевірки коректності розрахункових підходів наявних методик були виконані промислові дослідження процесів продування (рисунок 2.9) на семи різних експлуатаційних свердловинах. У ході нестаціонарного режиму кожної операції, за допомогою витратомірного комплексу здійснювали реєстрацію ключових технологічних параметрів: тиску, температури, тривалості продування та інтегральних обсягів втраченого газу (таблиця 2.9). Для двох свердловин вимірювання повторювали у різні календарні дні з метою оцінки відтворюваності результатів.



Рисунок 2.9 – Продування свердловини (№1)

Таблиця 2.9 – Значення фактичних параметрів за час продувань, зафіксованих під час проведення промислових досліджень

№ свердловини (№ дослідження)	Середній тиск газу за час продувань $P_{сер.}, МПа$ (абс.)	Середня температура газу за час продувань $T_{сер.}, К$	Густина газу за стандартних умов $\rho_0, кг/м^3$	Діаметр вихідного отвору $d, мм$	Тривалість продувань $t, с$	Об'єм газу, виміряний лічильником Q_f , $ст. м^3$
№ 1	0,276	285,8	0,7875	65	3780	1065
№ 2	0,270	287,4	0,8055	65	3180	979
№ 3	0,228	285,7	0,7269	65	3660	894
№ 4	0,370	287,8	0,8122	65	3900	1461
№ 5	0,261	285,8	0,7578	65	4200	1641
№ 6 (№1)	0,273	284,6	0,7950	65	345	128
№ 6 (№2)	0,261	284,9	0,7950	65	1795	645
№ 6 (№3)	0,286	284,7	0,7950	65	1027	413
№ 7 (№1)	0,199	286,5	0,7640	100	5340	2488
№ 7 (№2)	0,222	285,8	0,7640	100	4981	2465

Інструментальні спостереження проводили витратоміром РГ-ОНТ ВЛ-02-65-160-12 МПа, призначеним для визначення миттєвої витрати та сумарного об'єму газової фази продукції газових і газоконденсатних свердловин як за робочих, так і за приведених до стандартних умов режимів. Відносна похибка вимірювання витрати/об'єму для зазначеного приладу становить $\pm 1,5 \%$. Параметри густини природного газу для кожної досліджуваної свердловини приймали за даними фізико-хімічних паспортів газу, сформованих хіміко-аналітичною лабораторією на підставі відібраних проб.

Спираючись на результати промислових вимірювань для досліджуваних свердловин, режим витікання через вихідний отвір у атмосферу ідентифіковано шляхом зіставлення розрахованої за рівнянням Сен-Венана–Ванцеля швидкості газового потоку зі швидкістю звуку в робочому газовому середовищі (таблиця 2.10). Отримані значення свідчать, що швидкість витікання досягає критичного режиму, який, у свою чергу, забезпечує максимальні витрати газу під час продувань

свердловин. З огляду на те, що відношення тиску на виході факельної лінії до атмосферного, як правило, не менше ніж 2, висновок про критичний режим є релевантним і для продувань газозбірних шлейфів.

Таблиця 2.10 – Визначення режиму витікання газу за даними промислових досліджень

№ свердловини (№ дослідження)	Швидкість звуку в газовому середовищі $W_{\text{звук}}, \text{м/с}$	Швидкість витікання газу, $W_{\text{газу}}, \text{м/с}$	Тип режиму витікання газу
№ 1	399,8	399,8	Критичний
№ 2	395,7	395,7	Критичний
№ 3	418,5	418,5	Критичний
№ 4	393,6	393,6	Критичний
№ 5	408,7	408,7	Критичний
№ 6 (№1)	396,9	396,9	Критичний
№ 6 (№2)	397,1	397,1	Критичний
№ 6 (№3)	397,0	397,0	Критичний
№ 7 (№1)	407,5	407,5	Критичний
№ 7 (№2)	407,0	407,0	Критичний

За результатами таблиці 2.10 для проаналізованих свердловин характерний критичний режим витікання газу крізь вихідний переріз, що узгоджується з передумовами розглянутих методик та дає підстави застосовувати їх для інженерного обчислення обсягів втрат газу під час продувань. Відповідно, за результатами промислових вимірювань виконано розрахунок втрат газу за кожною з методик (таблиці 2.11).

Співставлення виміряних фактичних та розрахованих за методиками обсягів втрат газу під час продувань показує, що підходи в яких розрахункові формули спираються на критичну швидкість витікання суттєво завищують результати. Для методик [95–99] з даними формулами (1.1–1.5), що базуються на однофазних спрощених рівняннях газової динаміки, відносна похибка лежить у діапазоні від 250,6 % до 942,9 %, тобто оцінені втрати перевищують фактичні приблизно від 2,5 до майже 10 разів. Деякі кращі результати демонструють методики [95, 100] з

розрахунковими формулами побудованими на робочому дебіті з коригувальним коефіцієнтом, для яких відносна похибка становить від -48,5 % до 99,3 %. Найближчу до вимірювань збіжність дає методика [100], яка враховує зростання робочого дебіту під час скидання в атмосферу на 20 %, але навіть за такого підходу похибка перебуває в межах від -48,5 % до 59,4 %, що також істотно відрізняється від фактичних втрат [34, 37].

Таблиця 2.11 – Розрахункові значення втрат газу за методиками та оцінка достовірності результатів

Розрахункова формула методики з визначення втрат газу за час продувань		№ свердловини (№ дослідження)									
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6 (№1)	№ 6 (№2)	№ 6 (№3)	№ 7 (№1)	№ 7 (№2)
Фактичні обсяги заміряні лічильником	Об'єм газу, ст. м ³	1065	979	894	1461	1641	128	645	413	2488	2465
$Q = \frac{2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{86,4 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [95]	Об'єм газу, ст. м ³	7492	6079	6233	10182	8022	678	3332	2199	17748	19144
	Відн. похибка, %	603,5	521,0	597,2	596,9	388,8	429,5	416,5	432,5	613,3	676,6
$Q = \frac{83,3 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{\sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [96]	Об'єм газу, ст. м ³	7489	6077	6231	10178	8019	678	3330	2198	17741	19136
	Відн. похибка, %	603,2	520,7	596,9	596,6	388,7	429,3	416,3	432,3	613,1	676,3
$Q = 2960 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot P \cdot t$ [97]	Об'єм газу, ст. м ³	10247	8433	8196	14173	10767	925	4602	2885	24704	25707
	Відн. похибка, %	862,2	761,4	816,8	870,1	556,1	622,7	613,4	598,5	892,9	942,9
$Q = \frac{10,2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{432 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [98]	Об'єм газу, ст. м ³	7642	6201	6358	10385	8182	691	3398	2243	18103	19527
	Відн. похибка, %	617,6	533,4	611,2	610,8	398,6	440,1	426,9	443,2	627,6	692,2
$Q = \mu \omega_0 \sqrt{R_y \frac{P \cdot T_0}{P_0}} \cdot \sqrt{\frac{1}{T \cdot M_M} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}} t}$ [99]	Об'єм газу, ст. м ³	5363	4347	4481	7267	5754	483	2400	1505	13127	13677
	Відн. похибка, %	403,6	344,0	401,3	397,4	250,6	277,1	272,1	264,4	427,6	454,9
$Q = 1,2 \cdot q \cdot t$ [100]	Об'єм газу, ст. м ³	777	1007	1001	2329	846	77	399	228	1706	1591
	Відн. похибка, %	-27,0	2,9	12,0	59,4	-48,5	-40,1	-38,2	-44,7	-31,4	-35,5
$Q = \frac{1,5}{1440} \cdot q \cdot t$ [95]	Об'єм газу, ст. м ³	971	1259	1252	2911	1057	96	499	285	2132	1989
	Відн. похибка, %	-8,8	28,6	40,0	99,3	-35,6	-25,1	-22,7	-30,9	-14,3	-19,3

Розмах зміни відносної похибки в бік «мінус» або «плюс» у методиках [95, 100] зумовлений відмінностями продуктивних характеристик пластів окремих свердловин, які визначають величину приросту дебіту при зниженні робочого тиску. В реальних умовах під час продування фактичне збільшення дебіту для одних свердловин виявляється більшим, а для інших – меншим за те, що передбачено фіксованими коригувальними коефіцієнтами цих підходів, а звідси і зміна знаку та масштабу похибок.

Оскільки жодна з розглянутих методик оцінки втрат за час продувки не містить параметра, що безпосередньо відображає вміст рідкої фази у потоці, сфера їх коректного застосування фактично обмежується для потоку «сухого» газу. Використання формул таких методик у двофазних умовах із формування газорідинної суміші неминуче призводить до систематично хибних результатів оцінювання втрат газу, які суттєво розходяться з фактичними [34, 37].

Висновки до розділу 2

1. За результатами аналітичного аналізу походження та структури розрахункових формул існуючих методик визначення втрат газу під час продування свердловин та шлейфів з'ясовано, що жодна з них не містить параметрів, які би прямо враховували вміст рідкої фази у потоці, а відтак і її вплив на витрату газу. Ігнорування даними методиками двофазності потоку дало можливість стверджувати, що практична сфера коректного застосування їх формул обмежена режимом витікання «сухого» газу.

2. В програмному комплексі PipeSim побудовано фазову діаграму пластового флюїду та профілі робочих тисків і температур за експлуатаційного режиму для типової свердловини виснаженого газоконденсатного родовища. Підтверджено, що траєкторія кривої розподілу робочих тисків і температур даного типу свердловин розташована лівіше кривих конденсації вуглеводнів і води, що відповідає умовам формування та випадіння рідкої фази вже на ранніх ділянках потоку та її подальше наростання вздовж ліфтових труб і шлейфів.

3. Результатами моделювання у PipeSim показано, що за експлуатаційних параметрів фактичні швидкості потоку газу у ліфтових трубах і газозбірних шлейфах є недостатніми для винесення рідини. Для вертикальних та похил ділянок індикатор LLVR набуває значень більше 1, а в горизонтальних шлейфах швидкість газу має відносно малі значення від 1,85 м/с до 1,89 м/с. Тоді як під час продування, внаслідок різкого зниження тиску, спостерігається протилежна картина – показник LLVR стає меншим 1, а швидкість в шлейфах зростає по довжині руху від 7,21 м/с до 16,02 м/с, що свідчить про забезпечення умов винесення рідини та про формування газорідного потоку з помітним вмістом рідкої фази.

4. Виконано промислові дослідження продувань на низці свердловин із реєстрацією тиску, температури, тривалості та обсягів втрат газу за допомогою витратоміру РГ-ОНТ ВЛ-02-65-160-12 МПа. За фактичними параметрами продувань обчислено розрахункові втрати газу за формулами існуючих методик [95–100] та зіставлено з виміряними обсягами. Встановлено, що методики [95–99] з розрахунковими формулами на базі критичного витікання значно завищують результати з відносною похибкою від 250,6 % до 942,9 %. Методики [95, 100] на базі робочого дебіту з коригувальним коефіцієнтом демонструють дещо менші, але все ще значні розбіжності з відносною похибкою від -48,5 % до 99,3 %.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [34, 37, 109].

3 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПРОДУВАНЬ ШЛЕЙФІВ ТА СВЕРДЛОВИН

Побудовано комп'ютерну тривимірну модель імітаційної схеми продування газорідинної суміші через факельний трубопровід. Обґрунтовано збереження режимної подібності та коректне відтворення реальних умов продування в робочій моделі. Результати моделювання візуалізовано у вигляді контурів розподілу тиску, швидкості та об'ємної частки рідини в межах просторового домену. Визначено закономірності впливу вмісту рідкої фази на швидкісні та витратні характеристики потоку. Встановлено основні фізичні механізми, сукупна дія яких призводить до значного зменшення швидкісних параметрів потоку і, відповідно, газової витрати. Виведено регресійне рівняння для розрахунку об'ємної витрати газу, приведеної до стандартних умов, під час витікання газорідинної суміші через факельний трубопровід.

3.1 Імітаційне моделювання процесу продувань шлейфів та свердловин

Для чисельного дослідження впливу рідкої фази на витрату газу під час продування газорідинної суміші було виконано CFD моделювання. Даний підхід в моделюванні здатний достовірно відтворювати складні багатофазні процеси та коректно описувати взаємодію газової і рідкої фаз, що є принципово важливим для аналізу динаміки витікання.

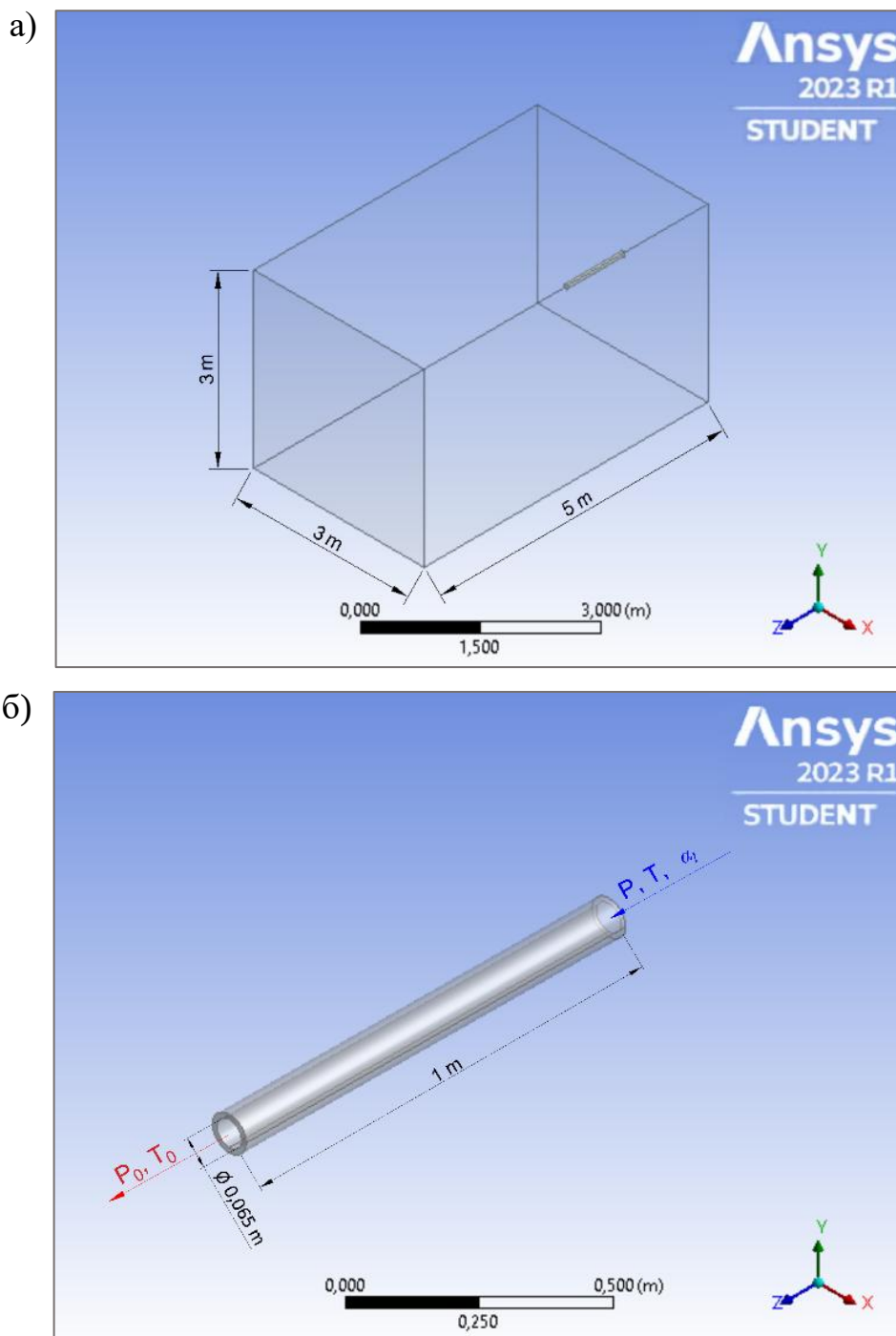
CFD підхід дозволяє створювати детальні тривимірні геометричні моделі, узгоджені з реальними умовами експлуатації, та зберігати точність у зонах зі складною топологією. Вбудовані фізико-математичні моделі і числові алгоритми реалізують сучасний рівень опису течій, що дозволяє досліджувати ключові характеристики процесу такі як зміну структури потоку, просторові градієнти швидкості, тиску та розподіл фаз, у тому числі за наявності суттєвих просторово-часових неоднорідностей.

Важливою перевагою є гнучке налаштування параметрів розрахунку для багатофазних задач із великими градієнтами тиску та швидкості, що дає

можливість коректно враховувати вплив об'ємної частки рідини на гідродинамічні показники. Розвинені засоби постпроцесингу забезпечують наочну візуалізацію (поля тиску та швидкості, лінії течії, фазовий розподіл) і полегшують інтерпретацію результатів у різних режимах роботи системи.

Окрім цього, CFD модель здатна стабільно працювати з широким діапазоном вхідних даних, зберігаючи надійність обчислень у критичних режимах, що є визначальним для задач оцінювання впливу рідинної фази на витрату газу. Сукупність перелічених можливостей робить CFD підхід оптимальним інструментом для моделювання складних багатофазних процесів, зокрема під час продування газорідинних сумішей.

Для імітації процесу продування газорідинної суміші в атмосферу під час CFD моделювання у середовищі Design Modeler побудовано тривимірну геометричну модель, обчислювальний домен якої структуровано на дві ключові області, що відтворюють основні фізичні зони витікання (рисунок 3.1). Першу область змодельовано у формі прямокутного паралелепіпеда розмірами: довжина – 5 м, ширина – 3 м, висота – 3 м. Вона відповідає зоні низького атмосферного тиску та слугує вільним простором, в який відбуваються витік газорідинної суміші, забезпечуючи адекватне відтворення умов навколишнього середовища. Другу представлено у вигляді ділянки трубопроводу довжиною 1 м з внутрішнім діаметром 65 мм, що імітує факельну лінію з робочим тиском, характерним для досліджуваних режимів. При цьому діаметр змодельованого трубопроводу відповідає фактичному розміру прохідного отвору лічильника, який використовувався при промислових дослідженнях. Така конфігурація геометрії дозволяє адекватно відображати процес продування, оскільки напірна ділянка формує струмінь суміші, а навколишній об'єм забезпечує його вільний розвиток і дисипацію з урахуванням просторових градієнтів швидкості, тиску та фазового складу. А отже отримана просторова геометрична газодинамічна модель придатна для моделювання динаміки витікання газорідинної суміші в умовах, максимально наближених до реальних [36].



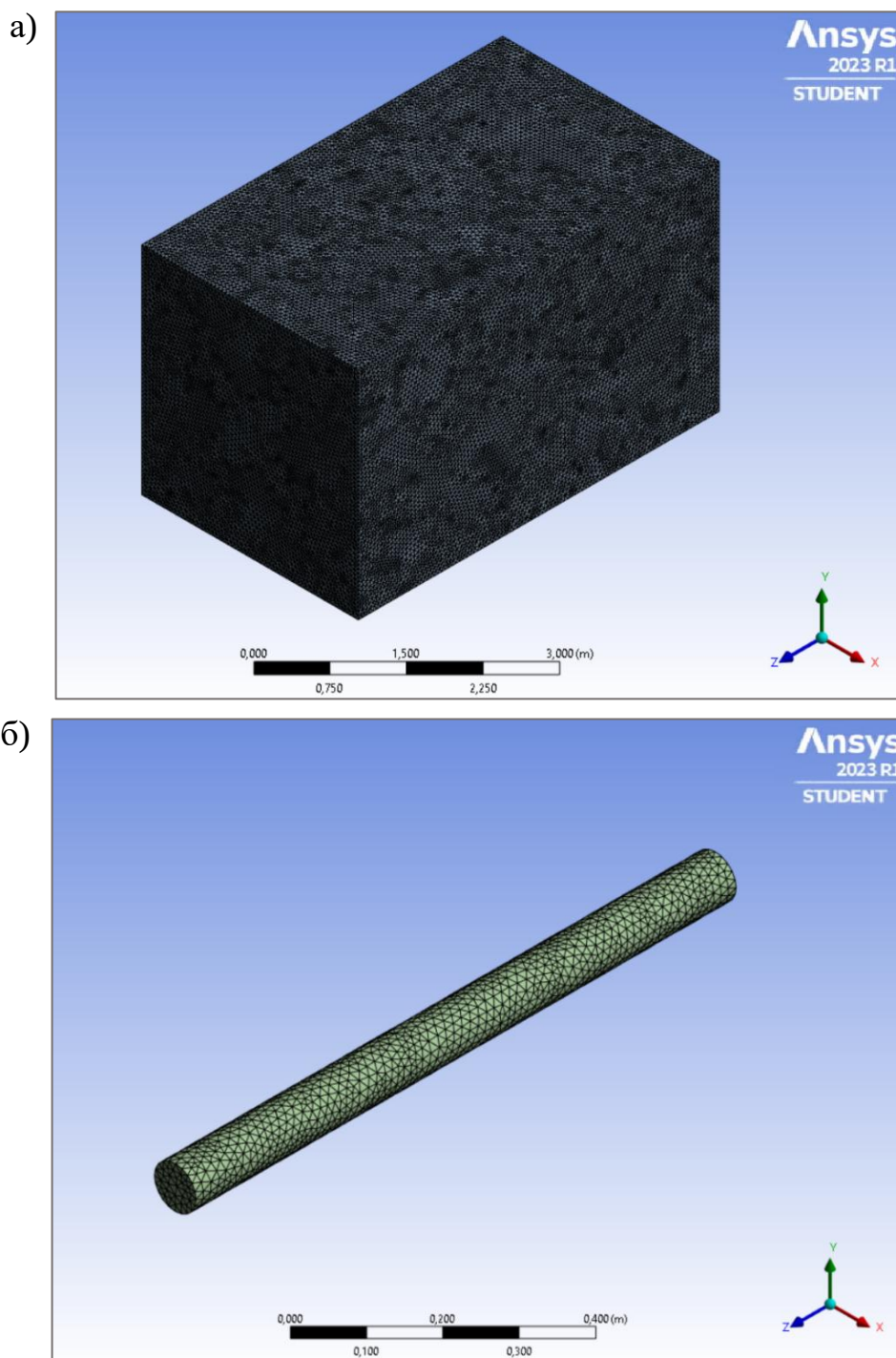
а) – геометричні параметри зони атмосферного тиску;

б) – геометричні параметри зони робочого тиску

Рисунок 3.1 – Тривимірна модель у середовищі Design Modeler

Під час CFD моделювання ключовим етапом, що потребує значної уваги, є формування обчислювальної сітки, адже саме її властивості визначають точність і збіжність числових розрахунків. Для дискретизації побудованої просторової геометричної моделі, що має складні топологічні ділянки біля вихідного отвору

трубопроводу, у препроцесорі Fluent Meshing згенеровано тетраедричну сітку (рисунок 3.2). Така сітка добре узгоджується з геометрично ускладненими областями, забезпечуючи коректне відтворення зон із різкими змінами форми та параметрів потоку.



а) – зони атмосферного тиску; б) – зони робочого тиску

Рисунок 3.2 – Тетраедрична обчислювальна сітка

Генерацію тетраедричної сітки виконано в автоматизованому режимі з адаптацією розміру елементів до локальних геометричних особливостей моделі. У ділянках із підвищеними градієнтами швидкості здійснювалось цілеспрямоване локальне згущення, щоб підвищити просторову роздільну здатність і точність обчислень. Узгодження областей із різною щільністю дискретизації забезпечено шляхом застосування перехідних елементів, які запобігають числовим похибкам та покращують стійкість розв'язку. Такий комплексний підхід поєднує гнучке подання складної геометрії з можливістю ефективного перерозподілу обчислювальних витрат, підвищуючи деталізацію там, де це критично для точності багатозфазних розрахунків, та оптимізуючи щільність в однорідніших ділянках [35, 36, 38].

Для чисельного аналізу впливу вмісту рідкої фази на витрату газу під час продування в розрахунковому середовищі Fluid Flow (Fluent) обрано модель VOF (Volume of Fluid). Такий вибір зумовлений придатністю VOF до задач моделювання багатозфазних потоків із чітко розділеними фазами, що характерно для продувань, коли газ проштовхує та виносить рідину зі системи трубопроводів.

Метод VOF реалізує ейлерівський опис багатозфазної течії [114], за якого газ і рідина розглядаються як взаємодіючі, але окремі середовища в одному і тому ж розрахунковому домені (обчислювальному просторі). У межах дослідження продування газорідинної суміші модель VOF дає змогу з високою точністю відстежувати положення границі розділу «газ – рідина», що є принципово важливим для коректного аналізу формування струменя та структури потоку. Ключова перевага цієї моделі полягає у здатності адекватно описувати взаємодію фаз із контрастними фізичними властивостями, передусім, густиною та в'язкістю, що безпосередньо позначається на напруженнях зсуву та опорі руху суміші. Завдяки цьому враховується чутливість газогідродинамічних характеристик до фазового складу потоку, зокрема до об'ємної частки рідини, яка істотно модифікує розподіли швидкостей, тиску і, зрештою, впливає на прогноз витрати газу. Водночас VOF дає змогу моделювати характерні для реального продування явища, такі як захоплення газу рідиною, плівкоутворення і генерацію бризок, що

розширює аналіз впливу рідкої фази на витратні параметри, поля швидкостей, тисків і механізми міжфазної взаємодії.

Слід зазначити, що модель VOF найкраще працює в задачах із різко розмежованими фазами, коли одна з них значно переважає в об'ємному співвідношенні. Оскільки це типовий випадок для продування, застосування саме цієї моделі є найбільш оптимальним і гарантує точні та стабільні результати навіть у разі складних граничних умов.

У моделі VOF відстеження динаміки фаз, а також межі між ними забезпечуються розв'язанням керівних рівнянь газової динаміки (збереження маси та імпульсу), а також рівняння перенесення об'ємної частки.

Баланс маси в контрольному об'ємі задається рівнянням збереження маси, яке має такий вигляд [115, 116]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = 0, \quad (3.1)$$

де ρ – густина потоку;

v – вектор швидкості;

t – час.

Густина ρ є усередненою за фазами величиною, що визначається їх об'ємними частками і обчислюється як

$$\rho = \alpha_g \rho_g + \alpha_l \rho_l, \quad (3.2)$$

де α_g і α_l – об'ємні частки фаз газу та рідини відповідно ($\alpha_g + \alpha_l = 1$);

ρ_g і ρ_l – густини газу та рідини.

Динаміка потоку задається рівнянням збереження імпульсу, виведеним із рівнянь Нав'є–Стокса (3.3), або Рейнольдса (3.4), у випадку якщо потік турбулентний [117, 118]

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] + f_i, \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \bar{u}_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \bar{u}_i \bar{u}_j) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \bar{u}_i' \bar{u}_j') = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \right] + f_i, \quad (3.4)$$

де u_i, u_j – компоненти вектору швидкості;

x_i, x_j – координати;

μ – динамічна в'язкість;

P – тиск;

$\bar{u}_i, \bar{u}_j$ – усереднені значення швидкостей за часом;

$\bar{u}_i', \bar{u}_j'$ – усереднені значення швидкостей за часом;

f_i – компонент, що враховує додаткові сили (гравітаційні, поверхневого натягу тощо).

У CFD підході для моделювання газогідродинаміки використовується диференційна форма рівняння імпульсного балансу, яку зазвичай називають конвективною або неконсервативною [119, 120]. Така форма рівняння є зручною для виокремлення і інтерпретації різних механізмів перенесення імпульсу у складних течіях та подається у вигляді

$$\rho \left[\frac{\partial v}{\partial t} + v \cdot \nabla v \right] = -\nabla P + \mu \nabla^2 v + \frac{1}{3} \mu \nabla (\nabla \cdot v) + F_s + F_g. \quad (3.5)$$

Ліва частина рівняння описує часову зміну імпульсу потоку, що є характерною ознакою нестационарного режиму, та складається з двох ключових доданків, які разом визначають його динаміку. Перший доданок $\partial v / \partial t$ є локальною часовою похідною швидкості, що відображає зміну v у фіксованій точці простору. Другий $v \cdot \nabla v$ – конвективний доданок, який відповідає за перенесення імпульсу разом із потоком і саме він зумовлює основну нелінійність рівнянь Нав'є–Стокса.

У правій частині рівняння зібрано чинники, що зумовлюють дію сил на потік. Термін $-\nabla P$ описує градієнт тиску, який, виникаючи через різницю тиску між

точками простору, зумовлює переміщення потоку в бік менших значень тиску. У двофазній течії він також враховує дію тиску на міжфазну межу. Доданок $\mu \nabla^2 v$ відображає зсувно-в'язке перенесення імпульсу, зумовлене тертям між шарами рідини та газу, тоді як термін $1/3 \mu \nabla(\nabla \cdot v)$ відповідає за об'ємні (дилатаційні) в'язкі ефекти, що набувають значущості за стисливих режимів або локальних змін об'єму. При цьому динамічна в'язкість μ у виразах розраховується як середньозважена за фазовим складом

$$\mu = \alpha_g \mu_g + \alpha_l \mu_l, \quad (3.6)$$

де μ_g і μ_l – параметри динамічної в'язкості газу та рідини.

Сила поверхневого натягу F_s , що відображає дію міжфазної межі, розраховується за методикою Continuum Surface Force (CSF) [121] і записується так

$$F_s = \sigma \kappa \nabla \alpha_l, \quad (3.7)$$

де σ – коефіцієнт поверхневого натягу;

κ – кривина міжфазної межі, що використовується для моделювання явищ, пов'язаних із формуванням плівок, бризок і крапель на межі фаз.

Параметр κ визначається через градієнти об'ємної частки α_l за формулою

$$\kappa = -\nabla \cdot \left(\frac{\nabla \alpha_l}{|\nabla \alpha_l|} \right). \quad (3.8)$$

Вираз для гравітаційної сили F_g має вигляд

$$F_g = \rho g, \quad (3.9)$$

де g – вектор прискорення вільного падіння.

У сукупності наведені компоненти дають змогу детально описати поведінку багатофазної течії з урахуванням взаємодії фаз, сили поверхневого натягу та гравітації, а також перенесення маси і імпульсу. За такої побудови, рівняння збереження імпульсу виступає у моделі VOF базовим інструментом для відтворення складних багатофазних процесів.

Для моделювання фазового розподілу в розрахунковому домені застосовується рівняння перенесення об'ємної частки [122] у наступному вигляді

$$\frac{\partial \alpha_l}{\partial t} + \nabla \cdot (v \alpha_l) = 0. \quad (3.10)$$

При цьому очевидно, що частка газової фази α_g обчислюється як $1 - \alpha_l$.

Наведене рівняння дозволяє відстежувати положення міжфазної межі в розрахунковому домені через перенесення об'ємної частки кожної фази швидкісним полем v .

Вагомий вплив на динаміку двофазного потоку, зокрема в режимі продування, чинить турбулентність. Для її врахування застосовують поширену k - ε модель [123, 124], що замикає рівняння збереження маси, імпульсу та дозволяє обчислювати турбулентну в'язкість, що використовується для моделювання дії турбулентності на основний потік. Модель ґрунтується на двох транспортних рівняннях, а саме для кінетичної енергії турбулентності k (3.11) та для швидкості дисипації ε (3.12)

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v k) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right] + \mu_t G - \rho \varepsilon, \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v \varepsilon) = \nabla \cdot \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right] + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k}, \quad (3.12)$$

де μ_t – турбулентна динамічна в'язкість;

σ_k – число Прандтля для k ;

σ_ε – число Прандтля для ε ;

G – розрахунковий параметр;

C_1 і C_2 – емпіричні константи моделі, що дорівнюють 1,44 та 1,92 відповідно.

У моделі VOF взаємодія фаз додатково враховується за допомогою компресійних схем, які реалізуються числовими методами та спрямовані на недопущення штучного розмивання міжфазної межі в багатофазних течіях. Під час розрахунків, особливо за великих градієнтів об'ємної частки або швидкості, міжфазна межа між газом і рідиною може втрачати різкість унаслідок числової дифузії. Використання компресійних схем підтримує чіткий контур поверхні між фазами і тим самим підвищує точність відтворення поля змінних та достовірність усього моделювання.

Щоб унеможливити числове розмивання міжфазної межі, до рівняння (3.10) вводять спеціальний компресійний термін, що враховує напрям і швидкість переміщення межі фаз. У загальному випадку модифіковане рівняння записується у вигляді

$$\frac{\partial \alpha_l}{\partial t} + \nabla \cdot (v \alpha_l) + \nabla \cdot (v_c \alpha_l (1 - \alpha_l)) = 0, \quad (3.13)$$

де v_c – нормальна до межі фаз компресійна компонента швидкості, що залежить від градієнта об'ємної частки.

Компресійний доданок $\nabla \cdot (v_c \alpha_l (1 - \alpha_l))$ зосереджує об'ємну частку у вузькій перехідній зоні, що відповідає фізично реальній межі фаз. Так як α_l змінюється від нуля (газ) до одиниці (рідина), найбільший градієнт $\nabla \alpha_l$ спостерігається саме на границі фаз. Зазначений термін формує додатковий потік, який протидіє числовій дифузії та утримує різкість межі.

Реалізація компресійних схем здійснюється за допомогою спеціалізованих чисельних алгоритмів, зокрема Geo-Reconstruct та CICSAM (Compressive Interface Capturing Scheme for Arbitrary Meshes) [122]. Вони визначають міжфазний

інтерфейс на основі аналізу градієнта об'ємної частки та виконують його геометричну реконструкцію з урахуванням орієнтації та локальної кривини. При цьому параметр компресійної швидкості v_c обчислюється так, щоб утримувати міжфазну межу локалізованою та нейтралізувати вплив числової дифузії. Завдяки реконструкції межі враховуються складні зміни фаз без втрати фізичної достовірності перебігу потоку.

Таким чином, компресійні схеми є критично важливими у постановках, де різке розділення фаз визначає характер процесу, зокрема під час виникнення хвильових структур, відриву крапель чи утворення бризок. За таких режимів навіть слабке числове розмивання міжфазної межі може спричинити до спотворення результатів, у тому числі до нехарактерного для реального процесу змішування фаз та неправильного відтворення градієнтів тиску і швидкості. Застосування компресійних схем забезпечує утримання чіткої межі між фазами навіть за екстремальних газогідродинамічних умов, тим самим підтримуючи фізичну коректність моделювання.

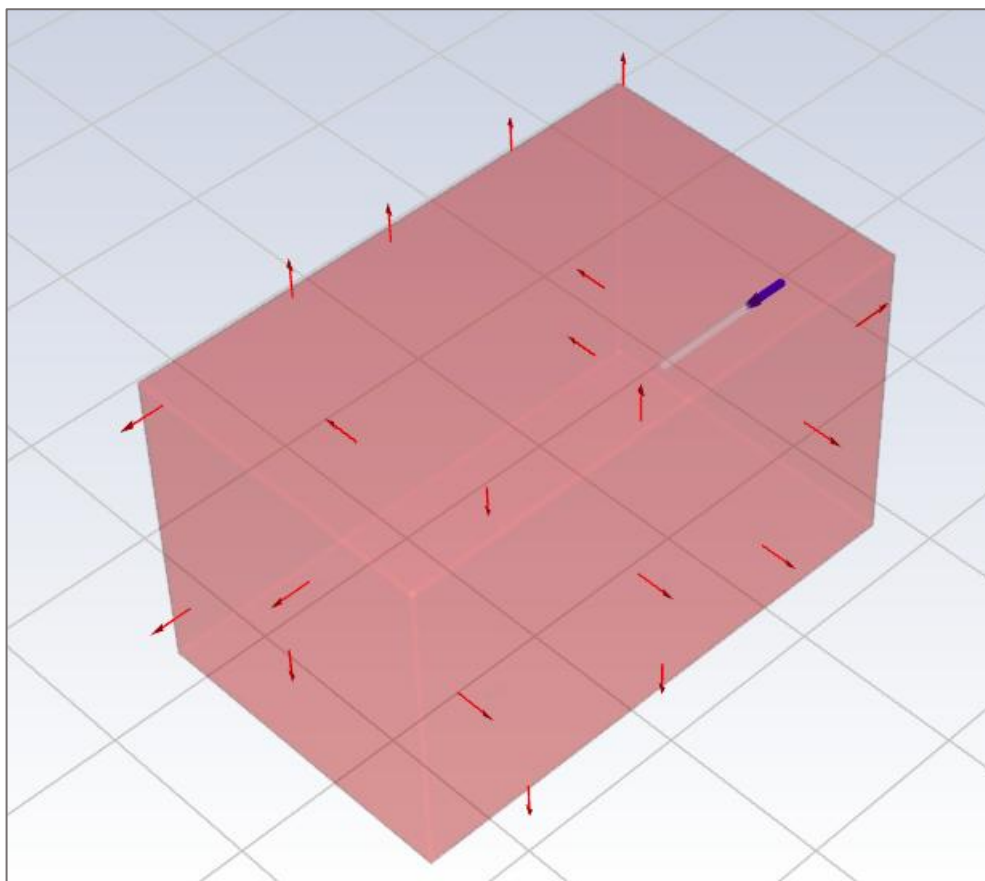
У якості вхідних параметрів для розв'язання поставленої задачі, окрім фізико-хімічних властивостей флюїдів, задавалися також об'ємні частки компонент у газорідинній суміші та значення робочих тисків на вхідній і вихідній межах розрахункового домену. Перед початком моделювання витікання газорідинної суміші розрахунковій сітці як початкове робоче середовище було призначено властивості повітря, параметри якого взято з вбудованої бібліотеки матеріалів. Додатково з цієї ж бази даних для рухомої газової фази потоку було обрано природний газ. З огляду на те, що супутніми компонентами природного газу є вода і вуглеводневий конденсат, рідку фазу в моделі представлено конденсатом із густиною ρ_l , що дорівнює 960 кг/м^3 та є наближеною до густини води. Щоб урахувати стисливість газової фази, в меню Materials у полі Density обиралась опція Real-gas. За такого налаштування розв'язувач автоматично доповнює систему керівних рівнянь енергетичним рівнянням (Energy), унаслідок чого потребує задання граничних температур газорідинного потоку на межах

розрахункової області. Матеріал стінки трубопроводу був вибраний зі стандартної бази як сталь [35, 36, 38].

Після вибору флюїдів і матеріалів та задання їхніх властивостей у меню Boundary Conditions було налаштовано відповідні граничні умови. Тиск на вході в трубопровід задавався у вкладці Pressure inlet, вихідний тиск з розрахункової області – у вкладці Pressure outlet. Під час налаштування вхідної умови в параметрі Direction Specification Method встановлювався режим Normal to Boundary, тобто вхідний потік задавався таким, що спрямований перпендикулярно до поверхні кожного елемента граничної області (рисунок 3.3). Окрім тиску, у вкладці Pressure inlet також задавалися температура вхідного потоку та початкові параметри для турбулентної k - ε моделі, а саме інтенсивність турбулентності (Turbulent Intensity) на рівні 5 % і співвідношення турбулентної в'язкості до молекулярної (Turbulent Viscosity Ratio) на рівні 10. Аналогічні значення параметрів моделі турбулентності, а також температура потоку на виході вказувалися у вкладці Pressure outlet.

З огляду на нестационарний режим потоку під час продування, коли швидкість і тиск змінюються в часі досить різко, у налаштуваннях Solution methods модуля Fluid Flow (Fluent) для розв'язання рівнянь імпульсу було застосовано алгоритм PISO (Pressure-Implicit with Splitting of Operators). Зазначений алгоритм розроблено як удосконалення методу SIMPLE (Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations) з метою підвищення ефективності і точності розрахунків за наявності високих градієнтів та використання відносно великого кроку за часом. Окрім того, при налаштуванні для всіх рівнянь застосовувалися чисельні схеми другого порядку точності [35, 36, 38].

На початковому етапі алгоритму розв'язання рівняння імпульсу здійснюється шляхом використання поточного (припущеного) тиску, в результаті чого отримується проміжне поле швидкості. Оскільки тиск ще не скоригований, отримане поле швидкості може не задовольняти умову $\nabla \cdot \mathbf{v} = 0$ у разі нестисливої течії або умову балансу маси для стисливого середовища. Далі розраховуються масові витрати крізь грані комірок сітки, щоб перевірити, наскільки вони узгоджуються з рівнянням неперервності.



— зона поверхні подачі потоку

— зона поверхні відтоку потоку

Рисунок 3.3 – Просторова модель у модулі Fluid Flow (Fluent) з виділеними зонами входу та виходу потоку

Відмінною рисою алгоритму PISO є наявність додаткового ітераційного кроку уточнення полів тиску та швидкості, за якого після початкового коригування цих полів може виконуватися друга, а за потреби і кілька наступних корекцій. Призначення таких кроків полягає у підвищенні узгодженості між полем швидкості та полем тиску, а також у зменшенні нев'язок рівняння неперервності. Завдяки цьому PISO здатний досягати збіжності за одну фізичну ітерацію (один часовий крок) ефективніше, ніж алгоритми SIMPLE або SIMPLER, особливо у випадках нестационарних режимів течій зі значними просторово-часовими градієнтами тиску та швидкості.

Таким чином, уточнені після другої та, за потреби, кількох подальших корекцій поля тиску та швидкості надалі використовуються як стартові умови для наступного часового кроку або для чергової зовнішньої ітерації розв'язувача.

При моделюванні граничні умови витоку газорідинної суміші приймалися близькими до фактичних умов, які відповідають фізичному процесу продування газозбірних шлейфів та свердловин газоконденсатних родовищ України. На вхід трубопроводу поетапно задавався робочий тиск у межах від 0,20 МПа до 0,45 МПа з кроком 0,05 МПа. Водночас для кожного рівня тиску присвоювались чотирнадцять значень об'ємної частки рідини α_i : 0; 0,0001; 0,0002; 0,0005; 0,0008; 0,001; 0,002; 0,005; 0,008; 0,01; 0,02; 0,05; 0,08; 0,10 [36].

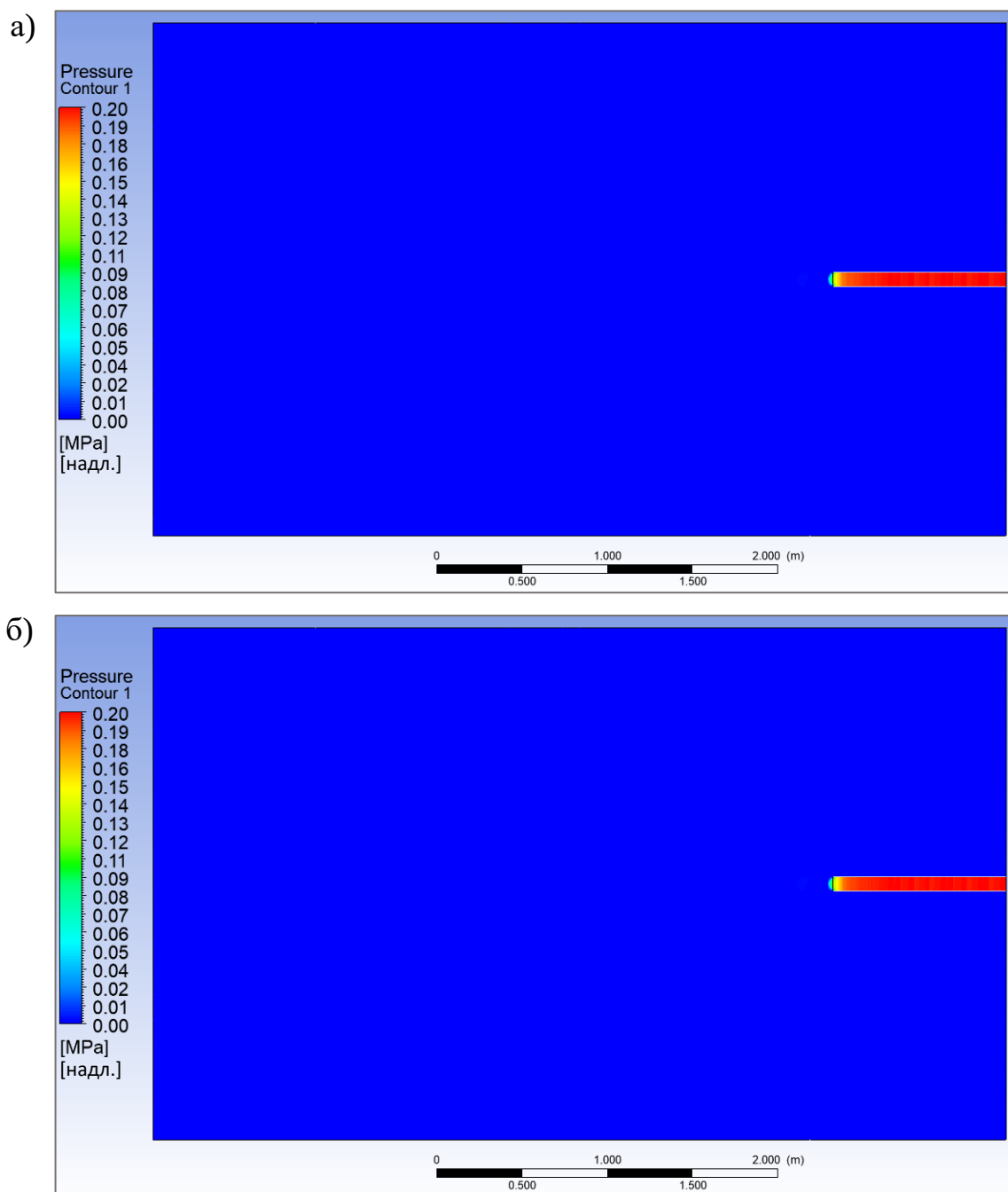
При цьому розрахунок вважається збіжним у тому випадку, коли виконуються визначені умови. По-перше, різниця витрат робочого середовища між вхідною та вихідною межами прямує до нуля і залишається практично сталою протягом кількох послідовних ітерацій. По-друге, для всіх рівнянь досягнуто значень нев'язок, нижчих за задані порогові рівні, і надалі не спостерігається їх помітного зростання в наступних ітераціях. Порогові значення нев'язок задавалися такими: для рівняння енергії $R = 1 \cdot 10^{-6}$, для решти рівнянь (збереження маси, імпульсу, перенесення об'ємної частки та турбулентності) $R = 0,0001$.

3.2 Дослідження газогідродинамічних процесів у трубопроводах та місці витоку газорідинної суміші з них під час продувань

Для детального аналізу та отримання вичерпної інформації з оцінки впливу рідини на витрату газу під час моделювання засобами графічного інтерфейсу модуля Fluid Flow (Fluent) були візуалізовані контури розподілу тиску (рисунок 3.4) та швидкості (рисунок 3.5) вздовж просторової моделі. За отриманими контурами можна спостерігати, що в місці виходу газового потоку з трубопроводу відбувається різке падіння тиску до атмосферного та суттєве прискорення газового потоку.

Додавання рідкої фази в газовий потік істотно трансформує картину розподілу швидкостей (рисунок 3.6). Так уже при об'ємній частці рідини в потоці

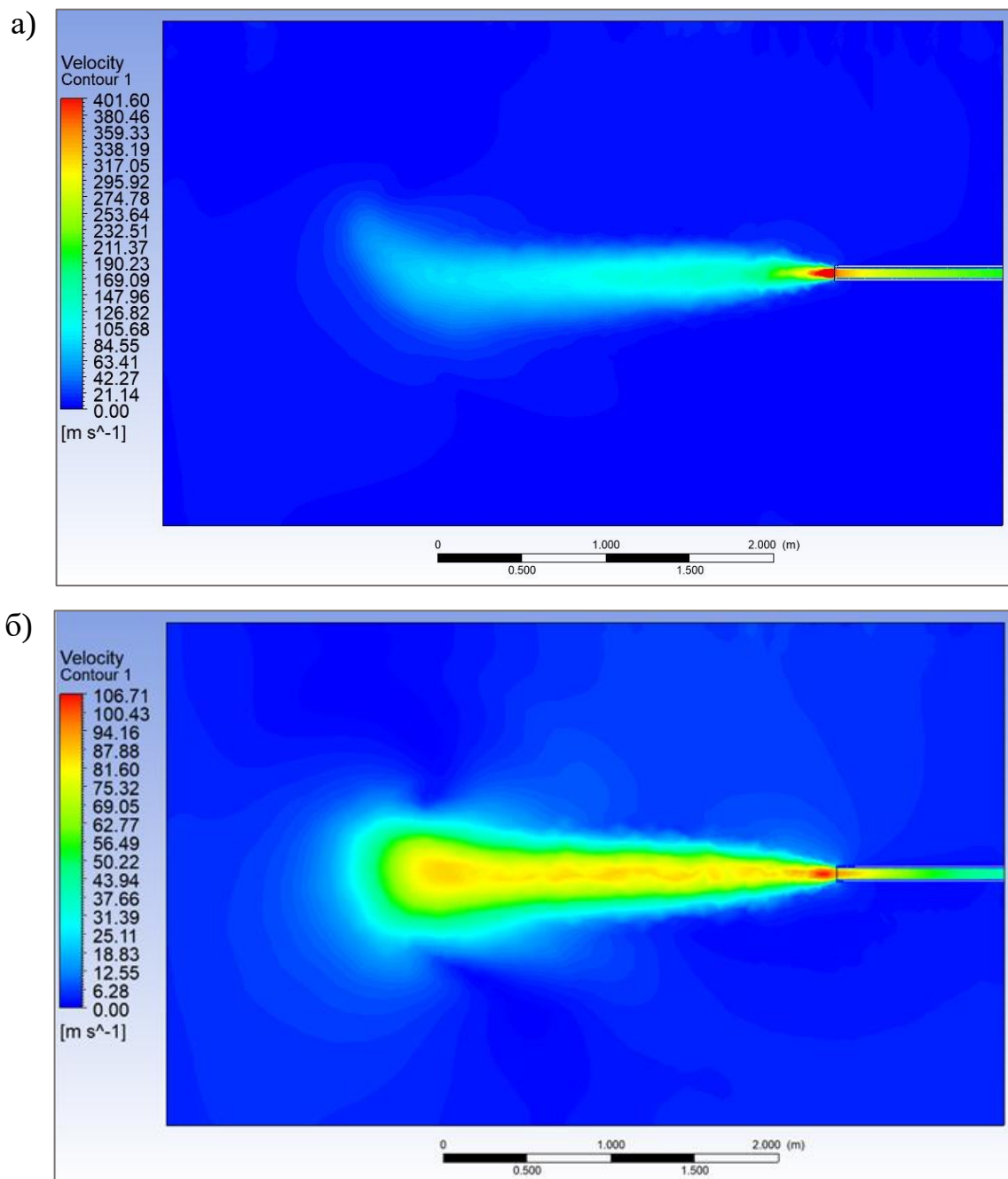
рівній 0,001 за робочого тиску 0,3 МПа спостерігається зниження середньої швидкості потоку приблизно в 3,8 разів, тоді як ширина та довжина швидкісного струменя значно зростають. Отримана форма струменя вихідного потоку підтверджується візуально із зафіксованими в реальних умовах продувних процесів.



а) – при витіканні «сухого» газу за $P = 0,30$ МПа, $\alpha_l = 0,00$;

б) – при газорідинному витіканні за $P = 0,30$ МПа, $\alpha_l = 0,001$

Рисунок 3.4 – Контури розподілу тиску вздовж просторової моделі

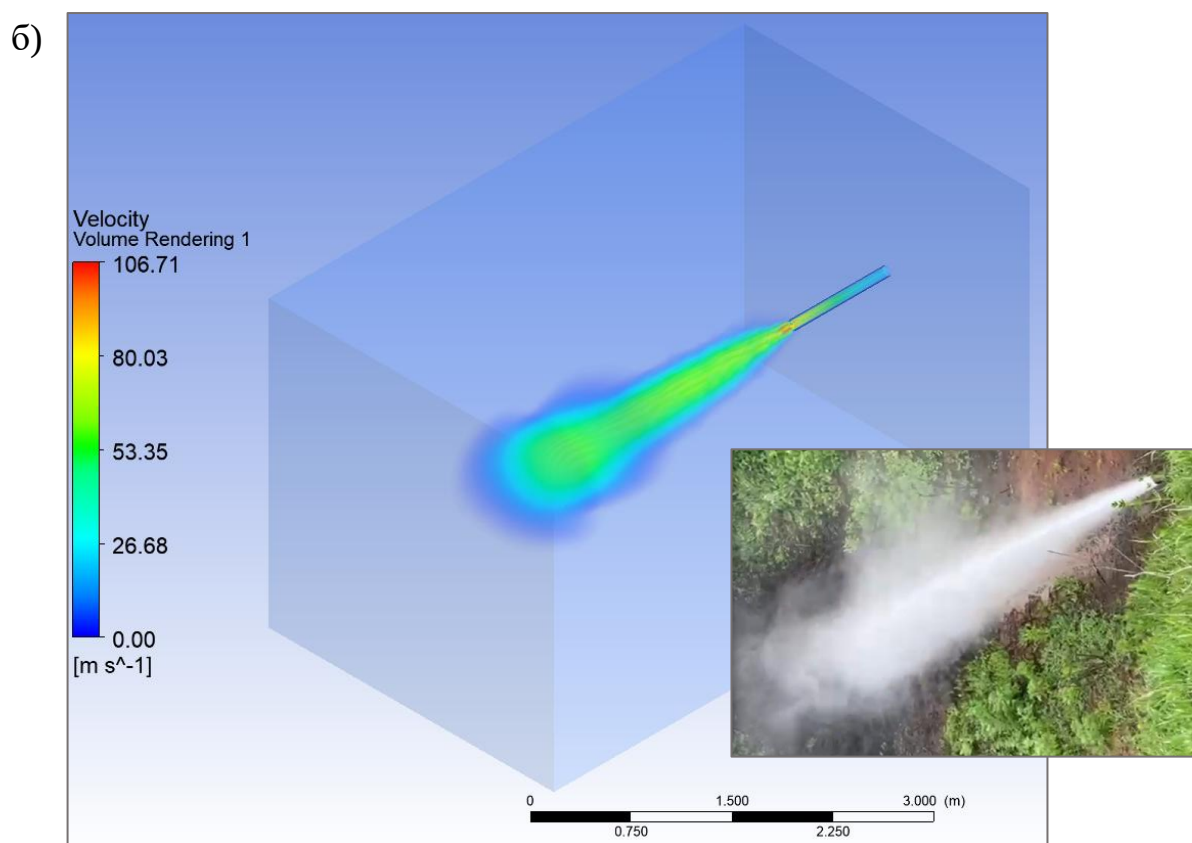
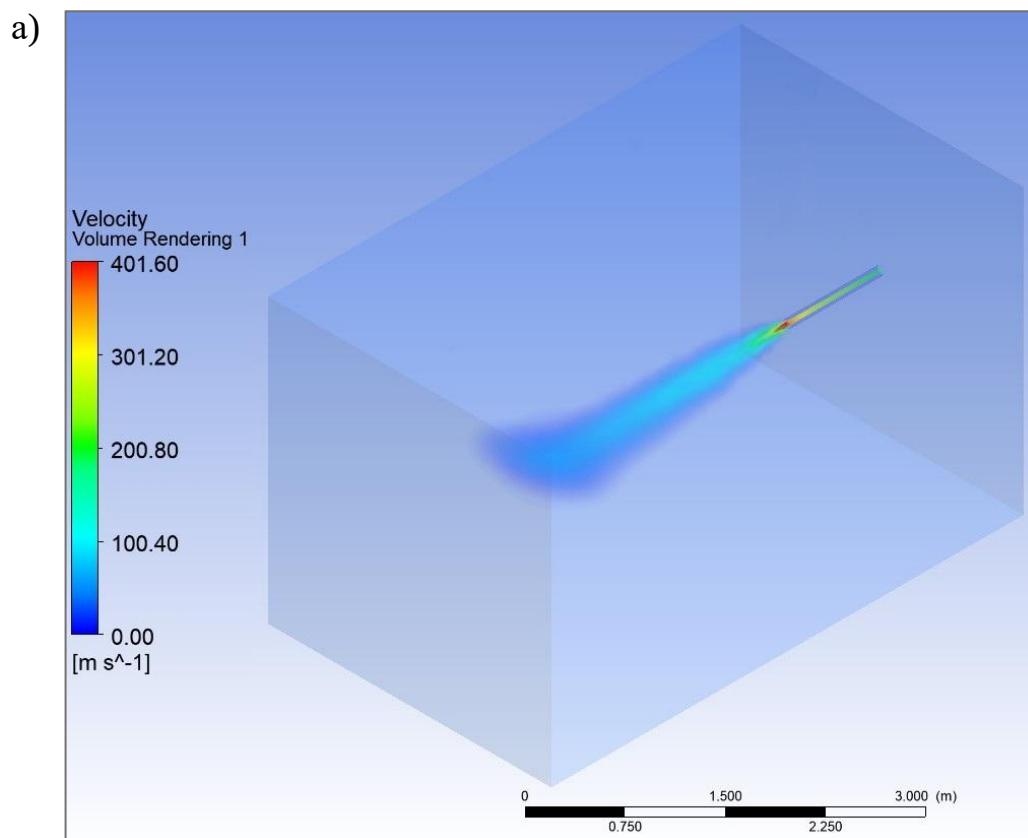


а) – при витіканні «сухого» газу за $P = 0,30 \text{ МПа}$, $\alpha_l = 0,00$;

б) – при газорідинному витіканні за $P = 0,30 \text{ МПа}$, $\alpha_l = 0,001$

Рисунок 3.5 – Контури розподілу швидкості вздовж просторової моделі

Окрім того, виконано візуалізацію тривимірного розподілу об'ємної частки рідини у розрахунковій області (рисунок 3.7), що дало змогу простежити закономірності її просторової структури та характер перерозподілу [36].



а) – при витіканні «сухого» газу за $P = 0,30 \text{ МПа}$, $\alpha_l = 0,00$;

б) – при газорідинному витіканні за $P = 0,30 \text{ МПа}$, $\alpha_l = 0,001$

Рисунок 3.6 – Об'ємні контури розподілу швидкості вздовж просторової моделі

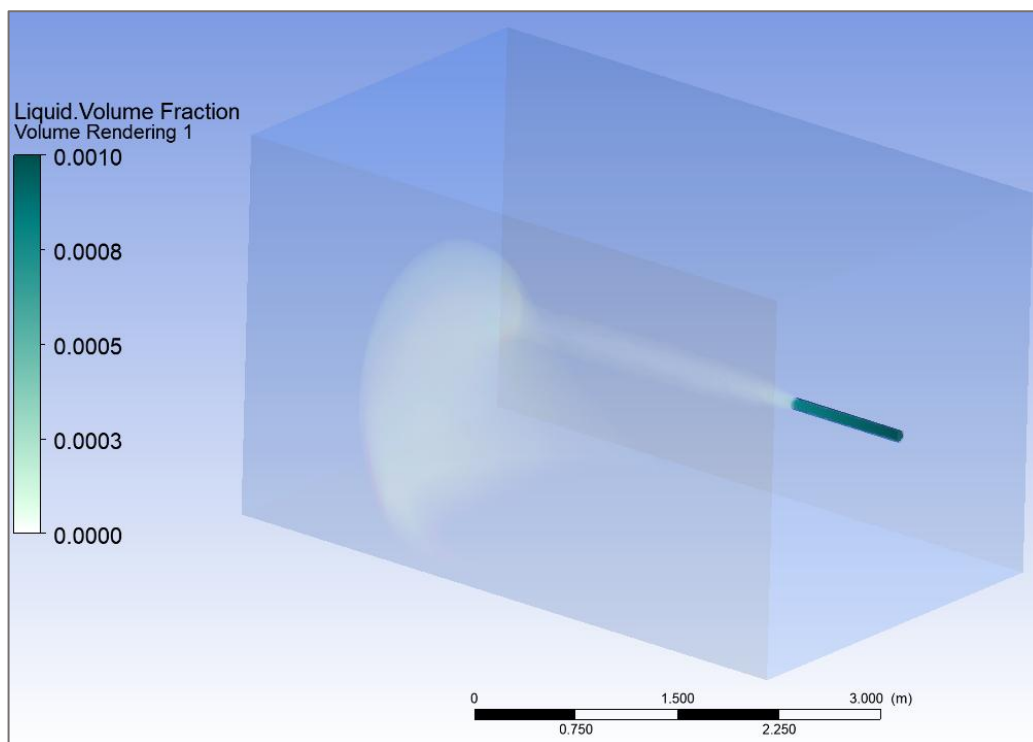


Рисунок 3.7 – Об’ємний контур розподілу об’ємної частки рідини вздовж просторової моделі (при газорідинному витіканні за $P = 0,30 \text{ МПа}$, $\alpha_l = 0,001$)

Додатково в процесі моделювання для кожної комбінації вхідних параметрів були проведені окремі розрахунки, за результатами яких були визначенні значення швидкостей витікання потоку, числа *Маха* з метою оцінки критичного характеру витікання суміші та масової витрати газу [36]. Результати розрахунків зведено до таблиць 3.1–3.3 та подано графічно на рисунках 3.8–3.10.

Таблиця 3.1 – Швидкість витікання потоку за результатами моделювання

Робочий тиск, МПа	Об’ємна частка рідини													
	0,00	0,0001	0,0002	0,0005	0,0008	0,001	0,002	0,005	0,008	0,01	0,02	0,05	0,08	0,10
	Швидкість витікання потоку (газу), м/с													
0,20	401,62	134,71	109,64	85,26	76,69	73,27	66,20	56,89	52,45	50,09	43,59	36,13	32,64	30,66
0,25	401,61	158,69	132,25	106,56	96,84	90,59	83,43	75,00	70,47	68,98	62,55	55,39	51,61	50,18
0,30	401,60	181,82	152,18	125,53	115,28	106,71	99,78	92,38	88,39	87,10	82,26	77,19	75,07	74,03
0,35	401,59	195,93	166,86	139,72	129,14	120,84	114,78	108,43	105,48	104,15	101,02	98,15	97,13	96,83
0,40	401,59	208,47	181,49	156,10	147,12	138,47	133,49	127,56	124,79	123,82	120,50	117,40	116,39	115,98
0,45	401,58	213,86	190,39	170,73	163,01	156,58	151,74	145,96	142,84	141,74	136,84	130,74	126,74	125,08

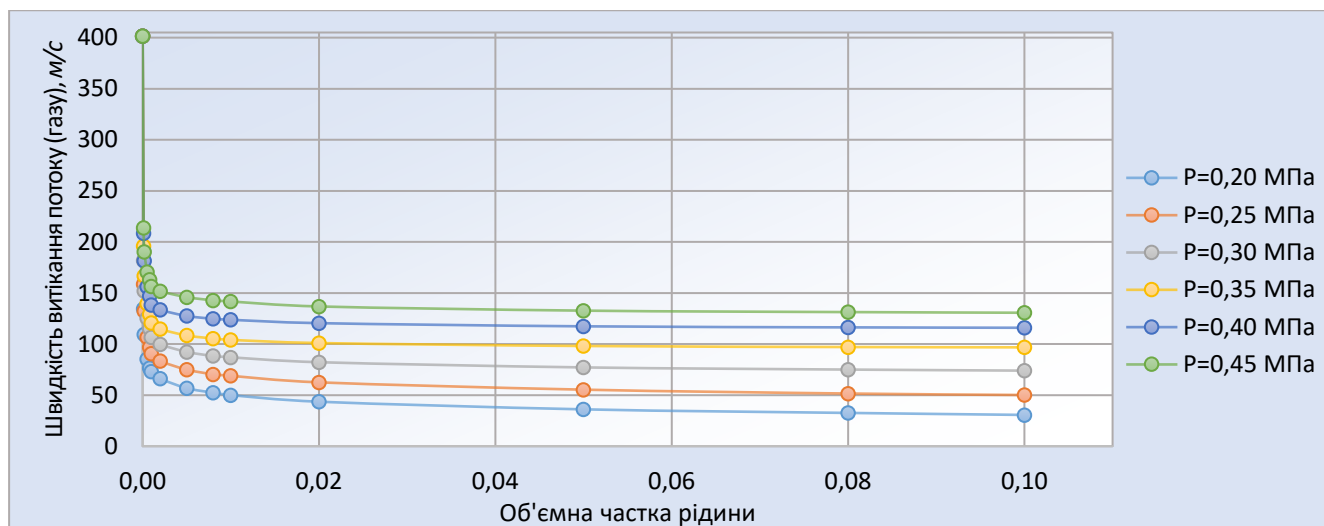


Рисунок 3.8 – Криві залежності швидкості витікання потоку від об'ємної частки рідини за різних значень робочого тиску

Таблиця 3.2 – Числа *Маха* в зоні витоку потоку за результатами моделювання

Робочий тиск, МПа	Об'ємна частка рідини													
	0,00	0,0001	0,0002	0,0005	0,0008	0,001	0,002	0,005	0,008	0,01	0,02	0,05	0,08	0,10
	Число Маха, б/р													
0,20	1,0000	0,3354	0,2730	0,2123	0,1910	0,1824	0,1648	0,1417	0,1306	0,1247	0,1085	0,0900	0,0813	0,0763
0,25	1,0000	0,3952	0,3293	0,2654	0,2411	0,2256	0,2078	0,1867	0,1755	0,1718	0,1557	0,1379	0,1285	0,1250
0,30	1,0000	0,4528	0,3790	0,3126	0,2871	0,2657	0,2485	0,2300	0,2201	0,2169	0,2048	0,1922	0,1869	0,1843
0,35	1,0000	0,4879	0,4155	0,3479	0,3216	0,3009	0,2858	0,2700	0,2626	0,2593	0,2516	0,2444	0,2419	0,2411
0,40	1,0000	0,5191	0,4519	0,3887	0,3664	0,3448	0,3324	0,3176	0,3107	0,3083	0,3000	0,2923	0,2898	0,2888
0,45	1,0000	0,5325	0,4741	0,4251	0,4059	0,3899	0,3778	0,3634	0,3557	0,3529	0,3407	0,3256	0,3156	0,3114

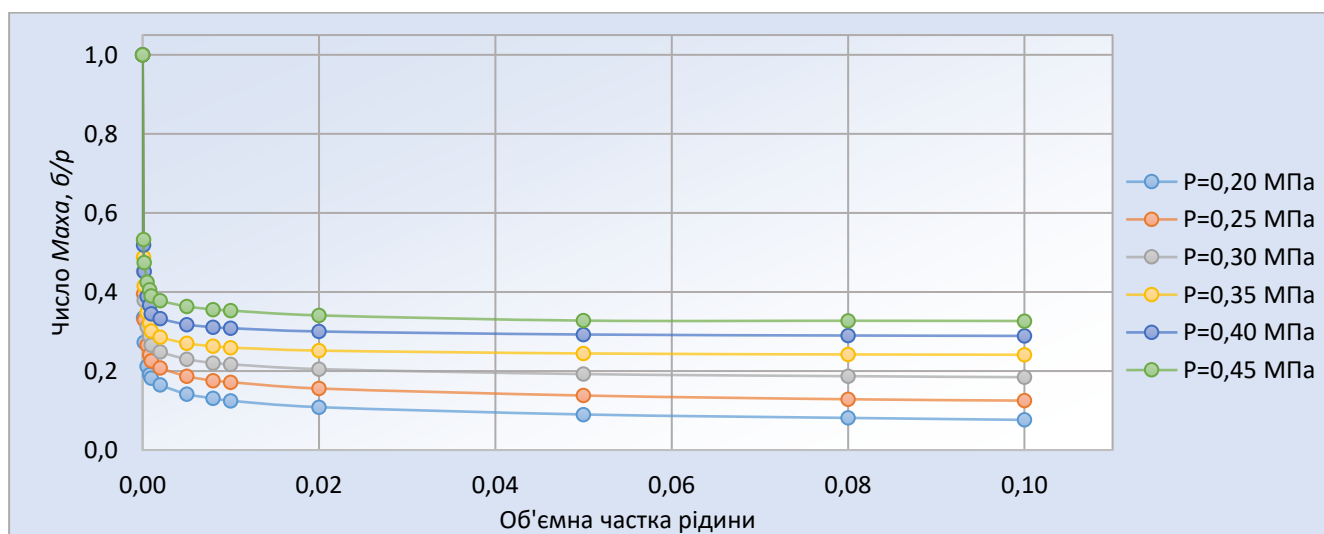


Рисунок 3.9 – Криві залежності числа *Маха* потоку від об'ємної частки рідини за різних значень робочого тиску

Таблиця 3.3 – Масова витрата газу за результатами моделювання

Робочий тиск, МПа	Об'ємна частка рідини													
	0,00	0,0001	0,0002	0,0005	0,0008	0,001	0,002	0,005	0,008	0,01	0,02	0,05	0,08	0,10
	Масова витрата газу, кг/с													
0,20	1,2298	0,3468	0,2799	0,2122	0,1874	0,1773	0,1560	0,1268	0,1124	0,1045	0,0822	0,0550	0,0416	0,0337
0,25	1,4563	0,4316	0,3524	0,2702	0,2371	0,2151	0,1890	0,1568	0,1388	0,1327	0,1056	0,0734	0,0553	0,0483
0,30	1,7203	0,5247	0,4304	0,3365	0,2966	0,2606	0,2291	0,1921	0,1700	0,1625	0,1320	0,0940	0,0750	0,0645
0,35	1,9588	0,6073	0,5067	0,3990	0,3503	0,3075	0,2720	0,2288	0,2052	0,1934	0,1610	0,1188	0,0941	0,0823
0,40	2,1981	0,6858	0,5755	0,4546	0,4048	0,3506	0,3153	0,2669	0,2406	0,2306	0,1913	0,1409	0,1166	0,1036
0,45	2,4108	0,7583	0,6375	0,5116	0,4530	0,3995	0,3568	0,3039	0,2753	0,2652	0,2215	0,1706	0,1400	0,1279

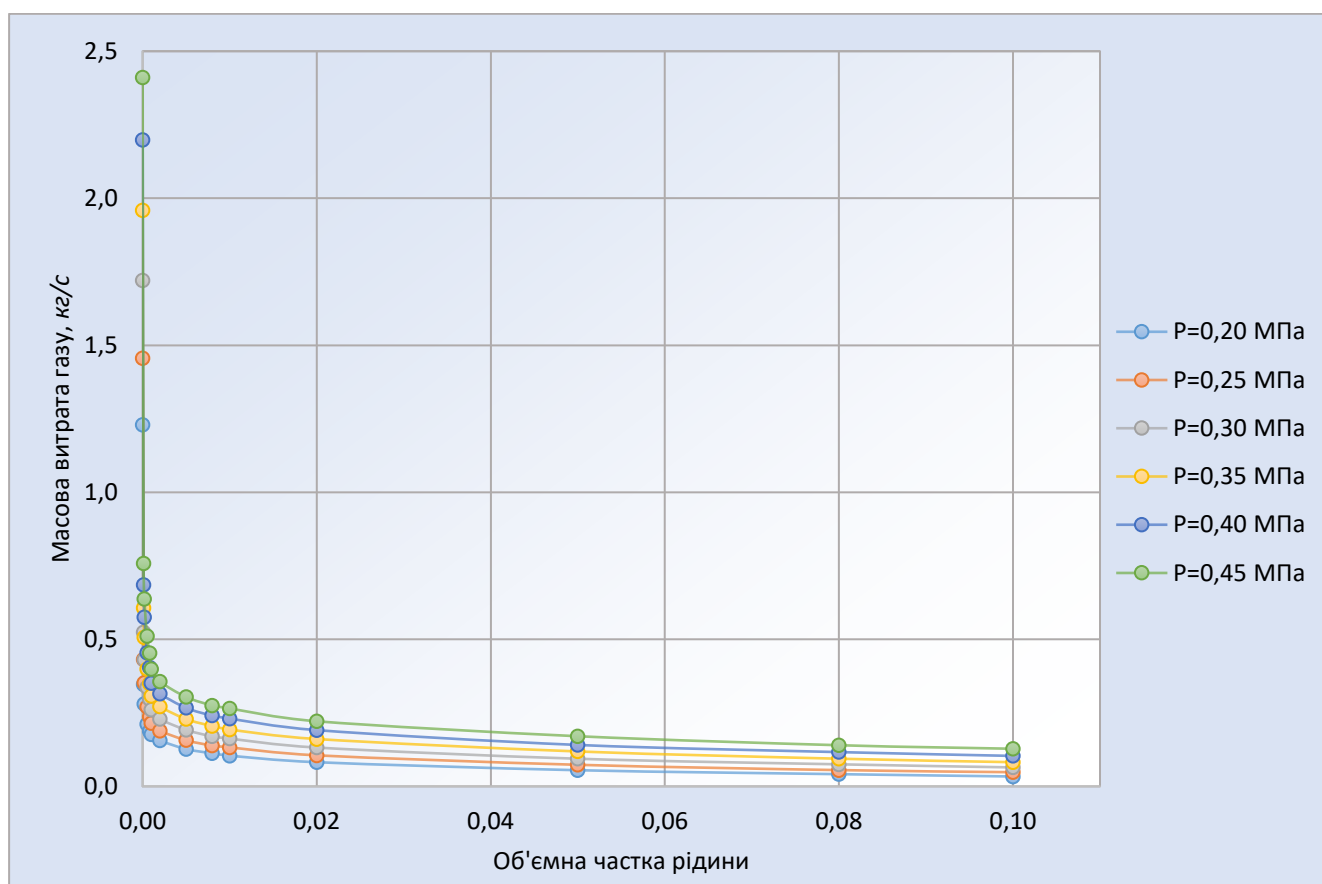


Рисунок 3.10 – Криві залежності масової витрати газу від об'ємної частки рідини за різних значень робочого тиску

На підставі виконаного аналізу отриманих результатів моделювання встановлено, що зі зростанням робочого тиску в розглянутому діапазоні від 0,20 МПа до 0,45 МПа швидкість витікання в атмосферу істотно підвищується, оскільки потік газорідинної суміші одержує більший кінетичний запас. За відсутності рідини, а

саме при однофазному витoku газу досягаються пікові швидкості потоку, однак з появою рідини у потоці та збільшенням її об'ємної частки (α_l) швидкість інтенсивно знижується, так уже за $\alpha_l \geq 0,0001$ падіння має кратний характер.

Оскільки густини газу та рідини істотно відрізняються, навіть мала об'ємна частка рідини забезпечує їй значну частку в масовому балансі суміші. Наприклад, з огляду на прийняті в розробленій моделі фізичні властивості фаз, при α_l рівній 0,001 вага рідини складає орієнтовно від 22 % до 37 % в залежності від рівня робочого тиску. Із підвищенням тиску масова частка рідкої фази зменшується, що обумовлено зростанням густини стисненого газу. Враховуючи істотний масовий внесок рідини уже навіть при відносно малих значеннях об'ємної частки, значна частка перепаду тиску витрачається на її розгін та диспергацію, а не на прискорення газу, що призводить до різкого падіння швидкості газової фази у вихідному перерізі.

До того ж рідина, особливо за підвищеної об'ємної частки, фактично зменшує ефективний прохідний переріз виходу для руху газової фази. Поряд із вихідною зоною рідина проявляється у вигляді пробкових утворень, плівки та крапельно-хвильових структур, зумовлюючі міжфазне зсувне тертя та додаткові формові втрати, що мають істотний вплив на коефіцієнт витрати отвору в бік зменшення.

Крім того, помітна частка енергетичних втрат спричинена іншими проявами міжфазної взаємодії, зокрема посиленою турбулентною дисипацією на межі «газ – рідина», витратами енергії на формування нової міжфазної поверхні під час дроблення струменів і крапель, а також необхідністю розганяти додаткову інерційну масу рідкої фази газовим потоком.

Загальний вплив усіх перерахованих фізичних механізмів зменшує доступну газу питому кінетичну енергію і, як наслідок, знижує швидкість потоку у вихідному перерізі. Так при $\alpha_l = 0,001$ спостерігається зниження середньої швидкості потоку приблизно від 2,5 разів при робочому тиску 0,45 МПа до 5,5 разів за тиску 0,2 МПа порівняно з випадком без рідини.

Результати розрахунків числа *Маха* (Ma) узгоджуються з отриманими полями швидкості. При цьому тренд Ma повторює тренд швидкості, оскільки ці величини прямо пов'язані. За відсутності рідкої фази в розглянутому діапазоні робочих тисків Ma рівний одиниці, тобто потік досягає критичної (звукової) швидкості. Із зростанням об'ємної частки рідини навіть до 0,0001 число *Маха* стрімко падає до субзвукових значень, особливо за нижчих тисків. Зокрема, вже за $\alpha_l = 0,001$ значення Ma , аналогічно до швидкості, зменшується орієнтовно у 2,5 рази при $P = 0,45 \text{ МПа}$ та приблизно у 5,5 рази при $P = 0,20 \text{ МПа}$ порівняно з «сухим» випадком. Рідка фаза, через сукупну дію вище встановлених фізичних механізмів, призводить до зростання втрат тиску в зоні виходу і, як наслідок, зменшує ефективний перепад тиску для розгону газу у вихідному перерізі та унеможливорює досягнення ним локальної швидкості звуку.

Значний вплив вмісту рідини у суміші на швидкісні характеристики потоку особливо позначається на масовій витраті газу, яка тісно пов'язана з кінетичними параметрами потоку та геометричними обмеженнями. За високих тисків і малої кількості рідини, а саме при об'ємній долі рідини менше 0,0001, витрата газу виявляється максимальною, при чому за відсутності рідкої фази вона досягає критичних значень. Однак зі зростанням частки рідини витрата падає в рази, через суттєве зменшення швидкості потоку та площі вільного перерізу для руху газової фази. Так при $\alpha_l = 0,001$ спостерігається зниження масової витрати приблизно від 6,0 разів при робочому тиску 0,45 МПа до 6,9 разів за тиску 0,2 МПа порівняно з однофазним «сухим» витіканням за тих самих вхідних умов [36].

Для того, щоб переконатися, що результати моделювання можуть бути екстрапольовані на реальні промислові об'єкти, необхідно виконати перевірку розробленої моделі за критеріями подібності. У газогідродинаміці теорія подібності використовується для встановлення умов, за яких модельний об'єкт, зокрема числова модель, адекватно відтворює поведінку реальної системи. У зв'язку з цим застосовують поняття динамічної подібності, під якою розуміють

подібне співвідношення сил (інерційних, в'язких, гравітаційних, сил тиску, поверхневого натягу, стисливості тощо), що діють на потік у моделі та прототипі.

Умови подібності зручно формувати через систему безрозмірних критеріїв (чисел), які поєднують у собі основні фізичні параметри процесу. Для газогідродинамічних задач у трубах типовий набір вихідних змінних включає:

- геометричні параметри: діаметр, довжина, шорсткість;
- режимні параметри: швидкість, густина, динамічна в'язкість, поверхневий натяг, прискорення вільного падіння, швидкість звуку;
- термодинамічні параметри: тиск, температура, коефіцієнт стисливості.

Із цих змінних формуються безрозмірні критерії, які і визначають умови динамічної подібності між числовою моделлю та реальним промисловим об'єктом.

У рамках сформульованого набору змінних найбільшого поширення в газогідродинаміці набули такі безрозмірні критерії [125–127]:

- основні – число *Рейнольдса*, число *Фруда*, число *Ейлера*, число *Маха* та число *Вебера*;
- похідні – число *Галілея* та число *Архімеда*;
- часової подібності – число гомохронності та число *Струхаля*;
- теплофізичної подібності та теплообміну – число *Прандтля* та число *Нуссельта*.

Число *Рейнольдса* (Re) характеризує співвідношення інерційних та в'язких сил у потоці і визначається як

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu}, \quad (3.14)$$

де ρ – густина потоку;

v – характерна швидкість потоку;

L – лінійна характеристика потоку (для трубопроводів це його внутрішній діаметр D);

μ – динамічна в'язкість.

З фізичного погляду число *Рейнольдса* є основним критерієм, що визначає режим течії та характер гідравлічних втрат у потоці. За малих значень Re реалізується ламінарний режим з впорядкованою шаруватою структурою швидкостей, тоді як за зростання Re до великих значень течія переходить у турбулентну з розвиненою вихровою структурою і відповідним ускладненням проявів гідравлічного опору. У задачах моделювання забезпечення динамічної подібності за числом *Рейнольдса* дає змогу коректно відтворити домінуючий режим течії в трубопроводі (зокрема в зоні витoku) та узгодити розрахункові значення градієнта тиску, швидкісного профілю та інтенсивності перемішування фаз із реальними промисловими умовами.

Число *Фруда* (Fr) відображає співвідношення інерційних та гравітаційних сил

$$Fr = \frac{v^2}{gL}, \quad (3.15)$$

де g – прискорення вільного падіння.

Для газорідинних потоків у трубопроводах число *Фруда* є одним із ключових критеріїв, оскільки значною мірою визначає характер розподілу фаз уздовж траси. За малих значень Fr гравітаційні сили відіграють домінуючу роль, унаслідок чого рідина відокремлюється від газу, накопичується в понижених ділянках трубопроводу та утворює стратифіковані шари або локальні рідинні пробки. Із зростанням Fr інерційні сили починають переважати над гравітаційними, рідка фаза переноситься газовою фазою у зваженому чи диспергованому стані, що суттєво зменшує схильність системи до накопичення рідини. Забезпечення подібності моделі за числом *Фруда* дає змогу достовірно класифікувати режими течії, оцінювати умови стратифікації та винесення рідини, а також інтерпретувати результати розрахунків з позицій можливості утворення або, навпаки, усунення рідинних накопичень у системі.

Число *Ейлера* (Eu) визначає співвідношення сил тиску та інерційних сил і записується у вигляді

$$Eu = \frac{P}{\rho v^2}, \quad (3.16)$$

де P – тиск у трубопроводі.

Цей критерій безпосередньо пов'язаний із відносною роллю сил тиску в порівнянні з інерційними силами потоку та характеризує рівень тиску щодо динамічного напору. Для взаємпорівняння результатів моделювання і промислових даних рівність або близькість значень Eu свідчить про подібність впливу сил тиску в моделі та реальній системі.

Число *Маха* (Ma) характеризує вплив стисливості газу та визначається як

$$Ma = \frac{v}{a}, \quad (3.17)$$

де a – швидкість звуку в середовищі.

За малих значень Ma (дозвукові режими) зміна густини суміші вздовж трубопроводу не є визначальним фактором газогідродинамічної поведінки потоку. У міру зростання Ma до значень, близьких до одиниці, вплив стисливості стає істотним, можливе наближення до критичних режимів течії в звуженнях, апаратах дроселювання та на вихідних ділянках, що відображається на розподілах тиску та швидкості. Для задач моделювання потоку газорідинної суміші в трубопроводах забезпечення подібності за числом *Маха* особливо важливе на ділянках, де можливі значні перепади тиску та наближення до критичної течії, оскільки це дає змогу коректно врахувати стисливість газової фази та пов'язані з нею зміни гідравлічних параметрів.

Число *Вебера* (We) характеризує співвідношення інерційних сил та сил поверхневого натягу на межі поділу фаз і визначається як

$$We = \frac{\rho v^2 L}{\sigma}, \quad (3.18)$$

де σ – коефіцієнт поверхневого натягу на межі газ – рідина.

З фізичного погляду число *Вебера* визначає здатність потоку руйнувати рідинні плівки та суцільні струмені, а також диспергувати рідину в дрібні краплі. За малих значень We сили поверхневого натягу домінують, рідина зберігає суцільність, що сприяє формуванню стійких плівок і рідинних пробок. За великих значень We інерційні сили є достатніми для роздрібнення рідкої фази, і вона переноситься газовим потоком переважно в диспергованому стані. У роботах з моделювання потоку газорідинної суміші в трубопроводах подібність за числом *Вебера* забезпечує адекватне відтворення механізмів краплеутворення, руйнування рідинних плівок та умов переходу від стратифікованої течії до дисперсних режимів, що є принципово важливим для оцінки ефективності винесення рідини.

Число *Галілея* (Ga) застосовується у тих випадках, коли швидкість потоку важко визначити, що зазвичай спостерігається за умов природної конвекції. Це число записується у вигляді

$$Ga = \frac{Re^2}{Fr} = \frac{L^3 \rho^2 g}{\mu^2}. \quad (3.19)$$

Число *Галілея* відображає, наскільки сильніше в потоці проявляється дія сили тяжіння порівняно з в'язким опором. За великих значень Ga гравітація відіграє провідну роль, що сприяє осіданню та стіканню рідини, тоді як за малих значень Ga переважає в'язкий опір, і рух рідкої фази істотно загальмовується. У задачах моделювання потоку газорідинної суміші в трубопроводах цей критерій використовують як узагальнений показник схильності системи до виникнення гравітаційно зумовлених явищ (осідання, стікання, розшарування фаз) на фоні в'язкого гальмування потоку, що робить його зручним інструментом для аналізу подібності між модельними та промисловими умовами.

Число *Архімеда* (Ar) уточнює вплив гравітаційних сил, ураховуючи різницю густин між рідкою і газовою фазами, та виражається через число *Галілея* як

$$Ar = Ga \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l} = \frac{L^3 \rho^2 g}{\mu^2} \cdot \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l}, \quad (3.20)$$

де ρ_l – густина рідини;

ρ_g – густина газу.

Таким чином, число *Архімеда* показує не лише те, як у потоці співвідносяться сили тяжіння та в'язкий опір, а і те, наскільки сильно рідина осідає через різницю густини між рідкою та газовою фазами. За великих значень Ar дія сили тяжіння на рідину є значною, тому вона легше осідає та накопичується в понижених ділянках трубопроводу, що підвищує ймовірність утворення стійких рідинних пробок. За малих значень Ar в'язкий опір і невелика різниця густини між фазами обмежують швидкість руху рідини відносно газу, унаслідок чого рідка фаза довше утримується в зваженому стані або повільно перерозподіляється по трасі. У задачах моделювання потоку газорідинної суміші в трубопроводах дотримання подібності за числами *Галілея* та *Архімеда* дає змогу узгоджено описувати умови осідання рідини, стійкість рідинних пробок і характер їх зсуву під дією газового потоку як у числовій моделі, так і в реальній промисловій системі.

Число гомохронності (Ho) характеризує співвідношення характерного часу перебігу процесу до часу протікання потоку через характерну довжину і визначається як

$$Ho = \frac{tv}{L}, \quad (3.21)$$

де t – характерний час процесу.

З фізичного погляду число гомохронності описує часову подібність процесу. Так, за малих значень Ho зміна режиму відбувається швидше, ніж потік проходить характерну довжину, і нестационарні ефекти відіграють істотну роль, тоді як за

великих значень *Но* режим змінюється повільно, що дає змогу розглядати процес як такий, що практично не змінюється в часі. У задачах моделювання потоку критерій гомохронності слугує основою для оцінки коректності застосування стаціонарного підходу, визначення характерних часових масштабів перехідних процесів, а також для коректної інтерпретації отриманих розрахункових результатів у часі.

Число *Струхаля* (St) застосовується для опису нестационарних та періодичних процесів у потоці й визначається як

$$St = \frac{fL}{v}, \quad (3.22)$$

де f – характерна частота процесу.

Цей критерій пов'язує часовий масштаб коливань із масштабом конвективного перенесення та дозволяє оцінити, наскільки швидко змінюється режим потоку порівняно з часом проходження контрольної ділянки. Для моделювання потоку в трубопроводі число *Струхаля* є важливим при аналізі пульсаційних режимів, коливань тиску та витрати, а також при вивченні несталих ефектів під час зміни режимів роботи системи. Забезпечення подібності за цим критерієм дає змогу відтворити характер часових коливань і динаміку реакції системи на зовнішні та внутрішні збурення.

Число *Прандтля* (Pr) характеризує співвідношення між в'язкою та тепловою дифузією в потоці і записується у вигляді

$$Pr = \frac{c_p \mu}{\lambda}, \quad (3.23)$$

де c_p – теплоємність за сталого тиску;

λ – коефіцієнт теплопровідності.

З фізичного погляду число *Прандтля* показує, яка з форм перенесення (в'язка або тепла дифузія) є більш інтенсивною. Для газів значення Pr зазвичай

знаходяться в діапазоні порядку одиниць, що свідчить про порівнянність масштабів в'язкої та теплової дифузії. У моделях потоку газорідинної суміші в трубопроводах число *Прандтля* використовується при розрахунку конвективного теплообміну між потоком і стінкою, оцінці впливу теплових втрат на температуру, густину та фазовий стан суміші.

Число *Нуссельта* (Nu) характеризує інтенсивність конвективного теплообміну порівняно з теплопровідністю і визначається як

$$Nu = \frac{\alpha L}{\lambda}, \quad (3.24)$$

де α – коефіцієнт теплообміну між потоком і стінкою трубопроводу.

Число *Нуссельта* відображає, наскільки конвективне перенесення тепла перевищує чисту теплопровідність. Значення $Nu > 1$ свідчать про наявність розвиненого конвективного теплообміну, причому чим більше Nu , тим інтенсивніше тепло передається від потоку до стінки або навпаки. У задачах моделювання потоку в трубопроводах критерій *Нуссельта* є ключовим для оцінки теплових втрат або надходження тепла, що впливають на термодинамічний стан суміші та, відповідно, на її гідродинамічну поведінку. Подібність за числом *Нуссельта* в поєднанні з подібністю за числами *Рейнольдса* та *Прандтля* забезпечує коректне масштабування процесів конвективного теплообміну в моделях різного масштабу.

Практично під час моделювання потоків досягти повної подібності, тобто одночасної рівності або близькості всіх критеріїв подібності в моделі та в натурі, дуже складно. Тому зазвичай застосовують часткову динамічну подібність, коли забезпечують збіг значень критеріїв, пов'язаних із дією певного домінуючого типу сил. Також, слід зазначити, що побудувати модель, яка б одночасно задовольняла умови подібності за числами *Рейнольдса* та *Фруда*, неможливо, оскільки для цих критеріїв характерний різний зв'язок між швидкостями в натурі та в моделі [125].

Оскільки в умовах продування саме сили тиску та внутрішнього тертя мають визначальний вплив на рух потоку, перевірку режимної подібності результатів

моделювання, отриманих на основі розробленої тривимірної моделі, виконано за числами *Ейлера* та *Рейнольдса*. З цією метою окремо зіставлено розрахункові значення чисел *Ейлера* (рисунок 3.11) та *Рейнольдса* (рисунок 3.12), отриманих в моделі (Eu_M , Re_M), із визначеними відповідними значеннями за даними промислових вимірювань (Eu_R , Re_R).



Рисунок 3.11 – Графічні порівняння чисел *Ейлера*, отриманих за моделю Eu_M та за фактичними промисловими замірами Eu_R

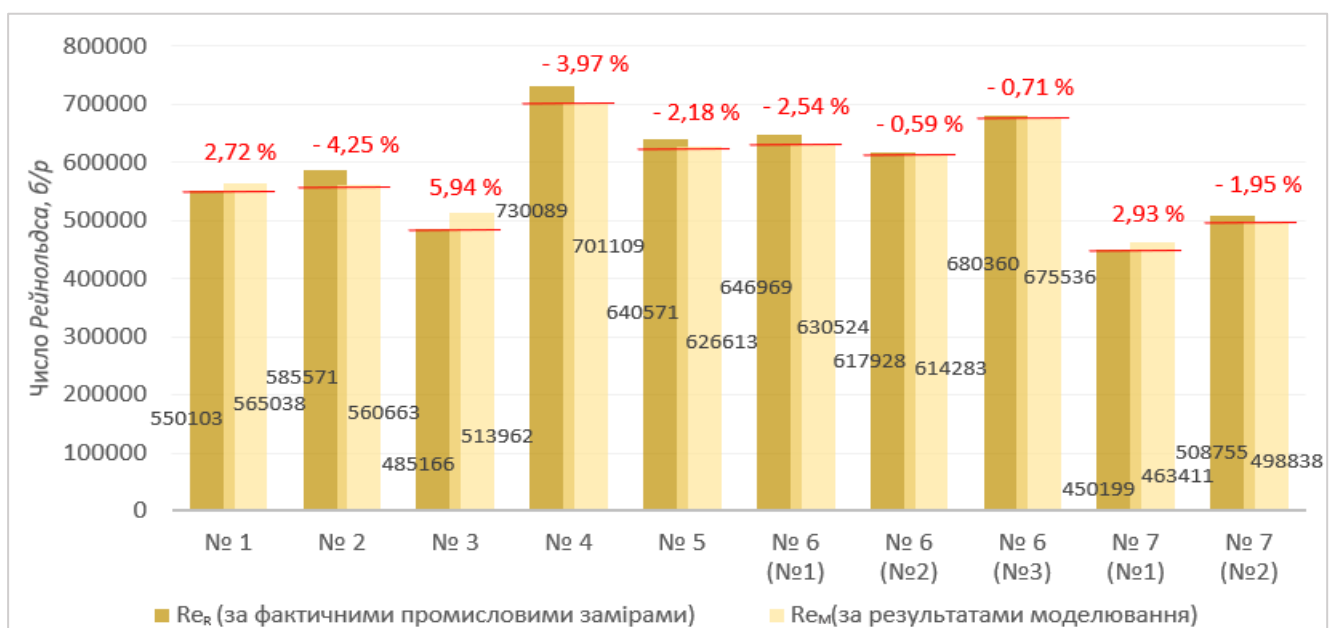


Рисунок 3.12 – Графічні порівняння чисел *Рейнольдса*, отриманих за моделю Re_M та за фактичними промисловими замірами Re_R

Результати, представлені на рисунках 3.11 та 3.12, демонструють, що змодельовані значення Eu_M та Re_M добре узгоджуються з відповідними промисловими Eu_R та Re_R . Абсолютне значення відносної похибки моделі за критерієм подібності числа *Ейлера* для досліджуваних свердловин не перевищує 7 %. За критерієм подібності числа *Рейнольдса* абсолютне значення відносної похибки моделі становить до 6 %. В комплексі отримані дані результати свідчать про збереження режимної подібності та коректне відтворення реальних умов продування в робочій моделі.

3.3 Розроблення регресійного рівняння з визначення витрати газу з урахуванням об'ємної частки рідкої фази

З метою визначення кількісного впливу вмісту рідини у потоці було введено параметр G_{gw}/G_{gd} , що характеризує відношення масової витрати «вологого» газу (G_{gw}) до «сухого» (G_{gd}) за однакових тисків (таблиці 3.4).

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків параметру G_{gw}/G_{gd}

Робочий тиск, МПа	Об'ємна частка рідини													
	0,00	0,0001	0,0002	0,0005	0,0008	0,001	0,002	0,005	0,008	0,01	0,02	0,05	0,08	0,10
	G_{gw}/G_{gd} , б/р													
0,20	1,0000	0,2820	0,2276	0,1726	0,1524	0,1442	0,1268	0,1031	0,0914	0,0850	0,0668	0,0447	0,0338	0,0274
0,25	1,0000	0,2964	0,2420	0,1855	0,1628	0,1477	0,1298	0,1077	0,0953	0,0911	0,0725	0,0504	0,0380	0,0331
0,30	1,0000	0,3050	0,2502	0,1956	0,1724	0,1515	0,1332	0,1116	0,0988	0,0945	0,0768	0,0547	0,0436	0,0375
0,35	1,0000	0,3101	0,2587	0,2037	0,1788	0,1570	0,1389	0,1168	0,1047	0,0987	0,0822	0,0606	0,0480	0,0420
0,40	1,0000	0,3120	0,2618	0,2068	0,1841	0,1595	0,1434	0,1214	0,1095	0,1049	0,0870	0,0641	0,0531	0,0471
0,45	1,0000	0,3145	0,2644	0,2122	0,1879	0,1657	0,1480	0,1261	0,1142	0,1100	0,0919	0,0708	0,0581	0,0531

Уже за об'ємної частки рідкої фази рівній 0,001 параметр G_{gw}/G_{gd} становить 0,1442 та 0,1657 відповідно при робочих тисках 0,2 МПа та 0,45 МПа, тобто 0,1 % рідини в газорідинному потоці в зазначеному діапазоні тисків знижує газову витрату приблизно на від 83,5 % до 85,6 %. Подальше збільшення рідкої фази призводить до зменшення введеного параметру. Так для $\alpha_l = 0,01$ залишкова газова

витрата становить лише від 8,5 % до 11,0 % від початкової за «сухого» газу, а при $\alpha_l = 0,10$ – не більше 5,4 % [36].

Побудовані криві відношення масової витрати «вологого» газу (G_{gw}) до «сухого» (G_{gd}) у досліджуваному діапазоні робочих тисків та об'ємних часток рідини мають близьку до степеневій форму (рисунк 3.13). Враховуючи дану особливість кожен криву G_{gw}/G_{gd} апроксимовано степеневою функцією (рисунк 3.14), яка з мінімальною похибкою відтворює сукупність CFD-даних.

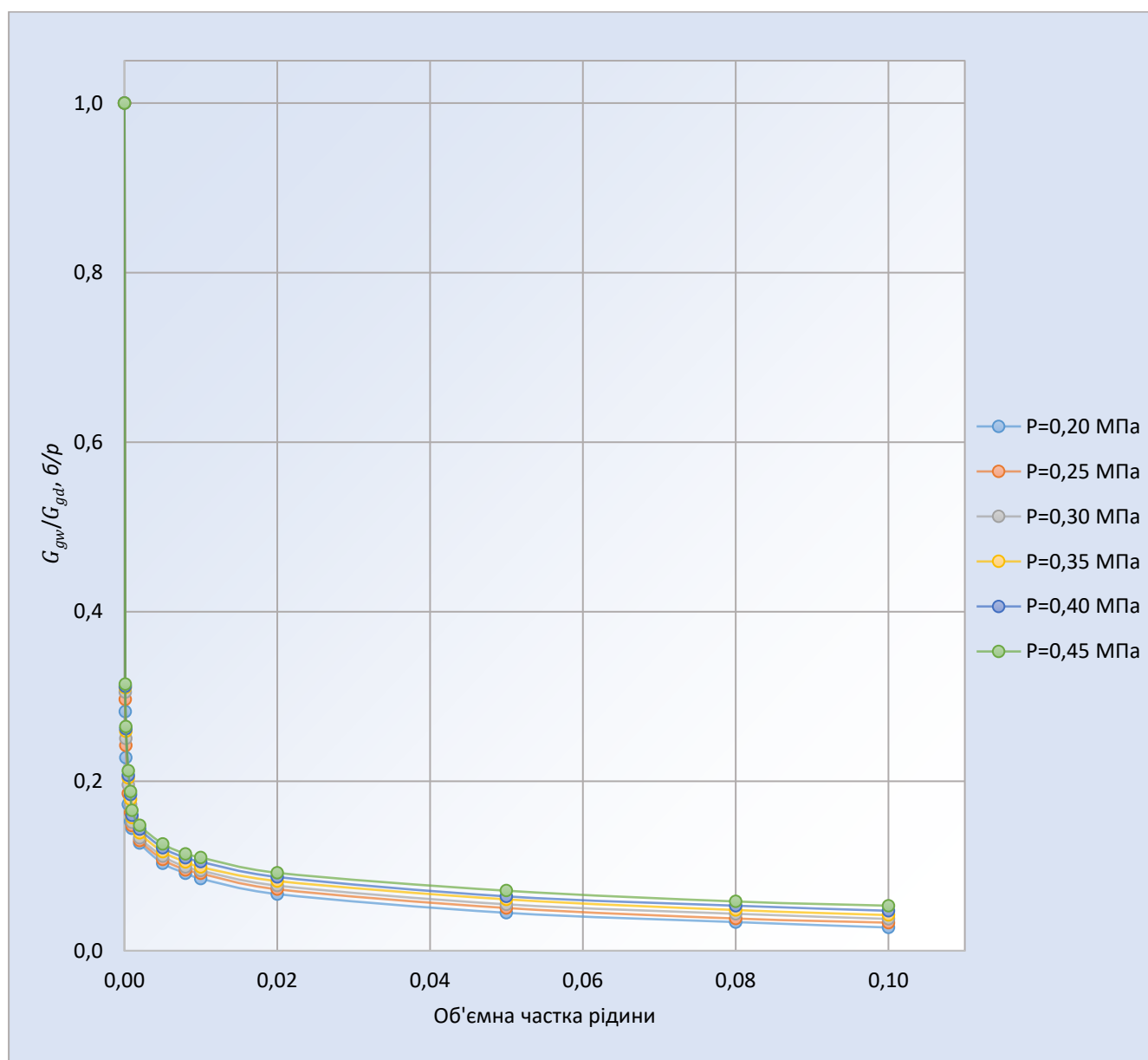
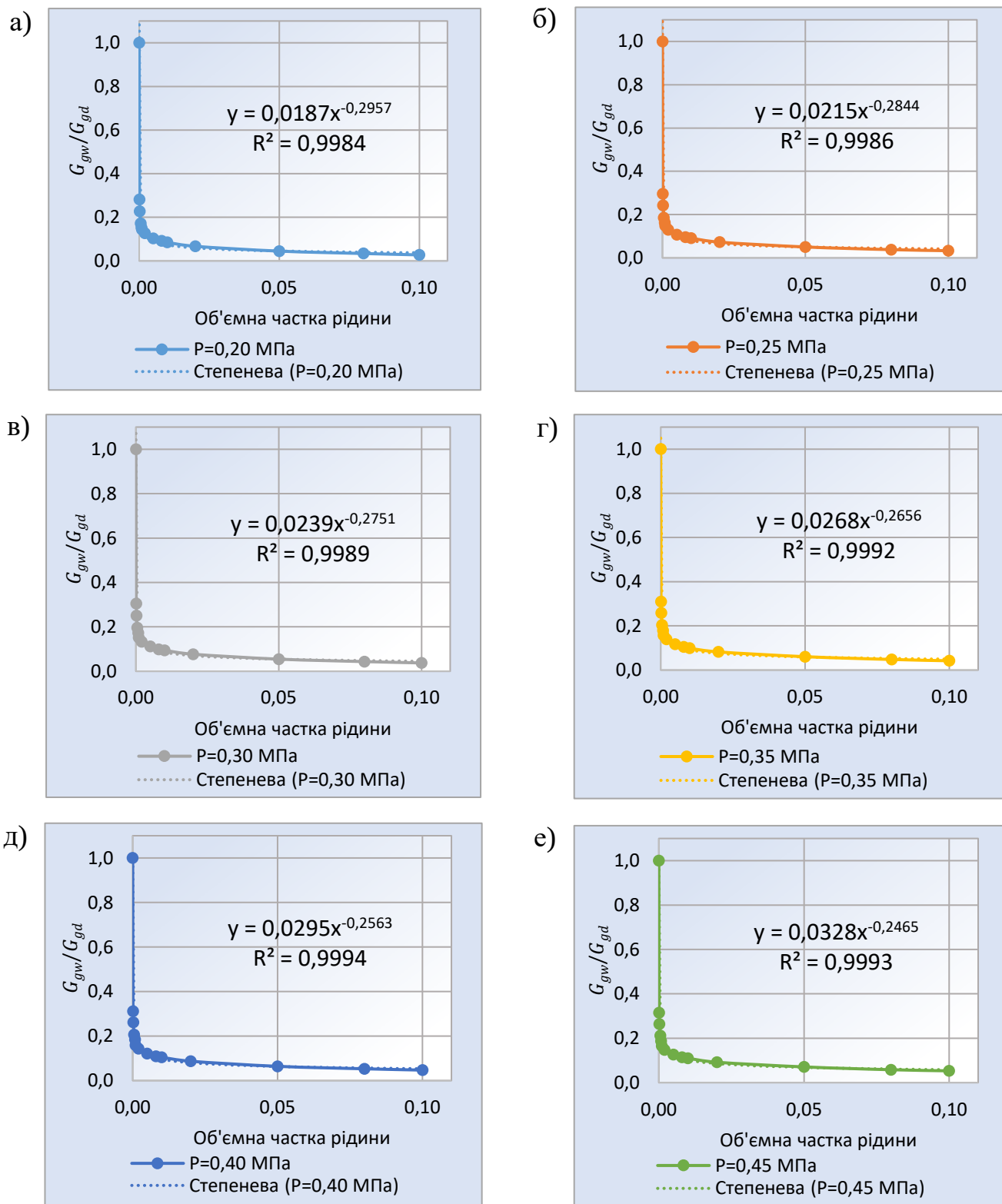


Рисунок 3.13 – Криві залежності параметру G_{gw}/G_{gd} від об'ємної частки рідини за різних значень робочого тиску



а) – за робочого тиску 0,20 МПа; б) – за робочого тиску 0,25 МПа;

в) – за робочого тиску 0,30 МПа; г) – за робочого тиску 0,35 МПа;

д) – за робочого тиску 0,40 МПа; е) – за робочого тиску 0,45 МПа

Рисунок 3.14 – Результати апроксимації кривих G_{gw}/G_{gd}

Аналіз отриманих кривих регресії, на всьому розглянутому інтервалі об'ємної частки рідини, підтверджує коректність вибору, оскільки для кожного рівня робочого тиску коефіцієнт детермінації (R^2) знаходиться в межах від 0,9984 до 0,9994, тобто апроксимації практично повністю відтворюють розрахункові дані, які представлені на рисунку 3.14.

Отримані функції степеневі залежності мають загальний вигляд

$$\frac{G_{gw}}{G_{gd}} = A \cdot \alpha_l^B, \quad (3.25)$$

де A – префактор функції, який масштабує її значення без зміни форми залежності, б/р;

B – показник, що задає кривизну степеневій залежності, б/р.

Визначені коефіцієнти степеневих функції для кожного рівня тиску зведено до таблиці 3.5. Пряма форма побудованих графіків залежностей коефіцієнтів A та B від робочого тиску свідчить про їх лінійну залежність, що підтверджується високими коефіцієнтами детермінації (R^2) від 0,9982 до 0,9991, одержаних за результатами застосування даного типу апроксимації (рисунок 3.15).

Таблиця 3.5 – Значення коефіцієнтів A та B степеневих регресійних залежностей для досліджуваного діапазону робочих тисків

Робочий тиск, МПа	Коефіцієнти, б/р	
	A	B
0,20	0,0187	-0,2957
0,25	0,0215	-0,2844
0,30	0,0239	-0,2751
0,35	0,0268	-0,2656
0,40	0,0295	-0,2563
0,45	0,0328	-0,2465

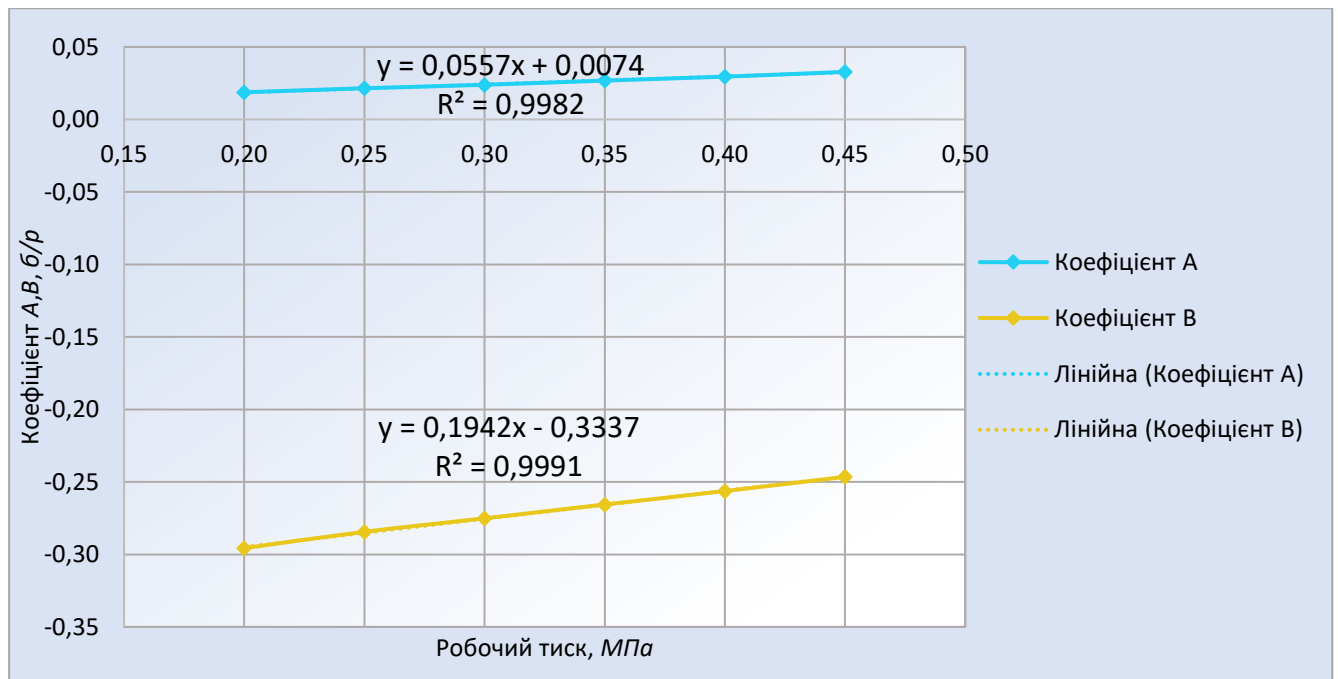


Рисунок 3.15 – Графіки залежності коефіцієнтів A та B від робочого тиску та результати їх апроксимації

Підставивши лінійні вирази коефіцієнтів A та B у загальне рівняння степеневій функції (3.25) отримуємо узагальнену регресійну формулу з визначення параметру G_{gw}/G_{gd}

$$\frac{G_{gw}}{G_{gd}} = (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337}, \quad (3.26)$$

де P – абсолютний тиск в трубопроводі перед вихідним отвором, МПа.

Для визначення масової витрати газу при продуванні газорідинної суміші (G_{gw}) рівняння (3.26) прийме вигляд

$$G_{gw} = G_{gd} \cdot (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337}. \quad (3.27)$$

Таким чином, знаючи витрату «сухого» газу G_{gd} , отримане регресійне рівняння (3.27) дає змогу інженерно розрахувати масову витрату газу за наявності у потоці рідкої фази при заданих параметрах тиску та об'ємної частки рідини.

Розділивши обидві частини рівняння (3.27) на густину газу за стандартних умов (ρ_0), одержуємо вираз для визначення об'ємної витрати газу за тих же умов

$$V_{gw} = V_{gd} \cdot (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337}, \quad (3.28)$$

де V_{gw} , V_{gd} – відповідно об'ємні витрати «вологого» та «сухого» газу приведених до стандартних умов, $\text{м}^3/\text{с}$.

Об'ємна витрата «сухого» газу V_{gd} ($\text{м}^3/\text{с}$) в умовах критичного витікання може бути розрахована за формулою (2.11), що базується на рівнянні Сен-Венана–Ванцеля [34]. Після підстановки даної формули в рівняння (3.28) отримуємо

$$V_{gw} = \frac{\mu \pi T_0 \sqrt{R_{\pi}}}{4 P_0} \cdot \frac{d^2 P}{\sqrt{\Delta T z}} \cdot (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337}. \quad (3.29)$$

Отже, отримане регресійне рівняння (3.29) прямо враховує вміст рідини та дає можливість розрахувати об'ємну витрату газу приведену до стандартних умов при газорідинному витіканні у досліджуваному діапазоні тисків та об'ємних часток рідини.

В умовах продування свердловин та їх газозбірних шлейфів для визначення коефіцієнта витрати μ факельний трубопровід, через вихідний отвір якого відбувається витікання газорідинної суміші, розглядається як зовнішня циліндрична насадка, довжина (l) якої значно перевищує її внутрішній діаметр (d). При цьому коефіцієнт витрати циліндричної насадки під час витікання потоку в газове середовище залежить від відносної довжини насадки l/d і числа *Рейнольдса* та можна знайти за емпіричною формулою [125]

$$\mu = \frac{1}{1,23 + \frac{58 \cdot l}{Re \cdot d}}. \quad (3.30)$$

З огляду на те, що під час продування термобаричні параметри зазвичай фіксують за приладами (манометром і термометром) на гирлі свердловини, а факельна лінія має протяжність близько від 100 до 130 м та обладнана засувками

задавочного блоку, які створюють додаткові місцеві опори, розрахункові значення коефіцієнта витрати змінюються у межах від 0,58 до 0,65. Зважаючи на відносно невеликий розкид отриманих значень, з метою спрощення інженерних розрахунків, для подальшого застосування було прийнято середнє $\mu \approx 0,62$.

Використовуючи зручні для інженерних розрахунків одиниці діаметру (d) у мм та тисків (P, P_0) у МПа, а також підставивши постійні велечини $\pi/4, R_n, P_0, T_0$ і усереднене значення μ в рівняння (3.29) отримуємо

$$V_{gw} = 0,0239 \cdot \frac{d^2 P}{\sqrt{\Delta T z}} \cdot (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337}. \quad (3.31)$$

Слід відмітити, що температура є одним із чинників, що впливають на процес витікання, насамперед через зміну властивостей фаз (густини газу, коефіцієнта стисливості, швидкості звуку, в'язкості, а також густини та в'язкості рідкої фази). Водночас в умовах продування шлейфів і свердловин виснажених газових та газоконденсатних родовищ визначальний вплив на швидкісні і витратні характеристики має сам факт наявності рідкої фази та її об'ємна частка α_l , тоді як зміна фізичних властивостей рідини в межах характерних температур, як правило, є другорядною.

Згідно з промисловими спостереженнями, внаслідок впливу градієнта температури ґрунту фактична робоча температура потоку під час продувань становить від 8 °С до 15 °С (від 281,15 К до 288,15 К). У цьому діапазоні зміна густини рідкої фази є незначною, тому її вплив на двофазний витік є несуттєвим порівняно з впливом тиску та параметрів газової фази. Регресійну частину рівняння отримано за результатами моделювання витоку при усередненому значенні температури, зафіксованому під час промислових вимірювань, а саме 12,75 °С (285,9 К). Зміна динамічної в'язкості рідини в межах від 8 °С до 15 °С відносно прийнятого усередненого значення також не призводить до істотної зміни результатів у межах інерційних, високореінольдсівських режимів, характерних для продувань.

Водночас у розробленій моделі регресійне рівняння сформовано як корекція до «сухої» критичної витрати газу, що визначається за рівнянням Сен-Венана–Ванцеля. У цій базовій частині температура враховується явно через член під коренем та через залежні від температури властивості газової фази, і відповідно впливає на розрахунок «сухої» витрати. Саме тому у регресійному коригувальному множнику температура окремим параметром не вводилась, оскільки регресія будувалась для вузького діапазону температур, характерного для реальних продувань.

Таким чином спрощене регресійне рівняння (3.31), адаптоване до умов продування свердловин та їхніх шлейфів через факельний трубопровід на амбар, дає змогу виконувати інженерні розрахунки для оцінювання об'ємної витрати газу під час здійснення цих операцій [36].

Висновки до розділу 3

1. Для дослідження газогідродинамічних процесів витіку газорідинної суміші під час продування створено тривимірну CFD модель, що складається з напірної трубної ділянки та області атмосферного оточення. У межах побудови моделі згенеровано тетраедричну сітку з локальним згущенням, застосовано VOF модель (базується на рівняннях збереження маси, імпульсу та перенесення об'ємної частки), а також турбулентну k – ϵ модель та алгоритм PISO. Граничні умови та властивості флюїдів налаштовано для типових режимів продування. За критерієм подібності чисел *Ейлера* та *Рейнольдса* встановлено високу режимну відповідність результатів за розробленою моделлю до реальних умов продування, що підтверджується низькими абсолютними значеннями відносної похибки для досліджуваних свердловин, яка для Eu не перевищує 7 % та для Re – 6 %.

2. За результатами моделювання встановлено вагомий вплив рідинної фази на швидкісно-енергетичні показники витікання. Із підвищенням робочого тиску швидкість у вихідному перерізі зростає, проте навіть незначні об'ємні частки рідини різко гальмують потік. Уже за $\alpha_l \geq 0,0001$ спостерігається кратне падіння швидкості, а за

$\alpha_l = 0,001$ зниження становить орієнтовно у 2,5 разів для $P = 0,45$ МПа та до 5,5 разів для $P = 0,20$ МПа порівняно з «сухим» випадком. Число *Маха* відтворює той самий тренд, при якому за відсутності рідини, в розглянутому діапазоні тисків від 0,20 МПа до 0,45 МПа, потік досягає критичного режиму ($Ma = 1$), тоді як додавання рідини вже при $\alpha_l \geq 0,0001$ переводить його у субзвукову область, особливо за нижчих тисків. Сукупні причини зниження швидкості та *Ма* пов'язані з масоінерційним внеском рідинної фази (масова частка якої уже за $\alpha_l = 0,001$ досягає до 37 %), ефективним звуженням прохідного перерізу, міжфазним зсувним тертям і додатковою дисипацією енергії на міжфазній поверхні, унаслідок чого зменшується доступний газу перепад тиску для розгону.

3. Показано значний вплив вмісту рідини у суміші на витрату газу, що зумовлено її тісним зв'язком з кінетичними параметрами потоку та геометричними обмеженнями. За високих тисків і $\alpha_l < 0,001$ витрата газу є максимальною, за відсутності рідини, в розглянутому інтервалі робочих тисків, вона набуває критичних значень. Із зростанням α_l витрата зменшується в рази через одночасне падіння швидкості та скорочення ефективного прохідного перерізу для газової фази. Уже за $\alpha_l = 0,001$ фіксується зниження масової витрати газу приблизно у 6,0 разів для $P = 0,45$ МПа і до 6,9 разів для $P = 0,20$ МПа відносно однофазного «сухого» витікання за однакових вхідних умов.

4. За отриманими CFD-даними розроблено регресійне рівняння, що прямо враховує вміст рідини у потоці, для розрахунків об'ємної витрати газу, приведеної до стандартних умов, під час газорідного витікання в розглянутому діапазоні тисків та об'ємних часток рідини. Отримано спрощене регресійне рівняння для інженерних розрахунків об'ємної витрати газу в умовах продування свердловин та їх шлейфів через факельний трубопровід на амбар.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [35, 36, 38].

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ВЕРИФІКАЦІЯ ТА РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПІД ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЕЙФІВ

Обґрунтовано доцільність експериментальних досліджень процесу продування в лабораторних умовах. Розроблено та змонтовано експериментальну установку, подано її принципову схему, викладено методику виконання лабораторних досліджень. Експериментально отримано масив емпіричних даних. За фактичними даними промислових і лабораторних досліджень виконано верифікацію розробленого регресійного рівняння для оцінювання об'ємної витрати газу при витіканні газорідинної суміші з трубопроводу. На основі регресійного рівняння розроблено методику визначення втрат газу під час продування свердловин і шлейфів газових та газоконденсатних родовищ.

4.1 Експериментальні дослідження процесу продувань в лабораторних умовах

Визначення достовірності розробленої математичної залежності, що враховує вплив різних об'ємних часток рідкої фази на зміну витрати газу під час витікання газорідинної суміші з факельного трубопроводу під надлишковим тиском, потребує узгодженого масиву емпіричних даних. Для цього слід зафіксувати фізичні властивості обох фаз та термобаричні параметри потоку безпосередньо перед вихідним отвором трубопроводу, що визначають умови режиму витікання. Додатково, для визначення достовірності рівняння необхідно мати дані про об'ємний вміст рідкої фази в газорідинному потоці. Тому, з цією метою були проведені експериментальні дослідження процесу продування в лабораторних умовах з реєстрацією ключових параметрів.

Задачами експериментальних досліджень є:

- визначення фактичного робочого тиску при продуванні газорідинної суміші;

- визначення фактичної об'ємної витрати газової фази;
- визначення фактичної усередненої об'ємної частки рідини в газорідинному потоці за час продування.

Експериментальні дослідження виконано в міжкафедральній лабораторії трубопровідного транспорту нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, а їх методику і основні результати викладено в [39].

Під час проведення лабораторних досліджень продування газорідинної суміші газовою фазою слугувало повітря, рідкою – технічна вода.

Для вирішення визначених задач розроблена і змонтована експериментальна установка (рисунок 4.1), що складається з трьох скляних труб 1, 2 та 3 внутрішнім діаметром 55 мм і довжиною 3,4 м кожна, з'єднаних трійником 4 (рисунок 4.2). Між центральним відводом трійника 4 та трубою 1 встановлено скляний відвід 5 із кутом 90° і радіусом вигину $1,5DN$. З'єднання виконано надрукованими на 3D-принтері фланцями 6, приклеєними до труб і ущільненими гумовими прокладками. На вільному торці труби 1 змонтовано манометр 7, до труби 2 під'єднано фланець подачі стисненого повітря 8 та газовий лічильник 9, до труби 3 – фланець подачі технічної води 10. З боку труби 2 установка укомплектована компресором 13 (Ессоair: $N = 7,5 \text{ кВт}$, $P_{\text{max}} = 15 \text{ бар}$, об'єм ресивера 500 л) [39].

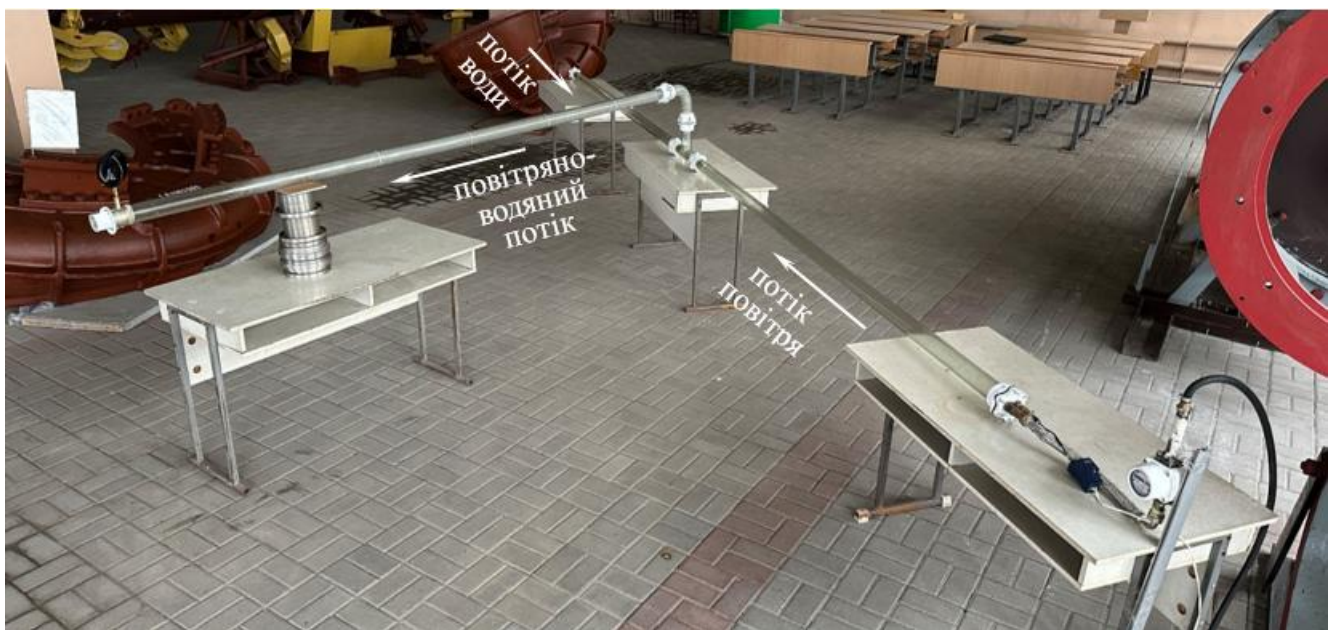
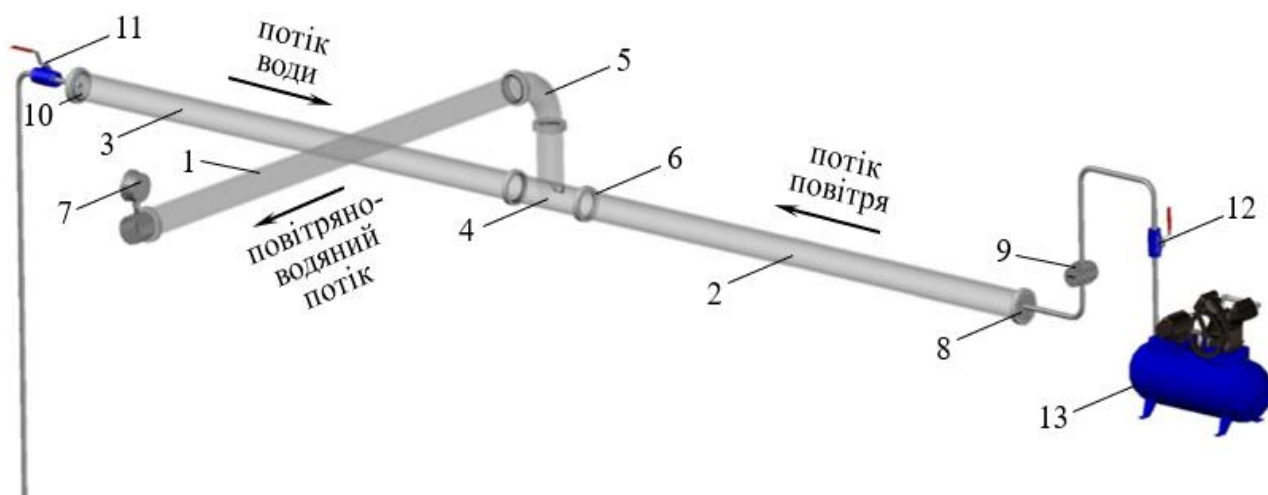


Рисунок 4.1 – Експериментальна установка



- 1, 2, 3 – скляні труби; 4 – трійник; 5 – скляний відвід;
 6 – з'єднувальні фланці; 7 – манометр; 8 – фланець подачі стисненого повітря;
 9 – газовий лічильник; 10 – фланець подачі технічної води;
 11, 12 – запірні крани; 13 – повітряний компресор

Рисунок 4.2 – Принципова схема експериментальної установки

Методика виконання експериментальних досліджень наступна. Перед кожним дослідом система заповнювалася водою через кран 11 під'єднаний до труби 3. Далі, послідовно перекриваючи та відкриваючи відповідні крани 11 та 12, сухе стиснене повітря з ресивера компресора 13 подавалося до системи. Потік повітря під дією надлишкового тиску витісняв накопичену воду через вільний торець труби 1 у вигляді рідинних пробок і двофазного (повітряно-водяного) потоку. У процесі експериментів фіксувалися значення тиску в зоні витоку та витрата повітря за показами манометра 7 та лічильника 9. Тиск регулювався краном на лінії подачі повітря. Об'єм витісненої води визначався геометрично як різниця між обсягами рідини, накопиченої в системі до та після продування. Усереднене значення об'ємної частки рідини в потоці розраховувалося аналітичним методом на підставі фактичних даних про видутий об'єм повітря, приведений до робочих умов, та об'єм води за час продування [39].

Отримані експериментальні дані за результатами лабораторних випробувань (рисунок 4.3) зведено у таблицю 4.1.



Рисунок 4.3 – Експериментальне випробування

Таблиця 4.1 – Фактичні виміряні експериментальні параметри продувань

№ дослідження	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5
Середній тиск повітря за час продувань $P_{сер.}, МПа$	0,225	0,21	0,24	0,245	0,22
Середня температура повітря за час продувань $T_{сер.}, K$	283	283	283	283	283
Густина повітря за стандартних умов $\rho_0, кг/м^3$	1,205	1,205	1,205	1,205	1,205
Діаметр вихідного отвору $d, мм$	55	55	55	55	55
Тривалість продувань $t, с$	12,5	15	10,5	10	13
Об'єм повітря на продувку, виміряний лічильником $Q_f, ст. м^3$	1,152	1,193	1,211	1,173	1,122
Об'єм винесеної води $V, м^3$	0,0048	0,0071	0,0033	0,0031	0,0062
Об'єм повітря на продувку, виміряний лічильником (приведений до робочих умов) $Q_{ф роб}, м^3$	0,4956	0,5502	0,4881	0,463	0,4937
Усереднена об'ємна частка води в потоці за час продувань α_t	0,0096	0,0127	0,0067	0,0067	0,0124

4.2 Верифікація розробленого рівняння з визначення витрати газу за даними польових та лабораторних випробувань

Для оцінювання достовірності виведеного в третьому розділі регресійного рівняння з визначення об'ємної витрати газу при газорідинному витіканні, яке

безпосередньо враховує вміст рідкої фази в потоці, виконано його повну верифікацію на основі фактичних даних промислових та лабораторних досліджень.

Оскільки, під час промислових досліджень продувань фактична динаміка об'ємної частки рідини в газорідинному потоці не відстежувалася через відсутність відповідних технологічних засобів, для верифікації рівняння за промисловими даними зазначений параметр обчислювався розрахунковим методом. Тому з метою визначення усередненого значення α_i в програмному забезпеченні Pipesim були розраховані об'єми рідинних накопичень в свердловинах, що відповідали параметрам їх експлуатації до початку та після завершення продувань (таблиця 4.2). Об'єми рідкої фази, що були винесенні потоком за час продувань, обчислювалися як різниця між отриманими значеннями рідинних накопичень у свердловинах до та після операції. Результати розрахунків α_i , виконаних аналітичним методом на основі визначених об'ємів винесеної рідини та вимірних обсягів втрат природного газу, зведено в таблицю 4.3 [36].

Таблиця 4.2 – Параметри експлуатації свердловин до початку та після продувань під час промислових досліджень

№ свердловини (№ дослідження)	Пластовий тиск $P_{res.}$, МПа (надл.)	До продувань				Після продувань			
		Вибірний тиск $P_{b.h.(b)}$, МПа (надл.)	Трубний тиск $P_{w.h.(b)}$, МПа (надл.)	Дебіт свердловини, $Q_{g(b)}$, тис.ст.м ³ /добу	Об'єм рідинних накопичень $V_{l(b)}$, м ³	Вибірний тиск $P_{b.h.(a)}$, МПа (надл.)	Трубний тиск $P_{w.h.(a)}$, МПа (надл.)	Дебіт свердловини, $Q_{g(a)}$, тис.ст.м ³ /добу	Об'єм рідинних накопичень $V_{l(a)}$, м ³
№ 1	3,42	2,98	1,43	4,9	0,4908	1,77	1,47	14,8	0,0121
№ 2	9,12	4,01	1,55	19,9	0,5032	2,54	1,57	22,8	0,1314
№ 3	11,04	4,78	1,43	17,2	0,7875	2,92	1,47	19,7	0,2713
№ 4	5,31	4,48	1,20	21,2	0,9936	3,37	1,27	44,2	0,1655
№ 5	3,21	3,04	1,00	2,9	0,3471	2,26	0,98	14,5	0,0499
№ 6 (№1)	4,87	2,41	1,50	15,0	0,0627	2,16	1,49	16,0	0,0367
№ 6 (№2)	4,87	2,68	1,47	13,9	0,1659	2,16	1,49	16,0	0,0367
№ 6 (№3)	4,87	2,55	1,49	14,5	0,1089	2,16	1,49	16,0	0,0367
№ 7 (№1)	14,83	6,63	2,54	19,8	1,1243	4,02	2,55	23,0	0,0684
№ 7 (№2)	14,83	6,83	2,54	19,5	1,2337	4,02	2,55	23,0	0,0684

Таблиця 4.3 – Результати розрахунків об’ємної частки рідини в газорідинному потоці за даними промислових досліджень

№ свердловини (№ дослідження)	Об’єм винесеної рідини $V_r, \text{м}^3$	Об’єм газу на продувку, виміряний лічильником (приведений до робочих умов) $Q_{\text{проб}}, \text{м}^3$	Усереднена об’ємна частка рідини в газорідинному потоці за час продувань α_i
№ 1	0,4787	378,4184	0,0013
№ 2	0,3718	357,6089	0,0010
№ 3	0,5162	385,0886	0,0013
№ 4	0,8281	388,9512	0,0021
№ 5	0,2972	617,0304	0,0005
№ 6 (№1)	0,0260	45,8481	0,0006
№ 6 (№2)	0,1292	241,7800	0,0005
№ 6 (№3)	0,0722	140,8189	0,0005
№ 7 (№1)	1,0559	839,9299	0,0013
№ 7 (№2)	1,1653	813,1777	0,0014

Слід відмітити, що у таблиці 2.2 наведено газоводяні фактори для семи свердловин у режимі експлуатації, тобто за параметрів відносно стабільного видобутку до моменту, коли через поступове накопичення рідини погіршується гідравлічний режим. Ці значення використовувалися для формування моделей флюїдів та подальшої оцінки швидкісного режиму в насосно-компресорних трубах і газозбірних шлейфах. За фізичним змістом газоводяний фактор у режимі експлуатації характеризує поточне надходження води разом із газом за сталого (або близького до сталого) режиму. Водночас за експлуатаційного режиму величина газоводяного фактора у поєднанні з відповідними термобаричними та продуктивними параметрами системи «пласт – свердловина – шлейф» значною мірою визначає інтенсивність накопичення рідини у стовбурі свердловини та в понижених ділянках газозбірного шлейфу.

Під час продування газоводяний фактор, як правило, зростає у десятки-сотні разів, що пов’язано з винесенням раніше акумульованої рідини внаслідок різкого зниження тиску і відповідного збільшення швидкості потоку. Ступінь цього зростання та тривалість продування залежать від термобаричних і продуктивних параметрів уже для режиму продування, які визначають інтенсивність винесення рідинних накопичень.

При цьому усереднена за час продування об'ємна частка рідини визначається співвідношенням винесеного об'єму рідини до загального об'єму газорідинної суміші, втраченого за період операції. З огляду на зазначене між газоводяним фактором у таблиці 2.2 та об'ємною часткою рідини у таблиці 4.3 не обов'язково має спостерігатися залежність, оскільки ці показники в таблицях належать до різних гідродинамічних станів, що відповідають умовам експлуатації та продування.

Хоча усереднена за час продування об'ємна частка рідини визначалася за обсягами винесеної рідини, розрахованими в ПК PipeSim, для моделювання вертикального газорідинного потоку було застосовано модифіковану кореляцію Грея, яка, за результатами досліджень Кумара, продемонструвала одну з найкращих узгодженостей у прогнозуванні завантаження свердловин рідиною порівняно з іншими протестованими кореляціями [111].

За розробленим рівнянням (3.29) на основі даних промислових вимірювань, визначених значень усередненої об'ємної частки рідини та при застосуванні середнього коефіцієнта витрати (значення якого обґрунтовано в підрозділі 3.3) оцінено розрахункові значення втрат газу (таблиця 4.4). Графічні порівняння результатів розрахунку за формулою та промислових досліджень представлені на рисунку 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахункові значення втрат газу за час продувань свердловин визначенні за даними промислових досліджень

№ свердловини (№ дослідження)	Фактичний об'єм вимірюний лічильником Q_f , ст. м ³	Розрахунковий об'єм Q_p , ст. м ³	Відносна похибка розрахунку %
№ 1	1065	1133	6,40
№ 2	979	983	0,41
№ 3	894	885	-0,98
№ 4	1461	1480	1,27
№ 5	1641	1562	-4,83
№ 6 (№1)	128	126	-1,31
№ 6 (№2)	645	653	1,21
№ 6 (№3)	413	420	1,64
№ 7 (№1)	2488	2481	-0,29
№ 7 (№2)	2465	2626	6,55

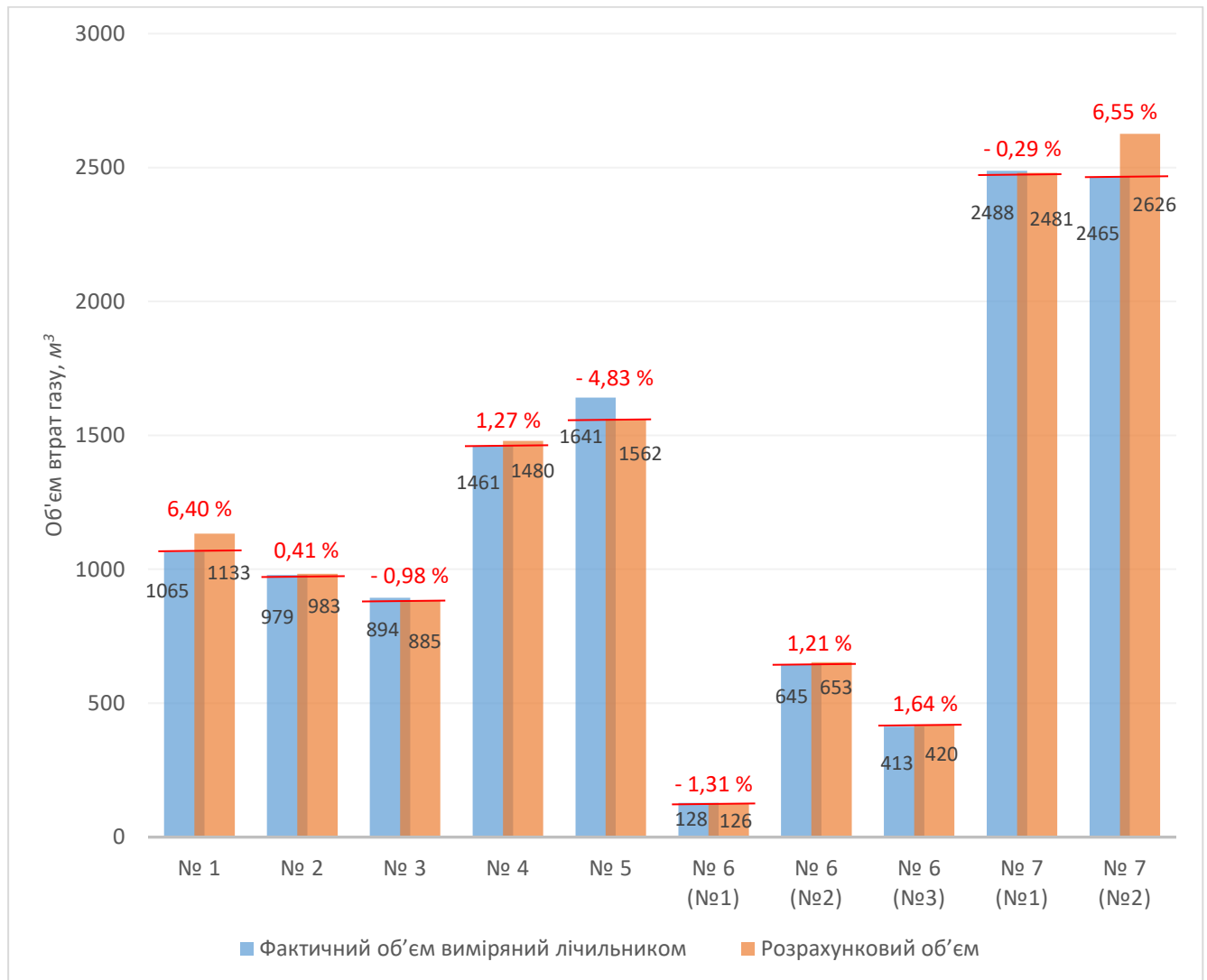


Рисунок 4.4 – Графічні порівняння результатів розрахунку за формулою та промислових досліджень

Порівняння фактичних об'ємів газу, виміряних під час промислових випробувань, із розрахунковими значеннями втрат газу при продуваннях демонструє, що отримані результати за рівнянням (3.29) мають високу відповідність, оскільки абсолютне значення відносної похибки для досліджуваних свердловин не перевищує 7 % [36].

Узагальнене порівняння результатів, одержаних за запропонованим рівнянням і за існуючими методиками, наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Узагальнене порівняння результатів, одержаних за запропонованим рівнянням і за існуючими методиками

Розрахункова формула методики з визначення втрат газу за час продувань		№ свердловини (№ дослідження)									
		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6 (№1)	№ 6 (№2)	№ 6 (№3)	№ 7 (№1)	№ 7 (№2)
Фактичні обсяги заміряні лічильником	Об'єм газу, ст. м ³	1065	979	894	1461	1641	128	645	413	2488	2465
$Q = \frac{2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{86,4 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [95]	Об'єм газу, ст. м ³	7492	6079	6233	10182	8022	678	3332	2199	17748	19144
	Відн. похибка, %	603,5	521,0	597,2	596,9	388,8	429,5	416,5	432,5	613,3	676,6
$Q = \frac{83,3 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{\sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [96]	Об'єм газу, ст. м ³	7489	6077	6231	10178	8019	678	3330	2198	17741	19136
	Відн. похибка, %	603,2	520,7	596,9	596,6	388,7	429,3	416,3	432,3	613,1	676,3
$Q = 2960 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot P \cdot t$ [97]	Об'єм газу, ст. м ³	10247	8433	8196	14173	10767	925	4602	2885	24704	25707
	Відн. похибка, %	862,2	761,4	816,8	870,1	556,1	622,7	613,4	598,5	892,9	942,9
$Q = \frac{10,2 \cdot P \cdot d^2 \cdot t}{432 \cdot \sqrt{\Delta \cdot T \cdot Z}}$ [98]	Об'єм газу, ст. м ³	7642	6201	6358	10385	8182	691	3398	2243	18103	19527
	Відн. похибка, %	617,6	533,4	611,2	610,8	398,6	440,1	426,9	443,2	627,6	692,2
$Q = \mu \omega_0 \sqrt{R_y} \frac{P \cdot T_0}{P_0} \cdot \sqrt{\frac{1}{T \cdot M_M} \cdot k \cdot \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} t$ [99]	Об'єм газу, ст. м ³	5363	4347	4481	7267	5754	483	2400	1505	13127	13677
	Відн. похибка, %	403,6	344,0	401,3	397,4	250,6	277,1	272,1	264,4	427,6	454,9
$Q = 1,2 \cdot q \cdot t$ [100]	Об'єм газу, ст. м ³	777	1007	1001	2329	846	77	399	228	1706	1591
	Відн. похибка, %	-27,0	2,9	12,0	59,4	-48,5	-40,1	-38,2	-44,7	-31,4	-35,5
$Q = \frac{1,5}{1440} \cdot q \cdot t$ [95]	Об'єм газу, ст. м ³	971	1259	1252	2911	1057	96	499	285	2132	1989
	Відн. похибка, %	-8,8	28,6	40,0	99,3	-35,6	-25,1	-22,7	-30,9	-14,3	-19,3
$Q = \frac{\mu \pi T_0 \sqrt{R_p}}{4 P_0} \cdot \frac{d^2 P}{\sqrt{\Delta T Z}} \cdot (0,0557 \cdot P + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P - 0,3337} \cdot t$	Об'єм газу, ст. м ³	1133	983	885	1480	1562	126	653	420	2481	2626
	Відн. похибка, %	6,4	0,4	-1,0	1,3	-4,8	-1,3	1,2	1,6	-0,3	6,6

Для оцінювання достовірності рівняння за результатами лабораторних досліджень було розраховано об'єми видутого повітря та зіставлено їх із масивом даних, отриманих під час експериментальних вимірювань (таблиця 4.6).

Таблиця 4.6 – Розрахункові значення видутого повітря за час продувань визначенні за даними лабораторних випробувань

№ дослідження	Фактичний об'єм виміряний лічильником Q_f , <i>ст. м³</i>	Розрахунковий об'єм Q_p , <i>ст. м³</i>	Відносна похибка розрахунку %
№ 1	1,152	1,217	5,68
№ 2	1,193	1,222	2,47
№ 3	1,211	1,247	2,97
№ 4	1,173	1,226	4,53
№ 5	1,122	1,142	1,77

Графічні порівняння результатів розрахунку за формулою та лабораторних досліджень представлені на рисунку 4.5.

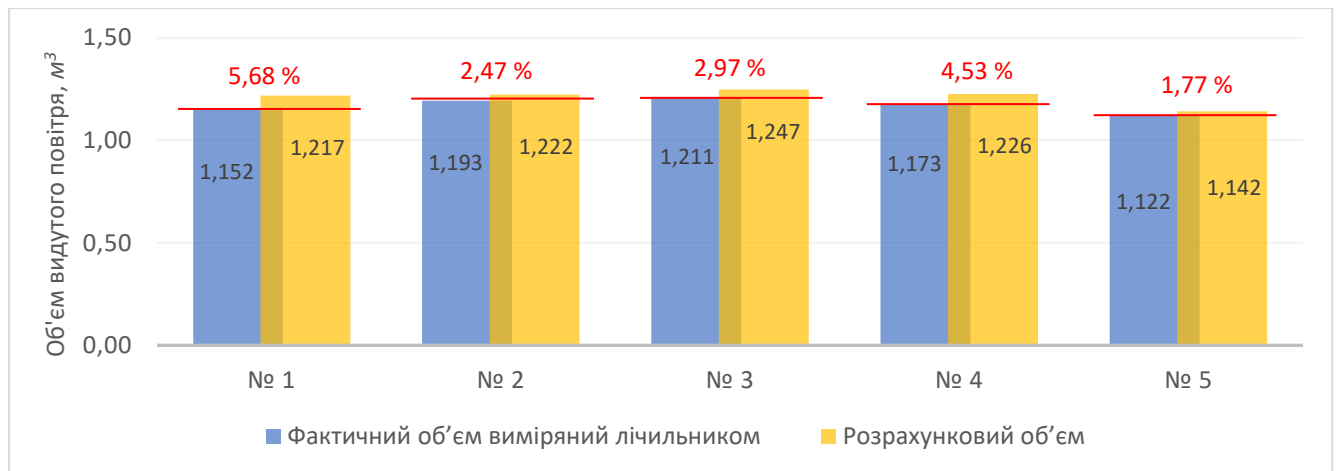


Рисунок 4.5 – Графічні порівняння результатів розрахунку за формулою та лабораторних досліджень

Згідно з аналізом зіставлення фактичних і розрахункових об'ємів видутого повітря абсолютне значення відносної похибки для всієї серії випробувань не перевищує 6 %, що також свідчить про високу узгодженість результатів, отриманих за рівнянням (3.29), із даними лабораторних випробувань.

Досить добра збіжність результатів за даними промислових та лабораторних досліджень підтверджує придатність запропонованого регресійного рівняння (3.29) для оцінювання об'ємної витрати газу під час витікання газорідинної суміші з трубопроводу, а також для виконання інженерних розрахунків втрат газу, що

виникають під час продувань шлейфів і свердловин виснажених газових та газоконденсатних родовищ.

Оскільки процес продування шлейфів і свердловин належить до нестационарних режимів, у реальних умовах протягом операції можливі нерівномірні режими винесення рідини, зокрема у вигляді пробкових утворень, хвильової плівки та краплинного переносу. Такі структури зумовлюють короточасні локальні підвищення вмісту рідкої фази в потоці, які не відображаються у значеннях, усереднених за весь час продування (у таблиці 4.3). Саме тому досліджуваний у роботі діапазон об'ємної частки рідини α_l до 10 % був заданий свідомо як розширений інтервал, що охоплює не лише середні значення, характерні для промислових спостережень, але і потенційні локальні стани, які можуть реалізовуватися під час перехідних та пульсаційних режимів винесення рідини. Додатково слід враховувати, що середній вміст рідини під час продування визначається продуктивними та термобаричними параметрами системи «пласт – свердловина – шлейф», які впливають на інтенсивність винесення рідини і тривалість операції, унаслідок чого усереднені значення α_l можуть відрізнятися для різних свердловин і режимів продування.

Враховуючи, що за реальних процесів продування режим витікання газорідинної суміші характеризується відносно вираженою міжфазною межею під час CFD-моделювання було використано модель VOF (Volume of Fluid), яка є оптимальною для прогнозування багатофазних потоків із чітко розділеними фазами. У межах такої прийнятої багатофазної постановки в моделі VOF властивості газорідинної суміші в кожній розрахунковій комірці визначалися через об'ємно-зважені залежності (3.2) та (3.6), а саме $\rho_{mix} = \alpha_l \rho_l + (1 - \alpha_l) \cdot \rho_g$, $\mu_{mix} = \alpha_l \mu_l + (1 - \alpha_l) \cdot \mu_g$. При цьому лінійне усереднення густини відповідає балансу фаз за заданої об'ємної частки α_l , тоді як лінійне усереднення в'язкості розглядається як спрощене замикавання, оскільки ефективна в'язкість двофазного потоку істотно залежать від структури течії (плівка, пробкові утворення, дисперсні включення), ковзання фаз та міжфазної взаємодії. Отже, наведені «адитивні»

вирази використовуються як елемент замикання в CFD-постановці для обчислення властивостей у комірці, тоді як реальна фізика двофазного витікання відтворюється через розв'язання багатофазних рівнянь VOF та врахування міжфазних ефектів (зокрема переносу об'ємної частки, поверхневого натягу та міжфазної взаємодії).

З огляду на зазначене, однофазне рівняння Сен-Венана–Ванцеля в роботі не застосовувалося як модель для опису двофазного критичного витікання. Воно використано як базова оцінка «сухої» критичної витрати газу, тоді як вплив рідкої фази враховано інтегрально через безрозмірний коригувальний множник G_{gw}/G_{gd} , отриманий регресійною обробкою CFD-результатів. Такий підхід фактично акумулює сумарний внесок двофазних ефектів (міжфазного тертя, додаткової інерції рідкої фази, зміни структури течії, а також пов'язаних зі стисливістю гомогенізованої суміші ефектів, які в окремих моделях описуються залежностями для швидкості звуку типу формули Вуда) у вигляді практично придатної поправки до «сухого» випадку. Достовірність цього інтегрального врахування підтверджена верифікацією за лабораторними та промисловими даними в межах досліджених параметрів.

4.3 Розроблення методики з визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів з урахуванням об'ємної частки рідкої фази у потоці

Через відсутність технологічних засобів для безпосередньої фіксації об'єму видутого газу під час продувань свердловин і шлейфів на газовидобувних підприємствах застосовують різні наявні методики визначення втрат газу. Водночас, з огляду на те, що в процесі продування формується газорідинний потік, основна проблема використання цих методик полягає в тому, що їхні розрахункові формули не містять жодних параметрів, які враховують вміст рідкої фази в потоці, що, у підсумку, призводить до отримання некоректних результатів.

Щоб вирішити вищезазначений недолік на основі отриманого регресійного рівняння (3.31), що є спрощенням розробленого рівняння (3.29), достовірність якого підтверджено в попередньому підрозділі, розроблено методику визначення

втрата газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці.

Запропонована методика ґрунтується на наведеному нижче алгоритмі.

1. Втрати природного газу при продувці Q_{Γ} (м^3) через факельний трубопровід на амбар обчислюються за формулою

$$Q_{\Gamma} = q_{\Gamma} \cdot \tau, \quad (4.1)$$

де q_{Γ} – середня об'ємна витрата газу за стандартних умов, $\text{м}^3/\text{с}$;

τ – тривалість продування, с .

2. Визначення усередненої об'ємної витрати газу q_{Γ} ($\text{м}^3/\text{с}$), що витікає за час продування, здійснюється за формулою (3.31).

3. Відносна густина газу за повітрям за стандартних умов Δ визначається за формулою

$$\Delta = \frac{\rho_{\Gamma}}{1,205}, \quad (4.2)$$

де ρ_{Γ} – густина газу за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$.

4. Визначення середньої температури газу T_c (K) в факельному трубопроводі за час продування виконується за формулою

$$T_c = \frac{T_{\Pi} + T_{\text{к}}}{2}, \quad (4.3)$$

де T_{Π} – температура газу на початку продування, K ;

$T_{\text{к}}$ – температура газу в кінці продування, K .

5. При визначенні середнього тиску в факельному трубопроводі за час продування P_c (МПа) за даними систем моніторингу розрахунок показника здійснюється шляхом зважування значень абсолютного тиску за часом при

мінімально можливій тривалості інтервалів із подальшим визначенням середньоарифметичного значення за формулою

$$P_c = \frac{\frac{P_0+P_1}{2} \cdot t_1 + \frac{P_1+P_2}{2} \cdot t_2 + \dots + \frac{P_{n-1}+P_n}{2} \cdot t_n}{n \cdot (t_1 + t_2 + \dots + t_n)}, \quad (4.4)$$

де $P_0, P_1, \dots, P_n$ – значення абсолютного тиску в кожній точці фіксації системою моніторингу, починаючи з тиску безпосередньо перед продуванням (P_0), МПа;

$t_1, t_2, \dots, t_n$ – тривалість інтервалів між відповідними точками фіксації тиску системою моніторингу, с;

n – кількість інтервалів між точками фіксації тиску системою моніторингу протягом продування.

6. Коефіцієнт стисливості газу z при P_c та T_c визначається розрахунковим шляхом за формулою

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{P_c \cdot \Delta^{1,3}}{T_c^{3,3}}. \quad (4.5)$$

За останні роки в Україні набрали чинності міжнародні стандарти, які дозволяють точніше враховувати реальні властивості газових сумішей як за стандартних, так і за робочих умов. Визначення термодинамічних властивостей газових сумішей у робочих умовах може виконуватися на основі підходів, що використовують вільну енергію Гельмгольца, або із застосуванням сучасних рівнянь стану, зокрема рівняння Редріха–Квонга. Такі методи, як правило, є точнішими, однак потребують значного обсягу вхідних даних (детального компонентного складу газу, табличних параметрів чистих компонентів, бінарних коефіцієнтів взаємодії, правил змішування тощо) та, у багатьох реалізаціях, ітераційних процедур розв’язання, що ускладнює практичне застосування під час оперативних інженерних розрахунків.

За умов обмеженого набору вихідних даних для оцінювання коефіцієнта стисливості може застосовуватися формула Касперовича (4.5), яка реалізує

безітераційний алгоритм і потребує, окрім робочих значень тиску та температури, лише відносної густини газу за повітрям за стандартних умов. Зазначена залежність застосовна в межах типового діапазону параметрів, зокрема для тисків до 8 МПа, інтервалу температур від 0 °С до 50 °С та відносної густини газу до 0,7. За виконаним порівнянням для умов свердловини №1 у режимі продування отримано близькі значення коефіцієнта стисливості, так за формулою Касперовича $z = 0,993$, а за рівнянням Редріха–Квонга $z = 0,992$. Відносна різниця між результатами становить близько 0,1 %, що є прийнятним для інженерних оцінок у межах похибок вихідних промислових даних.

Також слід зазначити, що коефіцієнт стисливості z за стандартних умов може відрізнятися від 1, однак за $P = 0,1013$ МПа та $T = 293,15$ К він, як правило, є дуже близьким до одиниці. Для розглянутого складу газу за рівнянням Редріха–Квонга отримано $z_{\text{ст}} = 0,997$, що відповідає відхиленню від 1 приблизно на 0,3 %.

З огляду на те, що запропоноване регресійне рівняння розроблене для інженерних розрахунків витрати/втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин, наведені порівняльні результати дозволяють вважати прийнятним використання коефіцієнта стисливості за формулою Касперовича для робочих умов, а для стандартних умов – застосування $z_{\text{ст}} = 1$ як спрощення, яке має малий вплив на кінцевий результат у межах досліджених параметрів.

7. Визначення середньої об'ємної частки рідини в газорідинному потоці α_l за час продування виконується за формулою

$$\alpha_l = \frac{V_p}{V_p + Q_{г\ p}}, \quad (4.6)$$

де V_p – об'єм винесеної рідини за час продування (при відсутності обладнання для обліку визначається як різниця між обсягами накопичення рідини, що відповідають параметрам експлуатації свердловин та шлейфів до та після продування), м^3 ;

$Q_{г\ p}$ – об'єм газу на продування, приведений до робочих умов, в м^3 , що визначається за формулою

$$Q_{\Gamma p} = Q_{\Gamma} \cdot \frac{T_c \cdot z}{2893,9 \cdot P_c} \quad (4.7)$$

8. При попередньо невідомому значенні об'ємної частки рідини в потоці визначення об'єму втрат природного газу при продуванні здійснюється за допомогою вирішення методом послідовних наближень системи з двох рівнянь

$$\begin{cases} Q_{\Gamma} = 0,0239 \cdot \frac{d^2 \cdot P_c}{\sqrt{\Delta \cdot T_c \cdot z}} \cdot (0,0557 \cdot P_c + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P_c - 0,3337} \cdot \tau \\ \alpha_l = \frac{V_p}{V_p + Q_{\Gamma} \cdot \frac{T_c \cdot z}{2893,9 \cdot P_c}} \end{cases} \quad (4.8)$$

Таким чином, у разі відсутності або тимчасової несправності засобів вимірювальної техніки, запропонована методика може використовуватись для розрахунку близьких до фактичних обсягів газу втраченого за час проведення продувань через факельний трубопровід на амбар газорідинної суміші зі свердловин і шлейфів газових та газоконденсатних родовищ. При цьому застосовність методики обмежується діапазоном усередненої за час продування об'ємної частки рідкої фази в потоці від 0 до 0,1 та діапазоном робочого абсолютного тиску від 0,2 до 0,45 МПа.

Розроблену методику визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці впроваджено у філії АТ «Укргазвидобування» Український науково-дослідний інститут природних газів.

Висновки до розділу 4

1. Розроблено та виготовлено експериментальну установку, яка дозволяє відстежувати динаміку ключових параметрів, що впливають на величину витрати газової фази та, відповідно, на об'єм втрат газу за час витікання газорідинної суміші з трубопроводу в умовах, наближених до реальних процесів продування

свердловин та їхніх шлейфів виснажених газових і газоконденсатних родовищ. За результатами експериментальних випробувань виміряно фактичні об'єми видутої газової фази (повітря), відповідні їм середні за час продування значення тиску та температури, а також об'єми винесеної рідини (води).

2. Встановлено придатність розробленого регресійного рівняння (3.29) для оцінювання об'ємної витрати газової фази при газорідинному витіканні з трубопроводу, а також для інженерних розрахунків втрат газу за час продування свердловин та їх шлейфів через факельний трубопровід на амбар. За результатами верифікації регресійного рівняння визначено, що абсолютне значення відносної похибки за даними промислових досліджень не перевищує 7 %, за даними лабораторних випробувань становить не більше 6 %.

3. На основі отриманого регресійного рівняння (3.31) розроблено методику визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у потоці, яку впроваджено у філії АТ «Укргазвидобування» Український науково-дослідний інститут природних газів.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [36, 39].

ВИСНОВКИ

На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень процесу продувань газових та газоконденсатних свердловин та їх газозбірних шлейфів, аналізу газогідродинамічних процесів у внутрішній порожнині сталевих трубопроводу і у зоні витоку газорідинного потоку під час проведення таких технологічних операцій вирішено важливу науково-технічну задачу щодо визначення об'єму втрат газу через факельні лінії на амбар за час продувань від рідинних накопичень свердловин та шлейфів виснажених родовищ, які не облаштовані лічильником газу.

1. За результатами аналізу встановлено, що сфера застосування існуючих методик із визначення втрат газу за час продувань поширюється тільки для умов потоку «сухого» газу, оскільки, ніяким чином, не враховують вміст рідини в потоці газу. Застосування даних методик при продуванні свердловин виснажених родовищ та їх шлейфів не дозволяють отримати достовірні результати, через те що для даного типу свердловин характерний газорідинний потік із помітним вмістом рідини, який утворюється внаслідок досягнення умов необхідних для винесення накопиченої рідини зі стовбура свердловин та внутрішньої порожнини шлейфів.

2. Під час експериментальних промислових досліджень продувань свердловин витратоміром РГ-ОНТ ВЛ-02-65-160-12 МПа зафіксовано ключові параметри процесу, зокрема тиск, температуру, тривалість та обсяги втрат газу. За фактичними даними промислових досліджень оцінено достовірність розрахункових результатів за існуючими методиками визначення втрат газу під час продувань. Для розглянутої вибірки свердловин відносна похибка за розрахунковими формулами методик становить від -48,5 % до 942,9 %, що свідчить про істотне відхилення від фактичних обсягів втрат газу, виміряних лічильником. З огляду на отримані результати визначено потребу в додаткових дослідженнях для встановлення та врахування закономірностей впливу рідкої фази на обсяги втрат газу під час витікання газорідинної суміші в атмосферу через вихідний переріз трубопроводу під час продування свердловин та їх шлейфів.

3. CFD моделюванням газогідродинамічних процесів витікання газорідинної суміші під надлишковим тиском з поперечного перерізу сталевго трубопроводу в область атмосферного тиску встановлено наступні закономірності:

- збільшення тиску потоку в трубопроводі сприяє зростанню швидкості витікання газу, а відповідно і числа *Маха* (Ma), що за відсутності рідини досягає критичного значення та дорівнює 1, вказуючи на звуковий режим;

- наявність рідини у потоці навіть за мінімальної об'ємної частки ($\alpha_l \approx 0,0001$) зумовлює помітне зменшення швидкості та Ma до субзвукових значень (від 0,08 до 0,53 у розглянутому діапазоні тисків і α_l). Уже за $\alpha_l = 0,001$ зниження швидкісних параметрів становить орієнтовно 2,5 раза для $P = 0,45$ МПа та до 5,5 раза для $P = 0,20$ МПа порівняно з «сухим» випадком. Це зумовлено масоінерційним внеском рідинної фази (за $\alpha_l = 0,001$ її масова частка сягає до 37 %), ефективним звуженням прохідного перерізу, міжфазним зсувним тертям і додатковою дисипацією енергії на міжфазній поверхні, що зменшує доступний газу перепад тиску для розгону.

- вплив вмісту рідини на швидкісні характеристики особливо позначаються на масовій витраті газу. За відсутності рідини вона досягає максимальних значень (від 1,23 кг/с за $P = 0,20$ МПа до 2,41 кг/с за $P = 0,45$ МПа), однак зі збільшенням α_l зменшується в рази (від 3,2 до 36,5 у розглянутому діапазоні тисків і α_l) через падіння швидкості та скорочення площі вільного перерізу для руху газу.

На основі здобутих CFD-даних отримано нове регресійне рівняння з визначення об'ємної витрати газу, яке прямо враховує об'ємну частку рідини у потоці, та на його основі розроблено методику з визначення втрат газу за час продувань шлейфів та свердловин виснажених газових та газоконденсатних родовищ.

4. Розроблено експериментальну установку за допомогою якої досліджено газорідинне витікання за час продувань в лабораторних умовах. Проведено верифікацію отриманого рівняння за фактичними даними промислових та лабораторних досліджень. Абсолютне значення відносної похибки отриманих результатів не перевищує 7%, що підтверджує достатньо високу точність

розробленого регресійного рівняння для інженерних розрахунків втрат газу під час продувань шлейфів та свердловин. Практичне застосування рівняння дасть змогу: підвищити точність балансового обліку природного газу в умовах відсутності витратомірів; уточнювати нормативи втрат для служб експлуатації та регулюючих органів; підвищити достовірність оцінки екологічного впливу на довкілля від викидів газу при продуванні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Veeken K., Hu B., Schiferli W. Gas-Well Liquid-Loading-Field-Data Analysis and Multiphase-Flow Modeling // SPE Production & Operations. 2010. Vol. 25, Issue 3. P. 275–284. DOI: 10.2118/123657-PA.
2. Luo C., Gao L., Liu Y., Xie C., Ye C., Yang J., Liu Z. A Modified Model to Predict Liquid Loading in Horizontal Gas Wells // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. 2023. Vol. 145, Issue 8. P. 1–9. DOI: 10.1115/1.4062504.
3. Vieira C., Stanko M., Opl T. An Improved Model for Predicting Liquid Loading Onset in Inclined Pipes with Non-Uniform Liquid Wall Films // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021. Vol. 91. Art. 103902. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.103902.
4. Ke W., Hou L., Wang L., Niu J., Xu J. Research on Critical Liquid-Carrying Model in Wellbore and Laboratory Experimental Verification // Processes. 2021. Vol. 9, No. 6. Art. 923. DOI: 10.3390/pr9060923.
5. Wang W., Zhang X., Wei Y., Li Y., Zhang L., Chen J., Pan J. A New Mechanistic Model to Predict Liquid Loading in Inclined Natural Gas Wells // Geoenergy Science and Engineering. 2024. Vol. 241. Art. 213163. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213163.
6. Ghafouri A., Ghafouri Ash., Kosarineia A., Daneh-Dezfuli A. New Correlations for Determining Nonuniform Liquid Film Thickness and Interfacial Friction in Two-Phase Flow within a Vertically Inclined Pipe // International Journal of Modern Physics. 2025. Vol. 36, No. 11. Art. 2550028. DOI: 10.1142/S0129183125500287.
7. Bae B., Kim H., Kim K., Jeong J. J., Yun B. Force Balance Droplet Entrainment Model for the Horizontal Stratified Flow Condition // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2021. Vol. 165. Art. 120726. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.120726.
8. Ribeiro J. X. F., Liao R., Aliyu A. M., Luo W., Zilong L. Experimental Study of Horizontal Two- and Three-Phase Flow Characteristics at Low to Medium Liquid

Loading Conditions // Heat and Mass Transfer. 2019. Vol. 55. P. 2809–2830. DOI: 10.1007/s00231-019-02616-y.

9. Vuong D., Sarica C., Pereyra E., Al-Sarkhi A. M. Liquid Droplet Entrainment in Two-Phase Oil-Gas Low-Liquid-Loading Flow in Horizontal Pipes at High Pressure // International Journal of Multiphase Flow. 2018. Vol. 99. P. 383–396. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2017.11.007.

10. Zhang F., Zhang Y., Li J., Zhu H., Zhang J., Qi Y. Pressure Drop Prediction Model of the Gas-Liquid Stratified Flow Development Section in the Horizontal Pipeline // Journal of Energy Resources Technology. 2023. Vol. 145, Issue 11. P. 1–24. DOI: 10.1115/1.4062249.

11. Wei F., Liang Y., Pang B., Li X., Wang F., Zhu Y., Zhao N. Liquid Holdup Modeling Analysis in Horizontal Gas-Liquid Slug Flow // Measurement Science and Technology. 2022. Vol. 34, No. 2. Art. 025301. DOI: 10.1088/1361-6501/aca040.

12. Pagou A. L., Han G., Peng L., Dehdah O., Kamdem V. G., Abimbola F., McCarthy S. A., Tchomche H. F., Harmash I., Kanturina Z. Liquid Loading Prediction and Identification Model for Vertical and Inclined Gas Wells // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 84. Art. 103641. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103641.

13. Liu W., Lv X., Jiang S., Li H., Zhou H., Dou X. Gas–Liquid Two-Phase Flow Patterns and Pressure Drop of Decaying Swirling Flow inside a Horizontal Pipe // Chemical Engineering Science. 2023. Vol. 266. Art. 118281. DOI: 10.1016/j.ces.2022.118281.

14. Wang Y., Yu Y., Liu Z., Chang Y., Zhao X., Wang Q. Experimental Study on Gas-Liquid Two-Phase Stratified Flow at High Pressure in a Horizontal Pipe // Energies. 2024. Vol. 17, No. 5. Art. 1056. DOI: 10.3390/en17051056.

15. Meng W., Chen X. T., Kouba G. E., Sarica C., Brill J. Experimental Study of Low-Liquid-Loading Gas-Liquid Flow in Near-Horizontal Pipes // SPE Production & Facilities. 2001. Vol. 16, No. 4. P. 240–249. DOI: 10.2118/74687-PA.

16. Wang M., Zheng D., Xu Y. A New Two-Fluid Model for Flow Rate Measurement of Annular Flow in Horizontal Pipe // *Measurement*. 2022. Vol. 196. Art. 111224. DOI: 10.1016/j.measurement.2022.111224.

17. Cao Y., Xu Q., Yu H., Huang B., Liu T., Guo L. Influence of Pipeline Diameters and Fluid Properties on Slug Frequency in Horizontal Pipelines // *Chemical Engineering Science*. 2024. Vol. 283. Art. 119397. DOI: 10.1016/j.ces.2023.119397.

18. Arabi A., Salhi Y., Zenati Y., Si-Ahmed E. K., Legrand J. On Gas-Liquid Intermittent Flow in a Horizontal Pipe: Influence of Sub-Regime on Slug Frequency // *Chemical Engineering Science*. 2020. Vol. 211. Art. 115251. DOI: 10.1016/j.ces.2019.115251.

19. Arabi A., Ragui K., Salhi Y., Filali A. Slug Frequency for a Gas-Liquid Plug Flow: Review and Development of a New Correlation // *International Communications in Heat and Mass Transfer*. 2020. Vol. 118. Art. 104841. DOI: 10.1016/j.icheatmasstransfer.2020.104841.

20. Kanizawa F. T., Ribatski G. Two-Phase Flow Patterns and Pressure Drop inside Horizontal Tubes Containing Twisted-Tape Inserts // *International Journal of Multiphase Flow*. 2012. Vol. 47. P. 50–65. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2012.07.003.

21. Cao Y., Xu Q., Yu H., Li Y., Zhao X., Huang B., Guo L. Pressure Drop of Slug Flow in Horizontal Pipes with Different Pipe Diameters and Liquid Viscosities // *Physics of Fluids*. 2025. Vol. 37, Issue 2. Art. 023341. DOI: 10.1063/5.0253250.

22. Shannak B. A. Frictional Pressure Drop of Gas Liquid Two-Phase Flow in Pipes // *Nuclear Engineering and Design*. 2008. Vol. 238, Issue 12. P. 3277–3284. DOI: 10.1016/j.nucengdes.2008.08.015.

23. Li H., Huang B. Pulsating Pressurization of Two-Phase Fluid in a Pipe Filled with Water and a Little Gas // *Physics of Fluids*. 2023. Vol. 35, Issue 4. Art. 046111. DOI: 10.1063/5.0147273.

24. Zaghloul J., Adewumi M. A., Ityokumbul M. T. Compositional Modeling of Two-Phase (Gas/Water) Flow in Pipes // *SPE Journal*. 2009. Vol. 14, Issue 04. P. 811–819. DOI: 10.2118/111136-PA.

25. Ebrahimi-Moghadam A., Farzaneh-Gord M., Arabkoohsar A., Moghadam A. J. CFD Analysis of Natural Gas Emission from Damaged Pipelines: Correlation Development for Leakage Estimation // *Journal of Cleaner Production*. 2018. Vol. 199. – P. 257–271. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.07.127.
26. Ebrahimi-Moghadam A., Farzaneh-Gord M., Deymi-Dashtebayaz M. Correlations for Estimating Natural Gas Leakage from Above-Ground and Buried Urban Distribution Pipelines // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 34. P. 185–196. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.062.
27. Jo Y., Ahn B. A Simple Model for the Release Rate of Hazardous Gas from a Hole on High-Pressure Pipelines // *Journal of Hazardous Materials*. 2003. Vol. 97, Issues 1–3. P. 31–46. DOI: 10.1016/S0304-3894(02)00261-3.
28. Matiko F., Dzhyhyrei V., Kostyk I., Danyltsiv B. Algorithm for Determining the Volume of Natural Gas Losses under Conditions of Measuring its Parameters at the Gas Pipeline Outlet // *Bulletin of Kyiv Polytechnic Institute. Series Instrument Making*. 2023. Vol. 66, No. 2. P. 66–74. DOI: 10.20535/1970.66(2).2023.294964.
29. Stoica D. B., Eparu C., Neacsu A., Prundurel A., Simescu B. N. Investigation of the Gas Losses in Transmission Networks // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. Vol. 12. P. 1665–1676. DOI: 10.1007/s13202-021-01426-5.
30. Стасюк Р. Б. Удосконалення методів діагностування витоків з газових мереж : дис. ... канд. техн. наук : 05.15.13 / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Івано-Франківськ, 2015. 128 с.
31. Ayyildiz B., Sheriff M. Z., Rahman M. A., Delgado A., Hassan I., Nounou H., Nounou M. Research on Pinhole Accidental Gas Release in Pipelines: Statistical Modeling, Real Gas CFD Simulation, and Validation // *Process Safety and Environmental Protection*. 2023. Vol. 176. P. 786–796. DOI: 10.1016/j.psep.2023.06.041.
32. Xia Z., Ogbonna J., Xu Z., Lu H., Peng H., Wu S., Zhao H., Liu X., Zang X. CFD Investigation on Leakage Mechanism of Natural Gas Pipeline: Flow Behavior and Quantity Estimation // *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. 2025. Vol. 16, No. 3. Art. 04025022. DOI: 10.1061/JPSEA2.PSENG-1853.

33. Meng J., Liang F., He Z., Chang Y., Zhao J. Experimental Study on Leakage Characteristics of Gas-Liquid Two-Phase Flow in a Horizontal Pipe // *Process Safety and Environmental Protection*. 2024. Vol. 184. P. 881–896. DOI: 10.1016/j.psep.2024.02.034.

34. Голубенко В. П., Стецюк С. М., Філіпчук О. О. Аналіз методик визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин для видалення рідинних накопичень // *Нафтогазова енергетика*. 2023. № 1(39). С. 24–34. DOI: 10.31471/1993-9868-2023-1(39)-24-34.

35. Голубенко В. П. Імітаційне моделювання продувань свердловин та шлейфів газоконденсатних родовищ // *Нафтогазова енергетика*. 2025. № 1(43). С. 71–86. DOI: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-71-86.

36. Holubenko V., Doroshenko Ya. Study of the Liquid-Phase Impact on Gas Flow Rate during Blowdowns of Flowlines and Wells at Gas-Condensate Fields // *Archives of Materials Science and Engineering*. 2025. Vol. 133, Issue 1. P. 18–33. DOI: 10.5604/01.3001.0055.2965.

37. Голубенко В. П. Оцінювання достовірності методик визначення втрат газу під час продувань свердловин газових і газоконденсатних родовищ // *Стратегічні орієнтири сталого розвитку в Україні та світі: збірник тез доповідей II Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених, м. Чернігів, 21 квітня 2023 р. Чернігів, 2023. С. 16–17. ISBN 978-617-7932-45-0.*

38. Голубенко В. П. Оцінювання витрати газу під час продувань шлейфів та свердловин газових і газоконденсатних родовищ моделюванням у програмному комплексі ANSYS // *Research in Science, Technology and Economics : Collection of Scientific Papers "International Scientific Unity" with Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference, с. Luxembourg, 5–7 march 2025 у. Luxembourg, 2025. P. 290–292. ISBN 979-8-89704-985-1.*

39. Голубенко В. П. Дослідження газорідинних продувань трубопроводів у лабораторних умовах // *Наукові тренди постіндустріального суспільства : збірник наукових праць з матеріалами X Міжнародної наукової конференції, м. Рівне, 12 вересня 2025 р. Вінниця, 2025. С. 104–107. ISBN 978-617-8312-81-7.*

40. State Service of Geology and Mineral Resources of Ukraine. Ukraine's Natural Gas Production: Investment Guide [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.geo.gov.ua/> (дата звернення: 20.09.2025).

41. Ahmed T. Reservoir Engineering Handbook. – 5th ed. – Cambridge, MA ; Kidlington, Oxford : Gulf Professional Publishing (Elsevier), 2019. 1507 p. ISBN 978-0-12-813649-2.

42. Lea J. F., Nickens H. V., Wells M. Gas Well Deliquification. – 2nd ed. – Burlington, MA ; Jordan Hill, Oxford : Gulf Professional Publishing (Elsevier), 2008. 605 p. ISBN 978-0-7506-8280-0.

43. Lea J. F., Rowlan L. Gas Well Deliquification. – 3rd ed. – Cambridge, MA ; Kidlington, Oxford : Gulf Professional Publishing (Elsevier), 2019. 492 p. ISBN 978-0-12-815897-5.

44. Alsanea M., Mateus-Rubiano C., Karami H. Liquid Loading in Natural Gas Vertical Wells: A Review and Experimental Study // SPE Production & Operations. 2022. Vol. 37, Issue 03. P. 554–571. DOI: 10.2118/209819-PA.

45. Canova M. D., Barbosa Machado M. V., Carvalho M.d.S. Retrograde Condensation in Gas Reservoirs from Microporous to Field-Scale Simulation // Gases. 2024. Vol. 4, No. 4. P. 421–445. DOI: 10.3390/gases4040022.

46. Matkivskyi S. V. Retrograde Condensation of Heavy Hydrocarbons in the Bottomhole Zone // Oil and Gas Power Engineering. 2024. No. 2(40). P. 15–24. DOI: 10.31471/1993-9868-2023-2(40)-15-24.

47. Bikman Ye. Forecasting Hydrocarbon Production at Gas Condensate Fields Considering Phase Transformations of Reservoir Systems // SPE Eastern Europe Subsurface Conference, Kyiv, Ukraine, 2021. P. 1–7. DOI: 10.2118/208562-MS.

48. Бойко В. С., Бойко Р. В., Кеба Л. М., Семінський О. В. Обводнення газових і нафтових свердловин : монографія : у 3 т., 4 кн. / за ред. В. С. Бойка. Т. 1 : Технологічні матеріали і способи ізоляції. Київ : Міжнародна економічна фундація, 2006. 792 с.

49. Zhang J., Li X., Shen W., Gao S., Liu H., Ye L., Fang F. Study of the Effect of Movable Water Saturation on Gas Production in Tight Sandstone Gas Reservoirs // *Energies*. 2020. Vol. 13, No. 18. Art. 4645. DOI: 10.3390/en13184645.

50. Chen D., Yao Y., Fu G., Meng H., Xie S. A New Model for Predicting Liquid Loading in Deviated Gas Wells // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 34. P. 178–184. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.06.063.

51. Klinkenberg A. M., Tijsseling A. S. Stochastic Mechanistic Modelling of Two-Phase Slug Flow Forces on Bends in Horizontal Piping // *International Journal of Multiphase Flow*. 2021. Vol. 144. Art. 103778. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2021.103778.

52. das Neves D. A., Fabro A. T., Vieira S. C., Cenzi J. R., Castro M. S. An Experimental Investigation on the Fluid–Structure Coupling in Horizontal Pipes Conveying Two-Phase Intermittent Flow // *International Journal of Multiphase Flow*. – 2024. Vol. 176. Art. 104825. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2024.104825.

53. Volovetskyi V. B., Romanyshyn Y. L., Raiter P. M., Serediuk M. D., Shchyrba O. M., Matkivskyi S. V., Filipchuk O. O. Study of Gas Gathering Pipelines Hydraulic Efficiency in Gathering Facilities of Depleted Fields // *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*. 2024. Vol. 122, No. 2. P. 69–85. DOI: 10.5604/01.3001.0054.4833.

54. El-Shaboury A. M. F., Soliman H. M., Sims G. E. Two-Phase Flow in a Horizontal Equal-Sided Impacting Tee Junction // *International Journal of Multiphase Flow*. 2007. Vol. 33, Issue 4. P. 411–431. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2006.10.002.

55. Yang Y., Li J., Wang S., Wen C. Gas-Liquid Two-Phase Flow Behavior in Terrain-Inclined Pipelines for Gathering Transport System of Wet Natural Gas // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2018. Vol. 162. P. 52–58. DOI: 10.1016/j.ijpvp.2018.03.005.

56. Volovetskyi V. B., Doroshenko Ya. V., Matkivskyi S. V., Raiter P. M., Shchyrba O. M., Stetsiuk S. M., Protsiuk H. Ya. Development of Methods for Predicting Hydrate Formation in Gas Storage Facilities and Measures for Their Prevention and

Elimination // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. 2023. Vol. 117, No. 1. P. 25–41. DOI: 10.5604/01.3001.0053.5955.

57. Volovetskyi V. B., Doroshenko Ya. V., Bugai A. O., Kogut G. M., Raiter P. M., Femiak Y. M., Bondarenko R. V. Developing Measures to Eliminate of Hydrate Formation in Underground Gas Storages // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. 2022. Vol. 111, No. 2. P. 64–77. DOI: 10.5604/01.3001.0015.9996.

58. Ghidaoui M. S., Zhao M., McInnis D. A., Axworthy D. H. A Review of Water Hammer Theory and Practice // Applied Mechanics Reviews. 2005. Vol. 58, Issue 1. P. 49–76. DOI: 10.1115/1.1828050.

59. Doroshenko Ya. V., Kogut G. M., Rybitskyi I. V., Tarayevs'kyy O. S., Pyrig T. Yu. Numerical Investigation on Erosion Wear and Strength of Main Gas Pipelines Bends // Physics and Chemistry of Solid State. 2021. Vol. 22, No. 3. P. 551–560. DOI: 10.15330/pcss.22.3.551-560.

60. Doroshenko Ya. V., Oliynyk A. P., Karpash O. M. Modeling of Stress-Strain State of Piping Systems with Erosion and Corrosion Wear // Physics and Chemistry of Solid State. 2020. Vol. 21, No. 1. P. 151–156. DOI: 10.15330/pcss.21.1.151-156.

61. Introduction to Multiphase Flow: Basic Concepts, Applications and Modelling / ed. by G. Yadigaroglu, G. F. Hewitt. – Cham : Springer International Publishing, 2018. 213 p. ISBN 978-3-319-58717-2.

62. Lee H. J., Lee S. Y. Pressure Drop Correlations for Two-Phase Flow within Horizontal Rectangular Channels with Small Heights // International Journal of Multiphase Flow. 2001. Vol. 27, Issue 5. P. 783–796. DOI: 10.1016/S0301-9322(00)00050-1.

63. Kang J., Zhang X., Zhang D., Liu Y. Pressure Drops and Mixture Friction Factor for Gas–Liquid Two-Phase Transitional Flows in a Horizontal Pipe at Low Gas Flow Rates // Chemical Engineering Science. 2021. Vol. 246. Art. 117011. DOI: 10.1016/j.ces.2021.117011.

64. Doroshenko Y., Rybitskyi I. Investigation of the Influence of the Gas Pipeline Tee Geometry on Hydraulic Energy Loss of Gas Pipeline Systems // Eastern-European

Journal of Enterprise Technologies. 2020. Vol. 1, No. 8. P. 28–34. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.192828.

65. Hsu L. C., Chen I. Y., Chyu C. M., Wang C. C. Two-Phase Pressure Drops and Flow Pattern Observations in 90° Bends Subject to Upward, Downward and Horizontal Arrangements // *Experimental Thermal and Fluid Science*. 2015. Vol. 68. P. 484–492. DOI: 10.1016/j.expthermflusci.2015.06.012.

66. Schmidt J., Friedel L. Two-Phase Pressure Drop across Sudden Contractions in Duct Areas // *International Journal of Multiphase Flow*. 1997. Vol. 23, Issue 2. P. 283–299. DOI: 10.1016/S0301-9322(96)00056-0.

67. Villarreal J., Laverde D., Fuentes C. Carbon-Steel Corrosion in Multiphase Slug Flow and CO₂ // *Corrosion Science*. 2006. Vol. 48, Issue 9. P. 2363–2379. DOI: 10.1016/j.corsci.2005.09.003.

68. Qin M., Liao K., He G., Zou Q., Zhao S., Zhang S. Corrosion Mechanism of X65 Steel Exposed to H₂S/CO₂ Brine and H₂S/CO₂ Vapor Corrosion Environments // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 106. Art. 104774. DOI: 10.1016/j.jngse.2022.104774.

69. Leontaritis K. J. Wax Flow Assurance Issues in Gas Condensate Multiphase Flowlines // *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, 2007. Paper OTC-18790-MS. DOI: 10.4043/18790-MS.

70. Wang D., Ren Z., Li H., Jiang P., Wang J., Zhu Y., Zhu Z. Review on Mechanism, Prediction, and Remediation of Salt Deposition in Gas Production Wells // *Lithosphere*. 2023. Vol. 12. Art. 3718513. DOI: 10.2113/2022/3718513.

71. Tayyab I. Schematic of Components of Capillary Foam Assisted Lift Setup : ілюстрація [Електронний ресурс] // *Gas Well Deliquification: Foam Assisted Lift (FAL) Part-I. ProPetra*, 01.08.2016. Режим доступу: <https://propetra.wixsite.com/blog/single-post/2016/08/01/gas-well-deliquification-foam-assisted-lift-fal> (дата звернення: 10.10.2025).

72. Cai W., Huang Z., Mo X., Zhang H. Velocity String Drainage Technology for Horizontal Gas Wells in Changbei // *Processes*. 2022. Vol. 10, No. 12. Art. 2640. DOI: 10.3390/pr10122640.

73. Schlumberger. Figure 1 (Defining Plunger Lift) : ілюстрація [Електронний ресурс] // Oilfield Review. Defining Series: Defining Plunger Lift. Режим доступу: <https://www.slb.com/zh-cn/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-plunger-lift> (дата звернення: 11.10.2025).

74. Soomro N. A., Ansari U., Shams B., Memon M. K., Bhutto D. K., Rui Z., Pan Y. Optimizing Gas Well Deliquification: Experimental Analysis of Surfactant-Based Strategies for Liquid Unloading in Gas Wells for Enhanced Recovery // Unconventional Resources. 2025. Vol. 7. Art. 100200. DOI: 10.1016/j.uncres.2025.100200.

75. Volovetskyi V. B., Doroshenko Ya. V., Stetsiuk S. M., Matkivskyi S. V., Shchyrba O. M., Femiak Y. M., Kogut G. M. Development of Foam-Breaking Measures after Removing Liquid Contamination from Wells and Flowlines by Using Surface-Active Substances // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. 2022. Vol. 114, No. 2. P. 67–80. DOI: 10.5604/01.3001.0016.2157.

76. Zhai Z., Qi S., Kartoatmodjo G., Wang T., Wang J., Bo J. Investigation of the Effectiveness of Velocity String to Improve Gas Well Productivity // Petroleum Science and Technology. 2023. Vol. 42, Issue 8. P. 958–973. DOI: 10.1080/10916466.2022.2149798.

77. Alsanea M., Mateus-Rubiano C., Karami H. Experimental Investigation of Well Deliquification Using the Partial Tubing Restrictions // Geoenergy Science and Engineering. 2024. Vol. 243. Art. 213278. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213278.

78. Tan B., Liu X., Liu Y., Chang Y., Tian W., Jia Y., Han G., Liang X. Mechanism of Liquid Unloading by Single Flowing Plunger Lift in Gas Wells // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48, Issue 7. P. 2571–2582. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.118.

79. Fan Y., Xiang J., Li B., Chen J., Jiang M., Yu F. Applicability Evaluation of Plunger Lift Technology in Shale Gas Wells // Frontiers in Energy Research. 2024. Vol. 11. Art. 1343724. DOI: 10.3389/fenrg.2023.1343724.

80. Стецюк С. М., Дорошенко Я. В., Бондаренко Р. В., Філіпчук О. О., Дорошенко Ю. І. Дослідження впливу геометричної форми та матеріалу поршнів

на ефективність очищення трубопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 4(89). С. 26–43. DOI: 10.69628/pdogf/4.2023.26.

81. APRODIT LLC. Scrapers-calipers with replaceable polyurethane discs; Scrapers-calipers with metallic housing : ілюстрації [Електронний ресурс] // PIGGING.TOOLS. APRODIT PIGs. Режим доступу: <https://www.pigging.tools/Aprodit-PIGs-en.html> (дата звернення: 11.10.2025).

82. Vuzlit. Схема конденсатосборника; Конденсатосборник типу «розширювальна камера» (рис. 41, 42) : ілюстрації [Електронний ресурс] // Конденсатозбірники. Режим доступу: <https://vuzlit.com/790929/kondensatozbirniki> (дата звернення: 11.10.2025).

83. Stetsiuk S., Doroshenko Y., Bondarenko R., Filipchuk O., Volovetskyi V. Investigation on the Dynamics of Movement of Cylindrical Cleaning Pigs through the Bends of Pipeline Systems for Fluid Transportation // Scientific Journal of Silesian University of Technology. Series Transport. 2024. Vol. 123. P. 303–317. DOI: 10.20858/sjsutst.2024.123.15.

84. Cordell J., Vanzant H. The Pipeline Pigging Handbook. – 3rd ed. – Houston, Texas : Clarion Technical Publishers, 2003. 249 p. ISBN 0-9717945-3-7.

85. Stetsiuk S., Bondarenko R., Doroshenko Y., Holubenko V. Experimental Studies on the Dynamics of the Movement of Cleaning Pigs through Tee Pipe Fittings // Strojnicky časopis – Journal of Mechanical Engineering. 2024. Vol. 74, Issue 1. P. 9–24. DOI: 10.2478/scjme-2024-0002.

86. Stetsiuk S. M., Doroshenko Ya. V., Filipchuk O. O., Daniv Z. V., Volovetskyi V. B. Numerical and Laboratory Experimental Analysis of the Movement of Silicone Cleaning Pigs through 90-Degree Bends Pipe // Archives of Materials Science and Engineering. 2023. Vol. 126, No. 2. P. 65–77. DOI: 10.5604/01.3001.0054.6831.

87. Eckert R. B. Field Guide to Internal Corrosion Mitigation & Monitoring for Pipelines. Houston, Texas : NACE International, 2016. 368 p. ISBN 978-1-57590-452-8.

88. Chen S., Xia L., Wang X., Teng K., Zhang Y., Zhang M., Gong Y. Motion Law and Mechanical Properties of PIGs When Passing through a Pipe Bend // Machines. 2022. Vol. 10, No. 10. Art. 963. DOI: 10.3390/machines10100963.

89. Xiao J. J., Shoup G. Sizing Wet-Gas Pipelines and Slug Catchers with Steady-State Multiphase Flow Simulations // Journal of Energy Resources Technology. 1998. Vol. 120, Issue 2. P. 106–110. DOI: 10.1115/1.2795019.

90. Asgari F., Khamsehchi E., Rashidi F. Optimum Slug Catcher Design for Two Phases of South Pars Gas Field // Journal of Petroleum Research. 2017. Vol. 27, No. 96-2. P. 29–38. DOI: 10.22078/pr.2017.764.

91. Pierro A., Spadoni S., Chiappetta F., Ferrini F. Slug Catcher Finger-Type CFD Simulator for Two-Phase Flow Separation // Petroleum. 2019. Vol. 5, Issue 2. P. 133–140. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.12.006.

92. World Bank. Methane from Oil and Gas Production Explained [Електронний ресурс] // Global Flaring and Methane Reduction Partnership (GFMR). Режим доступу: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/methane-explained> (дата звернення: 13.10.2025).

93. International Energy Agency. Global Methane Tracker 2024 [Електронний ресурс]. – Paris : IEA, 2024. Режим доступу: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024> (дата звернення: 13.10.2025). Ліцензія: CC BY 4.0.

94. Mokhatab S., Poe W. A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. – 2nd ed. – Waltham, MA ; Kidlington, Oxford : Gulf Professional Publishing (Elsevier), 2012. 765 p. ISBN 978-0-12-386914-2.

95. Методика визначення питомих показників викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для основних виробництв та технологічних процесів ДК «Укргазвидобування». 2000. 20 с.

96. СОУ 35.2-30019775-054:2012. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу, тепла та електроенергії. Методичні положення. Харків, 2012. 12 с. Чинний від 11.12.2012.

97. Витязь О. Ю., Воловецький В. Б. Втрати газу при продувці викидних ліній газових свердловин // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2005. № 1(10). С. 69–71.

98. СОУ 60.3-30019801-100:2012. Газ природний горючий. Визначення обсягів витрат природного газу на виробничо-технологічні потреби під час його

транспортування газотранспортною системою та експлуатації підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз». Київ, 2012. 9 с. Чинний від 02.04.2012.

99. Довідник з нафтогазової справи / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук (ред.). Львів : Отців Василян «Місіонер», 1996. 620 с.

100. Методика. Визначення виробничо-технологічних втрат природного газу на його видобування, транспортування магістральними газопроводами та експлуатування підземних сховищ газу. Частина II. Технологічний газ. Київ, 2011. 7 с. Чинний від 02.03.2011.

101. Константинов Ю. М., Гіжа О. О. Технічна механіка рідини і газу : підручник. Київ : Вища школа, 2002. 277 с.

102. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко та ін. Київ : Арена ЕКО, 2002. 600 с.

103. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Дрінь Н. Я., Дем'янчук Я. М. Вплив фільтраційного опору ґрунту на інтенсивність аварійних витоків із газопроводу // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. № 2(55). С. 68–73.

104. Макаренко Р. О., Коваль О. Д., Хлистун О. І. Гідрогазомеханіка : навч. посіб. Київ : НАУ, 2016. 220 с.

105. Сусак О. М., Касперович В. К., Андрієшин М. П. Трубопровідний транспорт газу : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. 345 с.

106. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу : навч. посіб. / Л. Н. Ширін та ін. Дніпро : НТУ «ДП», 2019. 203 с.

107. Filipchuk O., Marushchenko V., Bratakh M., Savchuk M., Tarwat S. Efficiency evaluation of implementation of optimization methods of operation modes of the «plast – gas pipeline» system by the methods of mathematical modeling // EUREKA: Physics and Engineering. 2018. № 5. P. 11–26. DOI: 10.21303/2461-4262.2018.00717.

108. Schlumberger. PIPESIM 2019 Steady-State Multiphase Flow Simulator : Technical Reference. [б. м.] : Schlumberger, 2020. – 32 p.

109. Братах М. І., Шимановський Р. В., Стецюк С. М., Голубенко В. П., Усіченко Д. В., Романова В. В. Обґрунтування доцільності оптимізації робочих

тисків з використанням спеціалізованого програмного комплексу PipeSim // Нафтогазова галузь України. 2019. № 3. С. 36–41.

110. Jones L.G., Blount E.M., Glaze O.H. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests To Predict Performance of Wells Having Turbulence : paper SPE 6133 presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 3–6, 1976. DOI: 10.2118/6133-MS.

111. Kumar N. Improvements for Flow Correlations for Gas Wells Experiencing Liquid Loading : paper SPE 92049 presented at the SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, March 2005. DOI: 10.2118/92049-MS.

112. H.E. Gray. Vertical Flow Correlation in Gas Wells. User's Manual for API 14B Surface Controlled Subsurface Safety Valve Sizing Computer Program. American Petroleum Institute, 2 edition, 1978.

113. Bendiksen K.H., Malnes D., Moe R., Nuland S. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application // SPE Production Engineering. 1991. Vol. 6, Issue 02. P. 171–180. DOI: 10.2118/19451-PA.

114. Hirt C. W., Nichols B. D. Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries // Journal of Computational Physics. 1981. Vol. 39, Issue 1. P. 201–225. DOI: 10.1016/0021-9991(81)90145-5.

115. Introduction to Theoretical and Computational Fluid Dynamics / ed. by C. Pozrikidis. 2nd ed. New York : Oxford University Press, 2013. 1243 p.

116. White F. M. Fluid Mechanics. 8th ed. New York : McGraw-Hill Education, 2016. 864 p.

117. Anderson J. D. Computational Fluid Dynamics: The Basics with Applications. New York : McGraw-Hill, 1995. 547 p.

118. Дорошенко Я. В., Марко Т. І., Дорошенко Ю. І. Дослідження динаміки руху багатофазних потоків фасонними елементами обв'язки компресорної станції магістрального газопроводу // International Scientific Journal. 2016. № 7. С. 68–77.

119. Panton R. L. Incompressible Flow. 4th ed. New Jersey : John Wiley & Sons, Inc., 2013. 878 p.

120. Vlachopoulos J. Fundamentals of Fluid Mechanics. Rev. internet ed. Hamilton : Polydynamics Inc., 2016. 816 p.
121. Brackbill J. U., Kothe D. B., Zemach C. A Continuum Method for Modeling Surface Tension // Journal of Computational Physics. 1992. Vol. 100, Issue 2. P. 335–354. DOI: 10.1016/0021-9991(92)90240-Y.
122. Ubbink O. Numerical Prediction of Two Fluid Systems with Sharp Interfaces : PhD thesis. London : University of London, 1997. 193 p.
123. Versteeg H. K., Malalasekera W. An Introduction to Computational Fluid Dynamics. The Finite Volume Method. Harlow : Longman Scientific & Technical, 1995. 257 p.
124. Ferziger J. H., Perić M., Street R. L. Computational Methods for Fluid Dynamics. 4th ed. Cham : Springer Nature Switzerland AG, 2020. 596 p.
125. Возняк Л. В., Гімер П. Р., Мердух М. І., Паневник О. В. Гідравліка : навч. посіб. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. 327 с.
126. Çengel Y. A., Cimbala J. M. Fluid Mechanics: Fundamentals and Applications. 4th ed. New York : McGraw-Hill Education, 2018. 1051 p. ISBN 978-1-259-69653-4.
127. Яхно О. М., Узунов О. В., Луговський О. Ф. та ін. Прикладна гідроаеромеханіка і механотроніка : підручник / за ред. О. М. Яхна. Вінниця : ВНТУ, 2017. –711 с. ISBN 978-966-641-687-5.

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

Статті у наукометричних базах:

1. **Holubenko V.**, Doroshenko Ya. Study of the liquid-phase impact on gas flow rate during blowdowns of flowlines and wells at gas-condensate fields. *Archives of Materials Science and Engineering*. 2025. Vol. 133, Issue 1. P. 18–33. DOI: <https://doi.org/10.5604/01.3001.0055.2965>. **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** (Особистий внесок – виконав CFD моделювання процесу витікання газорідинної суміші під тиском з трубопроводу в атмосферу, розробив регресійне рівняння для визначення об'ємної витрати газу, що прямо враховує вміст рідкої фази у потоці, при продуванні шлейфів та свердловин виснажених газових та газоконденсатних родовищ. Брав участь у підготовці статті до публікації).

2. Stetsiuk S., Bondarenko R., Doroshenko Ya., **Holubenko V.** Experimental studies on the dynamics of the movement of cleaning pigs through tee pipe fittings. *Strojnícky časopis – Journal of Mechanical Engineering*. 2024. Vol. 74, Issue 1. P. 9–24. DOI: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0002>. **Індексується в міжнародній наукометричній базі Scopus.** (Особистий внесок – розглянув які забруднення можуть міститись у внутрішній порожнині трубопроводів різноманітного призначення та до яких негативних наслідків може призводити їх накопичення. Брав участь у розробленні і монтажу лабораторних експериментальних установок із скляних труб та фітінгів та експериментальних дослідженнях, підготовці статті до публікації).

Статті у наукових фахових виданнях України:

3. **Голубенко В. П.** Імітаційне моделювання продувань свердловин та шлейфів газоконденсатних родовищ. *Нафтогазова енергетика*. 2025. № 1(43). С. 71–86. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1\(43\)-71-86](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2025-1(43)-71-86). **Наукове фахове видання України.**

4. Голубенко В. П., Стецюк С. М., Філіпчук О. О. Аналіз методик визначення втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин для видалення рідинних накопичень. *Нафтогазова енергетика*. 2023. № 1(39). С. 24–34. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1\(39\)-24-34](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-1(39)-24-34). **Наукове фахове видання України.** (Особистий внесок – класифікував та аналітично проаналізував походження розрахункових формул існуючих методик оцінювання втрат газу під час продувань шлейфів і свердловин газових та газоконденсатних родовищ. Брав участь у проведенні експериментальних промислових досліджень продувань. Порівняв результати розрахунків із визначення втрат газу за час продувань за існуючими методиками з фактичними замірами лічильником газу. Брав участь у підготовці статті до публікації).

5. Братах М. І., Шимановський Р. В., Стецюк С. М., Голубенко В. П. [та ін.]. Обґрунтування доцільності оптимізації робочих тисків з використанням спеціалізованого програмного комплексу PipeSim. *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 3. С. 36–41. **Наукове фахове видання України.** (Особистий внесок – брав участь у моделюванні заходу з роз'єднання спарених свердловин газоконденсатного родовища, обґрунтуванні доцільності застосування ПК PipeSim для оперативної оцінки ефективності впровадження заходів з оптимізації робочих тисків, забезпечення стабільного видобутку вуглеводневої продукції та попередження можливих ускладнень в системі збору і транспортування вуглеводнів. Брав участь у підготовці статті до публікації).

Опубліковані праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

6. Голубенко В. П. Оцінювання достовірності методик визначення втрат газу під час продувань свердловин газових і газоконденсатних родовищ. *Стратегічні орієнтири сталого розвитку в Україні та світі: збірник тез доповідей II Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених*, м. Чернігів, 21 квітня 2023 р. Чернігів, 2023. С. 16–17. ISBN 978-617-7932-45-0. URL: <https://stu.cn.ua/wp-content/uploads/2023/06/zbirnyk-gotovyj-13.06.pdf>.

7. **Голубенко В. П.** Оцінювання витрати газу під час продувань шлейфів та свердловин газових і газоконденсатних родовищ моделюванням у програмному комплексі ANSYS. *Research in Science, Technology and Economics: Collection of Scientific Papers "International Scientific Unity" with Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference*, с. Luxembourg, 5–7 march 2025 y. Luxembourg, 2025. Р. 290–292. ISBN 979-8-89704-985-1. DOI: <https://doi.org/10.70286/ISU-05.03.2025>. ISBN 979-8-89704-985-1.

8. **Голубенко В. П.** Дослідження газорідинних продувань трубопроводів у лабораторних умовах. *Наукові тренди постіндустріального суспільства: збірник наукових праць з матеріалами X Міжнародної наукової конференції*, м. Рівне, 12 вересня 2025 р. Вінниця, 2025. С. 104–107. DOI: <https://doi.org/10.62731/mcnd-12.09.2025>. ISBN 978-617-8312-81-7.

ДОДАТОК Б
МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПРИ ПРОДУВАННІ СВЕРДЛОВИН ТА
ШЛЕЙФІВ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З
УРАХУВАННЯМ ВМІСТУ ОБ'ЄМНОЇ ЧАСТКИ РІДКОЇ ФАЗИ У ПОТОЦІ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
 Івано-Франківського національного
 технічного університету нафти і газу,
 докт. техн. наук, професор


 (підпис)
 2025.09.15



ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор Українського науково-
 дослідного інституту природних газів
 філії АТ «Укргазвидобування»


 м.п. (підпис)
 Людмила ІАГУРА



«19» вересня 2025 р.

Начальник відділу транспортування газу
 Українського науково-дослідного інституту
 природних газів


 (підпис)
 2025.09.12

Іван САВЧЕНКО

МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ГАЗУ ПРИ ПРОДУВАННІ СВЕРДЛОВИН ТА
ШЛЕЙФІВ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З
УРАХУВАННЯМ ВМІСТУ ОБ'ЄМНОЇ ЧАСТКИ РІДКОЇ ФАЗИ У ПОТОЦІ

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Аспірант ІФНТУНГ


2025.09

В'ячеслав ГОЛУБЕНКО

Докт. техн. наук
проф. ІФНТУНГ
2025.09

Ярослав ДОРОШЕНКО

ЗМІСТ

1 Сфера застосування	3
2 Нормативні посилання	3
3 Терміни та визначення понять	3
4 Познака та скорочення	3
5 Загальні положення	4
6 Втрати природного газу за час продування свердловин та шлейфів на виснажених родовищах	4
Додаток. Приклад розрахунку втрат природного газу при продувці свердловини	7
Бібліографія	9

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Фактичні обсяги втрат природного газу визначаються за допомогою засобів вимірювальної техніки.

1.2 У разі відсутності або тимчасової несправності засобів вимірювальної техніки, ця Методика може застосовуватись для розрахунку фактичних обсягів газу втраченого за час проведення продувань свердловин та шлейфів при визначеному значенню об'єму видutoї рідини.

1.3 Методика призначена для організацій нафтогазової промисловості, які експлуатують газові та газоконденсатні родовища.

1.4 Методика розроблена на основі комп'ютерного моделювань фізичного процесу витікання газорідинної суміші з трубопроводу в умовах наближених до продувань свердловин та шлейфів.

1.5 Застосовність методики обмежується діапазоном усередненої за час продування об'ємної частки рідкої фази в потоці від 0 до 0,1 та діапазоном робочого абсолютного тиску від 0,2 до 0,45 МПа.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

В цій Методиці наведено посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 4313:2004 Газ природний горючий. Вимірювання витрати. Терміни та визначення понять;

ГОСТ 30319.1-96 Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення фізичних властивостей природного газу, його компонентів і продуктів його переробки.

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

У цій Методиці використано терміни, установлені в ДСТУ 4313:2004:

3.1 витрати природного газу;

3.2 тиск природного газу (абсолютний, надлишковий);

3.3 стандартні умови тощо;

Нижче подано терміни, додатково вжиті в цьому документі, та визначення позначених ними понять:

3.4 втрати природного газу

частина природного газу, яка неминуче втрачається під час видобування, підготовки та переміщення природного газу у зв'язку з неможливістю реалізації цих процесів без вказаних втрат за сучасного рівня техніки та технології;

3.5 методика

установлений спосіб здійснення певної діяльності чи процесу.

4 ПОЗНАКА ТА СКОРОЧЕННЯ

Q_r – об'єм втраченого газу приведений до стандартних умов, m^3 ;

q_r – середня об'ємна витрата газу приведена до стандартних умов, m^3/c ;

P_c – абсолютний середній тиск газу в факельному трубопроводі за час продувки, МПа;

T_c – середня температура газу в факельному трубопроводі за час продувки, К;

- d – мінімальний діаметр прохідного отвору факельного трубопроводу, мм;
 z – коефіцієнт стисливості газу при P_c та T_c ;
 Δ – відносна густина газу за повітрям за стандартних умов;
 α_e – середня об'ємна частка рідини в газорідинному потоці за час продувки.

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 В процесі видобування природного газу на виснажених газових та газоконденсатних родовищах періодично здійснюють продування свердловин та їх газозбірних шлейфів, що знаходяться на балансі надрокористувача або експлуатуються надрокористувачем на правах оренди. Продування пов'язано з проведенням технологічних і геолого-технічних операцій, зокрема при видаленні рідинних накопичень та при гідрогазодинамічних дослідженнях.

5.2 Методика дає змогу визначити фактичні втрати газу при здійсненні технологічної операції з продування свердловини та/або її шлейфу на виснажених газових та газоконденсатних родовищах.

5.3 Розрахунок втрат природного газу виконують з урахуванням наступних технічних, технологічних, геологічних та експлуатаційних даних:

- 1) паспортні характеристики факельного трубопроводу (внутрішній діаметр труби);
- 2) фізико-хімічні властивості природного газу (густина газу);
- 3) термобаричні параметри газорідинного потоку виміряні манометром та термометром у факельному трубопроводі (середній абсолютний тиск та температура газу за час продування). У разі продування на факельний амбар свердловини контрольні параметри реєструють безпосередньо біля її гирла, тоді як під час продування на амбар установки їх вимірюють на факельному трубопроводі в точці, розташованій перед виходом за межі цієї установки.
- 4) тривалість продування;
- 5) об'єм винесеної рідини за час продування (визначений за даними параметрів експлуатації свердловин та шлейфів до та після продування);

6 ВТРАТИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ЗА ЧАС ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА ШЛЕЙФІВ НА ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ

6.1 Втрати природного газу при продувці Q_r (m^3) через факельний трубопровід на амбар визначають за формулою [1]:

$$Q_r = q_r \cdot \tau, \quad (1)$$

де q_r – середня об'ємна витрата газу за стандартних умов, m^3/c ;

τ – тривалість продувки, с.

6.2 Визначення усередненої об'ємної витрати газу, що витікає за час продувки, виконуються за формулою:

$$q_r = 0,0239 \cdot \frac{d^2 \cdot P_c}{\sqrt{\Delta \cdot T_c \cdot z}} \cdot (0,0557 \cdot P_c + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P_c - 0,3337}, \quad (2)$$

де d – мінімальний діаметр прохідного отвору факельного трубопроводу, мм;

P_c – абсолютний середній тиск газу в факельному трубопроводі за час продувки, МПа. У разі вимірювання надлишкового тиску абсолютне значення розраховується додаванням до виміряного значення 0,1013 МПа;

Δ – відносна густина газу за повітрям за стандартних умов, що визначається за формулою:

$$\Delta = \frac{\rho_r}{1,205}, \quad (3)$$

де ρ_r – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

T_c – середня температура газу в факельному трубопроводі за час продувки в К, що визначається за формулою:

$$T_c = \frac{T_n + T_k}{2}, \quad (4)$$

де T_n – температура газу на початку продувки, К;

T_k – температура газу в кінці продувки, К;

z – коефіцієнт стисливості газу при P_c та T_c , визначається розрахунковим шляхом за формулою [2]:

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{P_c \cdot \Delta^{1,3}}{T_c^{3,3}}. \quad (5)$$

α_l – середня об'ємна частка рідини в газорідинному потоці за час продувки, що визначається за формулою:

$$\alpha_l = \frac{V_p}{V_p + Q_{rp}}, \quad (6)$$

де V_p – об'єм винесеної рідини за час продування (при відсутності обладнання для обліку визначається як різниця між обсягами накопичення рідини, що відповідають параметрам експлуатації свердловин та шлейфів до та після продування), м³;

Q_{rp} – об'єм газу на продувку приведений до робочих умов в м³, що визначається за формулою [3]:

$$Q_{rp} = Q_r \cdot \frac{T_c \cdot z}{2893,9 \cdot P_c}. \quad (7)$$

6.3 При визначенні P_c за даними систем моніторингу розрахунок показника здійснюється шляхом зважування значення абсолютного тиску по часу при мінімально можливій тривалості інтервалів із подальшим визначенням середньоарифметичного значення за формулою:

$$P_c = \frac{\frac{P_0 + P_1}{2} t_1 + \frac{P_1 + P_2}{2} t_2 + \dots + \frac{P_{n-1} + P_n}{2} t_n}{n \cdot (t_1 + t_2 + \dots + t_n)}, \quad (8)$$

де $P_0, P_1, \dots, P_n$ – значення абсолютного тиску в кожній точці фіксації системою моніторингу, починаючи з тиску безпосередньо перед продувкою (P_0), МПа;
 $t_1, t_2, \dots, t_n$ – тривалість інтервалів між відповідними точками фіксації тиску системою моніторингу, с;
 n – кількість інтервалів між точками фіксації тиску системою моніторингу протягом продувки, од.

6.4 При попередньо невідомому значенні об'ємної частки рідини в потоці визначення об'єму втрат природного газу при продувці здійснюється за допомогою вирішення методом послідовних наближень системи з двох рівнянь:

$$\begin{cases} Q_{\Gamma} = 0,0239 \cdot \frac{d^2 \cdot P_c}{\sqrt{\Delta \cdot T_c \cdot z}} \cdot (0,0557 \cdot P_c + 0,0074) \cdot \alpha_l^{0,1942 \cdot P_c - 0,3337} \cdot \tau \\ \alpha_l = \frac{V_p}{V_p + Q_{\Gamma} \cdot \frac{T_c \cdot z}{2893,9 \cdot P_c}} \end{cases} \quad (9)$$

**Додаток
до Методики
визначення втрат газу при продуванні свердловин та шлейфів газових і
газоконденсатних родовищ з урахуванням вмісту об'ємної частки рідкої фази у
поточі**

**Приклад розрахунку втрат природного газу при
продувці свердловини**

Визначити обсяги втрат природного газу (Q_r) за час продувки свердловини за наступними вхідними даними: абсолютна густина природного газу $\rho_r = 0,7875 \text{ кг/м}^3$, середня температура газу за час продувки $T_c = 285,8 \text{ К}$, середній тиск газу за час продувки $P_c = 0,276 \text{ МПа}$ (абсолютний), мінімальний діаметр прохідного отвору факельного трубопроводу, через який здійснюється продувка природного газу $d = 65 \text{ мм}$, об'єм винесеної рідини за час продувки $V_p = 0,479 \text{ м}^3$, тривалість продувки $\tau = 3780 \text{ с}$.

Визначення обсягу втрат природного газу при продувці свердловини:

Оскільки визначення параметру об'ємної частки рідкої фази в потоці (α_ℓ) залежить від шуканого параметру обсягу втрат газу за час продувки (Q_r) для першого наближення проведення розрахунків для параметру α_ℓ присвоюють довільне значення (згідно з практичними спостереженнями рекомендовано приймати 0,001).

1) Приймаючи вищезазначені вхідні дані, рекомендації та застосовуючи формули (1-7) за результатами проміжних наближень визначено, що при $\alpha_\ell = 0,00114$ $Q_r = 1176 \text{ м}^3$.

2) Визначаємо відносну густину газу за повітрям за стандартних умов:

$$\Delta = 0,7875/1,205 = 0,6535;$$

3) Визначаємо коефіцієнт стисливості газу при P_c та T_c :

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^{-6} \cdot 0,276 \cdot (0,6535)^{1,3} / 285,8^{3,3} = 0,9931;$$

4) Визначаємо об'єм газу на продувку приведений до робочих умов (за значенням Q_r , отриманого за результатами розрахунків попереднього наближення):

$$Q_{rp} = 1176 \cdot 285,8 \cdot 0,9931 / (2893,9 \cdot 0,276) = 417,759 \text{ м}^3;$$

5) Визначаємо усереднене значення об'ємної частки рідини в газорідинному потоці за час продувки:

$$\alpha_\ell = 0,479 / (0,479 + 417,759) = 0,00115;$$

6) Визначаємо усереднену об'ємну витрату газу, що витікає за час продувки:

$$q_r = 0,0239 \cdot 65^2 \cdot 0,276 / (0,6535 \cdot 285,8 \cdot 0,9931)^{0,5} \cdot (0,0557 \cdot 0,276 + 0,0074) \cdot 0,00115^{(0,1942 \cdot 0,276 - 0,3337)} = 0,3110 \text{ м}^3/\text{с};$$

7) Визначаємо об'єм газу, втраченого за час продувки

$$Q_r = 0,3110 \cdot 3780 = 1176 \text{ м}^3.$$

Наступне наближення при $\alpha_e = 0,00115$ не призводить до зміни Q_r тому розрахований об'єм **1176 м³** є рішенням даного завдання.

Бібліографія

- 1 СОУ 35.2-30019775-054:2025 Паливно-енергетичні ресурси. Нормування виробничо-технологічних витрат і нормативних втрат природного газу. Методичні положення
- 2 Трубопровідний транспорт газу / Сусак О. М., Касперович В. К., Андрішин М. П. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2013. – 345 с.
- 3 Довідник з нафтогазової справи/За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука.–К.: Львів, 1996.–с. 620.

ДОДАТОК В
АКТ
ВПРОВАДЖЕННЯ У НАВЧАЛЬНИЙ ПРОЦЕС РЕЗУЛЬТАТІВ
ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел./факс (0342) 54-71-39,
 тел. (0342) 54-72-66 e-mail: admin@nung.edu.ua

Код ЄДРПОУ 02070855



ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи

д.т.н., проф.

Олександр КОНДРАТ

Вересня 2025 р.

АКТ

Впровадження у навчальний процес результатів дисертаційної роботи Голубенка В. П. “Оцінювання втрат газу під час продувань через факельний трубопровід газорідинної суміші зі свердловин і шлейфів газових і газоконденсатних родовищ”.

У результаті роботи над дисертацією аспірант кафедри транспортування та зберігання енергоносіїв Голубенко В'ячеслав Павлович одержав наукові та прикладні результати, які використовуються для підготовки фахівців освітньо-кваліфікаційного рівня магістр та доктор філософії за спеціальністю 185 – “Нафтогазова інженерія та технології” під час вивчення дисциплін “Програмні комплекси для моделювання технічних систем та технологічних процесів у нафтогазовій інженерії” (рівень магістр), “Інноваційні технології в трубопровідному транспорті і зберіганні енергоносіїв у контексті енергетичного переходу та декарбонізації” (рівень доктор філософії) та під час виконання магістерських робіт за освітньо-професійними програмами “Магістральний трубопровідний транспорт”, “Розподіл та постачання енергоносіїв”.

Директор інституту
 нафтогазової інженерії,
 к.т.н., доцент

Володимир БОГОСЛАВЕЦЬ

Завідувача кафедри
 транспортування та зберігання
 енергоносіїв,
 д.т.н., професор

Василь ЗАПУХЛЯК