

Міністерство освіти і науки України

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кваліфікаційна наукова

праця на правах рукопису

Подоляк Тарас Михайлович

УДК 622.692.6-043.61:661.721(043.3)

ДИСЕРТАЦІЯ

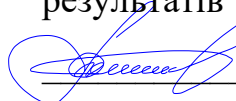
**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТАНОЛУ ПІД
ЧАС НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ**

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

 Подоляк Т.М.

Науковий керівник: Дмитренко Вікторія Іванівна, кандидат технічних наук,
доцент

Полтава – 2026

АНОТАЦІЯ

Подольак Т.М. Удосконалення технології застосування метанолу під час низькотемпературної підготовки газу. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – нафтогазова інженерія та технології (18 «Виробництво та технології»). – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Дисертаційна робота присвячена питанням підвищення ефективності використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу в умовах гідратуутворення за рахунок використання енергії надвисокочастотного випромінювання.

У першому розділі проведено аналіз сучасного стану та проблем запобігання гідратуутворенню в системах видобування й транспортування вуглеводневої сировини. Проаналізовано особливості застосування термодинамічних інгібіторів та інгібіторів низького дозування, методів ліквідації сформованих гідратних пробок у промислових трубопроводах. Здійснено аналіз сучасних технологій використання метанолу й низькотемпературних процесів підготовки природного газу на родовищах України. Обґрунтовано значення технологій підготовки газу низькотемпературної сепарації для Східного нафтопромислового регіону та визначено чинники нераціональної витрати метанолу, що потребує впровадження оптимізованих рішень щодо його розподілу в технологічних лініях для забезпечення енергетичної і економічної безпеки галузі. Проведено порівняльний аналіз аналітичних та експериментальних методів визначення рівноважних умов гідратуутворення природних газів, на основі якого обґрунтовано переваги використання сучасних програмних комплексів (Aspen HYSYS, OLGA, ProMax) для моделювання процесів низькотемпературної підготовки газу й оптимізації витрат інгібіторів.

Обґрунтовано перспективність використання енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання як методу інтенсифікації дисоціації газових гідратів завдяки його селективності й високій швидкості нагрівання. Визначено фізичні основи взаємодії електромагнітних полів із багатофазними середовищами для ефективного руйнування гідратних структур і запобігання їх повторному виникненню. На основі аналізу наявних математичних моделей і результатів експериментів визначено необхідність урахування багатомодовості та неоднорідності середовища в трубопроводах для розроблення ефективних комбінованих технологій захисту обладнання з мінімальним використанням хімічних інгібіторів.

У другому розділі проведено термодинамічне моделювання та системний аналіз розподілу метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використанням програмного комплексу Aspen HYSYS. На основі розроблених прототипів трьох найбільш поширених технологічних схем (із дроселюванням, турбодетандерним агрегатом та установкою штучного холоду) здійснено кількісне оцінювання фазової поведінки метанолу та ідентифіковано критичні зони гідратоутворення.

Дослідження виконано із застосуванням рівняння стану Cubic Plus Association для адекватного опису багатокомпонентних сумішей та утилів Hydrate Formation для прогнозування точок початку кристалізації. Установлено, що застосування турбодетандерного агрегату в низькотемпературній підготовці газу є найбільш ефективною схемою за витратами метанолу, оскільки втрати інгібітора у 1,6-2 рази менші порівняно зі схемами із дроселюванням та установкою штучного холоду. Підготовка газу низькотемпературною сепарацією з ефектом Джоуля-Томпсона характеризується найвищим рівнем безповоротних втрат реагенту (56,3% мас.). Визначено, що найбільш критичною ділянкою для всіх сценаріїв моделювання є вхідна лінія низькотемпературного сепаратора. З'ясовано, що інгібіторний захист цієї ділянки за класичною схемою потребує на 30% більше реагенту, що

визначає перспективність упровадження альтернативних методів впливу на цій ділянці трубопроводу.

У **третьому розділі** представлено результати розроблення та дослідження запобігання гідратуутворенню у промислових трубопроводах шляхом застосування надвисокочастотного електромагнітного випромінювання.

Розроблено нову конструкцію знімної вставки з магнетроном, що забезпечує термодинамічний розклад кристалогідратів шляхом безпосереднього передавання енергії мікрохвильового поля молекулам води в об'ємі потоку. Характерною рисою розробки є створення резонансної зони між дроселем та діафрагмою, що дозволяє сконцентрувати поле та прискорити дисоціацію гідратів у 1,5-3 рази порівняно з термічним нагрівом. Особливу увагу приділено підвищенню енергоефективності системи через встановлення діафрагми-відбивача з оптимізованими аеродинамічними характеристиками, що забезпечує багаторазове відбиття хвиль та концентрацію електромагнітної енергії в робочій зоні. Показано, що впровадження такої конструкції дозволяє досягти стабільної дисоціації гідратів за рахунок селективного поглинання енергії молекулами води. На основі проведеного аналізу окреслено перспективи подальших досліджень, спрямованих на врахування багатомодовості трубопроводів та розроблення математичних моделей для промислової експлуатації НВЧ-установок.

Розроблено математичну модель процесів синтезу та дисоціації газових гідратів у трубопроводі під дією мікрохвильового випромінювання та комп'ютерну програму Pipe3, написану мовою QBASIC, для виконання завдань математичного моделювання.

Проведені чисельні дослідження багатомодового режиму поширення хвиль (моди H_{11} , E_{01} , H_{01}). Результати моделювання показали, що за відсутності випромінювання процес гідратуутворення має самоприскорюваний характер, особливо для дрібних частинок через їхню високу питому площу теплообміну. З'ясовано, що застосування надвисокочастотного електромагнітного поля

дозволяє досягти стану стабілізації та повного руйнування гідратних зародків. Уперше отримана апроксимаційна залежність, яка пов'язує необхідну потужність випромінювача з поточною концентрацією та розміром часток. Виведено комплексний показник, що пов'язує концентрацію гідрату та радіус гранул, і дозволяє визначати необхідну потужність випромінювача для конкретних технологічних умов. З'ясовано, що інтенсивність затухання надвисокочастотного електромагнітного випромінення в газопроводі може бути застосована для постійного контролю за концентрацією газових гідратів у газовому потоці.

Отримані дані є теоретичним підґрунтям для вдосконалення технологій підготовки газу в умовах гідратоутворення, що дозволить повністю або частково відмовитися від подавання токсичних інгібіторів та забезпечити екологічність технологічного процесу.

У **четвертому розділі** розроблено технологію використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використанням енергії надвисокочастотного випромінювання, до якої входить облаштування у лінії низькотемпературної сепарації спеціальної ділянки трубопроводу з технологічною вставкою з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем, антена якого розташована усередині газопроводу. Упровадження ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем у лінію низькотемпературної сепарації УППГ «Західні Радченки» ТОВ «ПРАЙМ-ГАЗ» дозволило отримати економічний ефект у сумі 111 196,8 грн за період дослідження. Застосування запропонованої технологічної схеми використання метанолу дозволило знизити витрати інгібітора на 22,5% для забезпечення безгідратного режиму роботи установки. Очікуваний річний економічний ефект для підприємства становить 1 255 857,76 грн. Також впровадження розробки забезпечує значний екологічний ефект унаслідок зниження використання токсичного метанолу та зменшення техногенного навантаження на довкілля.

Ключові слова: газові гідрати, гідратоутворення, метанол, надвисокочастотне електромагнітного випромінення, енергоефективність, підготовка газу, низькотемпературна сепарація, природний газ, родовище, математичне моделювання.

ABSTRACT

Podoliak T. M. Improvement of methanol application technology during low-temperature gas treatment. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy (PhD) in the specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technologies (18 "Production and Technologies"). – National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Poltava, 2026.

The dissertation is devoted to the issues of increasing the efficiency of methanol application in low-temperature gas treatment processes under hydrate formation conditions through the utilisation of microwave radiation energy.

The first chapter reviews the current state and problems of hydrate formation prevention in hydrocarbon production and transportation systems. The specific features of using thermodynamic inhibitors and low-dosage inhibitors, as well as methods for eliminating formed hydrate plugs in industrial pipelines, are examined. Current technologies for methanol application and low-temperature natural gas treatment processes at Ukrainian fields are evaluated.

The prospects of using microwave electromagnetic radiation energy as a method for intensifying gas hydrate dissociation are substantiated due to its selectivity and high heating rate. The physical foundations of electromagnetic field interaction with multiphase media for the effective destruction of hydrate structures and prevention of their recurrence are established. Analysing existing mathematical models and experimental results highlights the necessity of considering multi-modality and medium heterogeneity in pipelines to develop effective combined technologies for equipment protection with minimal use of chemical inhibitors.

In the second chapter, thermodynamic modelling and systemic analysis of methanol distribution in low-temperature gas treatment processes are conducted using the Aspen HYSYS software suite. Based on the developed prototypes of the three most common process flow diagrams (involving throttling, a turbo-expander unit, and a mechanical refrigeration unit), a quantitative evaluation of the methanol phase behaviour is carried out, and critical hydrate formation zones are identified.

The simulation employs the Cubic Plus Association equation of state for an adequate description of multi-component mixtures and Hydrate Formation utilities to predict the points of crystallisation onset. It is established that the application of a turbo-expander unit in low-temperature gas treatment is the most efficient scheme in terms of methanol consumption, as inhibitor losses are reduced by a factor of 1.6 to 2 compared to throttling and mechanical refrigeration schemes. Gas treatment by low-temperature separation with the Joule-Thomson effect is characterised by the highest level of irreversible reagent losses (56.3 wt%). The inlet line of the low-temperature separator is determined to be the most critical section for all simulation scenarios. It is found that the inhibitor protection of this section using the conventional scheme requires 30% more reagent, which substantiates the prospects of implementing alternative methods of impact on this pipeline section.

In the third chapter, the results of developing and investigating gas hydrate formation prevention in industrial pipelines through the application of microwave electromagnetic radiation are presented. A new design of a removable insert with a magnetron is developed, which ensures the thermodynamic decomposition of crystallohydrates by directly transferring microwave field energy to water molecules within the flow volume. A distinctive feature of this development is the creation of a resonance zone between the choke and the orifice plate, which concentrates the field, accelerating hydrate dissociation by a factor of 1.5 to 3 compared to thermal heating.

Special attention is paid to increasing the energy efficiency of the system by installing a reflector orifice plate with optimised aerodynamic characteristics, which provides multiple wave reflection and electromagnetic energy concentration in the operating zone. It is shown that the implementation of such a design achieves stable

hydrate dissociation due to the selective energy absorption by water molecules. Based on the conducted analysis, the prospects for further research aimed at considering pipeline multi-modality and developing mathematical models for the industrial operation of microwave units are outlined.

A mathematical model of gas hydrate synthesis and dissociation processes in a pipeline under the influence of microwave radiation, as well as the Pipe3 computer program written in QBASIC to perform mathematical modelling procedures, are developed.

Numerical studies of the multi-mode wave propagation regime (H11, E01, H01 modes) are conducted. Simulation results show that in the absence of radiation, the hydrate formation process is self-accelerating, particularly for fine particles due to their high specific heat transfer area. It is found that the application of a microwave electromagnetic field stabilises and completely destroys hydrate nuclei. For the first time, an approximation dependence is obtained that links the required emitter power with the current concentration and particle size. A comprehensive index is derived, which correlates the hydrate concentration and granule radius, allowing the required emitter power to be determined for specific process conditions.

It is found that the attenuation rate of microwave electromagnetic radiation in a pipeline can be applied for the continuous monitoring of gas hydrate concentration within the flow. The obtained data provide a theoretical basis for improving gas treatment technologies under hydrate formation conditions, enabling a total or partial rejection of toxic inhibitor injection and ensuring the environmental friendliness of the technological process.

In the fourth chapter, a technology for methanol application in low-temperature gas treatment processes using microwave radiation energy is developed, which includes equipping a special pipeline section in the low-temperature separation line with a process insert featuring a microwave electromagnetic emitter with its antenna positioned inside the pipeline. The implementation of a pipeline section with a process insert featuring a microwave emitter into the low-temperature separation line at the «Zakhidni Radchenky» Integrated Gas Treatment Facility of PRIME-GAS

LLC yields an economic effect of 111,196.8 UAH over the study period. The application of the proposed process flowchart for methanol application reduces inhibitor consumption by 22,5% to ensure a hydrate-free operating regime of the facility. The expected annual economic effect for the enterprise amounts to 1,255,857.76 UAH. Furthermore, the implementation of the development ensures a significant environmental effect due to decreased usage of toxic methanol and a reduction in the anthropogenic load on the environment.

Keywords: gas hydrates, hydrate formation, methanol, microwave electromagnetic radiation, energy efficiency, gas treatment, low-temperature separation, natural gas, deposits, mathematical modelling.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Публікації у виданнях, які внесені до міжнародних науково-метричних баз:

1. Podoliak, T., & Dmytrenko, V. (2026). Application of ultra-high frequency electromagnetic radiation energy to increase the efficiency of gas preparation processes in hydrate formation conditions. *Technology Audit and Production Reserves*, 2/1(88), 46–54. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2026.354467> (Особистий внесок – проведено комп'ютерне моделювання технологічних процесів низькотемпературної сепарації газу, аналіз результатів моделювання, обґрунтовано конструктивні параметри змінної технологічної вставки та системи відбивних елементів ділянки газопроводу).
2. Podoliak, T., Dmytrenko, V. (2026). Development of a mathematical model for gas hydrate synthesis and dissociation processes in a gas pipeline under microwave radiation. *Technology Audit and Production Reserves*, 3/1(89), 43-49. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2026.363759> (Особистий внесок – розроблено математичну модель, комп'ютерну програму Pipe3, проведено математичне моделювання, аналіз результатів моделювання).
3. Dmytrenko, V., & Podoliak, T. (2024). Research of methanol content in technological flows of facilities that process gas preparation by low-temperature

separation method. *Technology Audit and Production Reserves*, 6/1(80), 46–53. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.318926> (Особистий внесок – проведено комп'ютерне моделювання технологічних процесів низькотемпературної сепарації газу, аналіз результатів моделювання).

Публікація у фаховому виданні України:

4. Подоляк, Т. М. & Дмитренко, В. І. (2026). Технологія попередження гідратуутворення в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання. *Збірник наукових праць Національного гірничого університету*, 84, 134–148. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/84.134> (Особистий внесок – удосконалено технологію застосування метанолу, розроблено методика вибору потужності надвисокочастотного електромагнітного випромінювача, проведено статистична оброблення й аналіз промислових даних та результатів експериментальних досліджень, апробацію запропонованої технології).

Наукові праці апробаційного характеру:

5. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026, 15–22 травня). Оптимізація витрат метанолу в процесах низькотемпературної сепарації підготовки газу. *78-ма наукова конференція професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету: тези доповідей* (Т. 2, с. 180–182). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». (Особистий внесок – удосконалено технологію застосування метанолу, проведено аналіз промислових даних і результатів експериментальних досліджень, апробацію запропонованої технології).

6. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026, 18 березня). Удосконалення конструкції пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворення у промислових газопроводах. *Тези XVI Всеукраїнської конференції молодих вчених «Молоді вчені 2026 – від теорії до практики»* (с. 516–520). НТУ «Дніпровська політехніка». (Особистий внесок – обґрунтовано конструктивні параметри знімної технологічної вставки та системи відбивних елементів

ділянки газопроводу).

7. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2025, 16–22 травня). Огляд методик розрахунку утворення гідратів у промислових умовах. *Тези 77-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету* (Т. 2, с. 89–92). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». (Особистий внесок – проведено аналіз методик розрахунку утворення гідратів у промислових умовах).

8. Дмитренко, В. І., & Подоляк, Т. М. (2024, 12–13 грудня). Технології використання метанолу на установках НТС. *Академічна й університетська наука: результати та перспективи: збірник наукових праць XVII-ої Міжнародної науково-технічної конференції* (с. 319–322). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». *Особистий внесок – проведено аналіз технологій використання метанолу на установках низькотемпературної сепарації газу*).

9. Подоляк, Т. М. (2023, 2–25 травня). Аналіз розподілу метанолу по технологічних потоках установок низькотемпературної сепарації газу. *Тези 75-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету* (Т. 2, с. 89–92). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». (Особистий внесок – проведено комп'ютерне моделювання технологічних процесів низькотемпературної сепарації газу, аналіз результатів моделювання).

10. Dmytrenko, V., & Podoliak, T. (2023, November 16). Analysis of the efficiency of using methanol to prevent hydrate formation in gas gathering and processing systems. *Innovative development of resource-saving technologies and sustainable use of natural resources: Book of Abstracts 6th International Scientific and Technical Internet Conference* (pp. 115–117). (Особистий внесок – проведено аналіз ефективності використання метанолу для попередження гідратоутворення в системах збору і підготовки газу).

11. Дмитренко, В. І., & Подоляк, Т. М. (2022, 23–25 листопада). Інгібіторні технології попередження гідратоутворення під час низькотемпературної підготовки газу. *Молодь: наука та інновації: Тези X-ої Міжнародної науково-технічної конференції студентів, аспірантів та*

молодих вчених (с. 65–66). НТУ «Дніпровська політехніка». (Особистий внесок – проведено аналіз технологій інгібіторного захисту газопромислового обладнання в умовах утворення газових гідратів).

Патент:

12. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026). *Ділянка газопроводу з технологічною вставкою для уникнення гідратоутворення (Патент України на корисну модель № 163245). Український національний офіс інтелектуальної власності та інновацій. (Особистий внесок – обґрунтовано конструктивні параметри знімної технологічної вставки та системи відбиваючих елементів ділянки газопроводу).*

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	16
ВСТУП.....	18
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ ІЗ ЗАПОБІГАННЯ ТА ЛІКВІДАЦІЇ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОМИСЛОВИХ ОБ'ЄКТІВ.....	25
1.1. Проблематика гідратоутворення в промислових трубопроводах, запобігання та ліквідація гідратів у промислових умовах.....	25
1.2. Сучасні технології застосування метанолу та стан упровадження низькотемпературних процесів підготовки газу на родовищах України...	30
1.3. Особливості сучасних методів розрахунку рівноважних умов гідратоутворення.....	39
1.4. Аналіз теоретичних моделей та експериментальних досліджень впливу надвисокочастотного електромагнітного випромінювання на стабільність газогідратних структур.....	40
1.4. Постановка завдань.....	48
РОЗДІЛ 2. ТЕРМОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ МЕТАНОЛУ В ПРОЦЕСАХ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ.....	52
2.1. Процедура моделювання зон гідратоутворення у трубопровідних системах.....	52
2.2. Вихідні дані для термодинамічного моделювання вмісту метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації газу.....	54
2.3. Технологічні схеми моделювання низькотемпературної підготовки газу...	58
2.4. Аналіз результатів моделювання розподілу метанолу в технологічних схемах низькотемпературної підготовки газу.....	64
Висновки до розділу 2.....	74
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РОЗКЛАДАННЯ ГАЗОВОГО ГІДРАТУ НАДВИСОКОЧАСТОТНИМ	

ЕЛЕКТРОМАГНІТНИМ ВИПРОМІНЮВАННЯМ УСЕРЕДИНІ СТАЛЕВОГО ТРУБОПРОВОДУ	75
3.1. Удосконалення конструкції пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню	75
3.2. Математична модель процесів синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в трубопроводі	81
3.2.1. Синтез газових гідратів.....	81
3.2.2. Дисоціація газових гідратів.....	84
3.2.3. Відбивання електромагнітних хвиль від кінців трубопроводу.....	92
3.3. Методи математичного моделювання процесів синтезу та дисоціації газових гідратів	93
3.4. Результати та аналіз математичного моделювання процесів синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в трубопроводі.....	96
Висновки до розділу 3.....	104
РОЗДІЛ 4. ТЕХНОЛОГІЯ ЗАПОБІГАННЯ ГІДРАТУУТВОРЕННЮ В ПРОЦЕСАХ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЕНЕРГІЇ НАДВИСОКОЧАСТОТНОГО ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ.....	106
4.1. Технологія застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із використанням енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання.....	106
4.2. Результати впровадження технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із використанням енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання.....	115
4.3. Техніко-економічна ефективність процесів промислової підготовки природного газу на УППГ Західні Радченки після впровадження запропонованої технології	122
Висновки до розділу 4.....	125
ВИСНОВКИ.....	126

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	128
ДОДАТОК А. Вихідні робочі параметри потоків для моделювання технологічних ліній НТС.....	146
Додаток Б. Результати розрахунку умов формування газових гідратів у технологічних лініях установок НТС.....	153
Додаток В. Значення густини водних розчинів метанолу залежно від концентрації та температури.....	161
Додаток Г. Акт впровадження ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем	163

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

CPA	– пакет рівнянь Cubic Plus Association
PFD	– принципова технологічна схема (Process Flow Diagram)
RF	– радіочастотний
Q_{газу}	– видобування газу, тис. м ³ /добу
q_{метанолу}	– витрати метанолу т/добу
q_{пит. метанолу}	– питомі витрати метанолу, кг/тис. м ³ газу
Stream	– потік
W	– споживання електроенергії, кВт·год /добу
W_{пит.}	– питоме споживання електроенергії, Вт·год /тис. м ³ газу
ВМР	– водно-метанольний розчин
ВЧ	– високочастотне
ГГ	– газові гідрати
ГКР	– газоконденсатне родовище
ЕМВ	– електромагнітне випромінювання
e/e	– електроенергія
ЕМП	– електромагнітне поле
НВЧ	– надвисокочастотне
НГКР	– нафтогазоконденсатне родовище
НТС	– низькотемпературна сепарація
ПХУ	– пропанова холодильна установка
P	– тиск, МПа
P-1	– розділювач рідини після I ступені сепарації
P-2	– розділювач рідини після II ступені сепарації
P_{надл.}	– надлишковий тиск
P_{пл}	– пластовий тиск, МПа
C-1-2	– сепаратор першого ступеня
C-2-0	– сепаратор проміжного ступеня
C-2-2	– сепаратор другого ступеня

ст	– стандартні умови
T	– температура, °C
ТДА	– турбодетандерний агрегат
T_{пл}	– пластова температура, °C
УКПГ	– установка комплексної підготовки газу
УНТС	– установка низькотемпературної сепарації
УППГ	– установка попередньої підготовки газу

ВСТУП

Підготовка вуглеводневої сировини до транспортування, як правило, супроводжується процесом гідратуутворення. Нині на підприємствах України для запобігання гідратуутворенню здебільшого використовують метанол. Метанол, завдяки високій летючості парів, забезпечує більш надійний безгідратний режим роботи обладнання порівняно з нелеткими антигідратними реагентами (зокрема, гліколями). Однак на практиці фактична витрата метанолу на газодобувних підприємствах часто завищена (у низці випадків на 15-20% і більше) через його нераціональне використання.

Критичною проблемою для газодобувної галузі України є повна відсутність внутрішнього виробництва метанолу, оскільки безперерійність видобування природного газу безпосередньо корелює з наявністю необхідного обсягу інгібіторів на складах промислових об'єктів. Транспортування метанолу з європейських терміналів значно здорожує реагент, що у поєднанні з акцизною політикою та складністю ліцензування операцій з отруйними речовинами створює додаткове фінансове навантаження на газовидобувні компанії. За таких умов перевитрата реагенту є не просто технологічним недоліком, а суттєвим економічним збитком, що потребує впровадження нових сучасних рішень.

В останні десятиліття зростає інтерес до використання надвисокочастотного (НВЧ) електромагнітного випромінювання як нетрадиційного способу руйнування гідратів. Мікрохвильове та високочастотне випромінювання розглядаються як перспективні методи локального нагрівання і розкладання газових гідратів у трубопроводах; експериментальні та чисельні дослідження показують, що при коректному підборі частоти та потужності, конструкції випромінювача можна забезпечити швидшу дисоціацію газових гідратів.

Достатньо широко вивчено вплив електромагнітного випромінювання на ліквідацію наявних суцільних пробок, проте відсутня загальноприйнята

теорія, яка б пояснювала механізм дії електромагнітного поля на формування та розпад газових гідратів у динамічному вуглеводневому потоці.

У зв'язку з цим необхідний цілісний підхід до дослідження надвисокочастотного електромагнітного випромінювання як способу запобігання гідратуутворенню в системах підготовки вуглеводневої сировини, аналізу розроблення та вдосконалення технічних засобів для надвисокочастотного оброблення зон гідратуутворення в технологічних процесах підготовки вуглеводневої сировини. Оскільки на родовищах Східного нафтопромислового регіону України основний обсяг видобування забезпечується процесами низькотемпературної сепарації, доцільним є дослідження можливості впровадження енергії надвисокочастотного випромінювання в межах цих технологічних схем.

Реалізація такого підходу дозволить здійснити антигідратний захист газопромислового обладнання, а також розробити нові технологічні прийоми, які дозволять скоротити витрати інгібітора й одночасно знизити собівартість продукції та екологічне навантаження на довкілля.

Отже, дослідження, розроблення й упровадження в газовій промисловості технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використанням енергії надвисокочастотного випромінювання є актуальним завданням.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідної роботи Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» на 2020-2027 р.р. за темою «Розробка технології для видобування важковидобувних вуглеводнів (бітумів, високов'язких нафт, газових гідратів та інші) на основі фізичних та хімічних процесів» (№ ДР 0120U104892).

Мета і завдання дослідження. Метою дослідження є підвищення ефективності застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу в умовах гідратуутворення шляхом використання енергії надвисокочастотного випромінювання.

Для досягнення мети поставлені такі завдання:

1. Аналіз сучасних методів запобігання гідратуутворенню газопромислового обладнання під час видобування та підготовки вуглеводневої сировини до транспортування.

2. Дослідження вмісту метанолу в технологічних потоках установок підготовки газу методом низькотемпературної сепарації.

3. Математично обґрунтувати параметри синтезу і дисоціації гідратів при надвисокочастотному опроміненні та розробити модернізований пристрій для ліквідації гідратних пробок у трубопроводі.

4. Розроблення технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використання енергії надвисокочастотного випромінювання.

Об'єктом дослідження цієї роботи є процеси гідратуутворення під час підготовки газу на установках низькотемпературної сепарації.

Предметом дослідження роботи є витрати метанолу під час підготовки газу на установках низькотемпературної сепарації.

Методи дослідження. Аналіз вуглеводневої сировини здійснено фізичними, хімічними та фізико-хімічними методами дослідження. Дослідження вмісту метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації газу проведено методами статичного моделювання за допомогою симулятора Aspen HYSYS компанії Aspen Technology, Inc. та методами системного аналізу. Математичну модель для розрахування перехідних процесів синтезу й дисоціації гранул газогідрату в умовах дії надвисокочастотного випромінювання розроблено із застосування методів математичного аналізу, математичного моделювання, застосування законів термодинаміки, збереження маси, енергії, відомих критеріальних рівнянь. Основні функціональні залежності (розмір гранул та концентрації газогідрату, потужність електромагнітного випромінювача, інтенсивність затухання електромагнітного випромінювання в трубопроводі від теплофізичних характеристик установки і параметрів газової суміші тощо)

визначено за допомогою розробленої автором комп'ютерної програми Pipe3, написаної на мові QBASIC, для математичного моделювання синтезу й дисоціації газового гідрату. Результати промислового впровадження та економічну ефективність розробленої технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використання енергії надвисокочастотного випромінювання проаналізовано методами оброблення та аналізу промислових даних, статистичними методами оброблення та аналізу результатів експериментальних досліджень.

Наукова новизна.

1. Уперше отримано нову аналітичну залежність, яка пов'язує потужність надвисокочастотного електромагнітного випромінювача з концентрацією газового гідрату та максимальним розміром частинок уздовж усієї ділянки газопроводу.

2. Уперше розроблено математичну модель для розрахунку перехідних процесів синтезу й дисоціації гранул газогідрату в умовах дії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання, яка враховує гідродинаміку газового потоку та дозволяє прогнозувати зміну розмірів та концентрації гранул газового гідрату вздовж газопроводу.

3. Набуло подальшого розвитку наукове обґрунтування технології використання надвисокочастотного електромагнітного випромінювання в процесах низькотемпературної підготовки газу, що дозволяє одночасно мінімізувати витрати метанолу та забезпечує ефективний режим роботи установки.

Практичне значення отриманих результатів.

Практичне значення результатів дисертаційної роботи полягає в удосконаленні технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використанням енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання.

Розроблено конструкцію пристрою для мікрохвильового запобігання гідратоутворення (патент України на корисну модель № 163245). Використання пристрою дозволяє досягти максимальної концентрації електромагнітної

енергії в газопроводі при збереженні стабільної роботи вузлів низькотемпературної сепарації.

Практичну цінність має отримана математична модель синтезу й дисоціації газового гідрату в газопроводі, що дозволяє розраховувати необхідну мінімальну потужність магнетрона для боротьби з гідратоутворенням на конкретному об'єкті.

Матеріали моделювання розподілу метанолу по технологічних потоках установок низькотемпературної сепарації газу використані ТОВ «УКРГАЗПРОЕКТ» під час розроблення проєкту реконструкції Майорівської установки комплексної підготовки газу (договір № 0099/23 від 06.11.2023).

Розроблена технологія успішно впроваджена на установці попередньої підготовки газу «Західні Радченки». Економія витрати метанолу за період упровадження становить 22,5 %, очікуваний річний економічний ефект – 1 255 857,76 грн тис. грн.

Особистий внесок здобувача. Проведено огляд літературних джерел з питань щодо запобігання та ліквідації гідратоутворення під час експлуатації газопромислових об'єктів, проаналізовано сучасні технології використання метанолу та стан упровадження низькотемпературних процесів підготовки газу на родовищах України [22, 23, 122, 123, 133], проведено аналіз сучасних методів розрахування рівноважних умов гідратоутворення [23, 135], теоретичних моделей та експериментальних досліджень впливу надвисокочастотного випромінювання на стабільність газогідратних структур [80, 81]. Удосконалено конструкцію пристрою для мікрохвильового запобігання гідратоутворенню [80, 132, 134, 137]. Проведено термодинамічне моделювання та системний аналіз розподілу метанолу в процесах підготовки газу [23, 80, 133]. Розроблено математичну модель процесів синтезу та дисоціації газових гідратів у газопроводі під дією мікрохвильового випромінювання [81]. Розроблено комп'ютерну програму Pipe3, написану мовою QBASIC, для виконання завдань математичного моделювання [81, 132]. Поведено багатомодове моделювання (моди H_{11} , E_{01} , H_{01}) мікрохвильового поля

та розраховано термодинамічні процеси синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в газопроводі [81].

Зібрано і проаналізовано промислові дані [132, 136]. Розроблено технологію застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використання енергії надвисокочастотного випромінювання [132, 136].

Апробація результатів дисертації

Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

- X Міжнародній науково-технічній конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Молодь: Наука та інновації». Дніпро, 23-25 листопада 2022 р.;
- 75-ій науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Полтава, 16 травня 2023 р.;
- VI Міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційний розвиток ресурсозберігаючих технологій та раціональне користування природними ресурсами». Румунія, 16 листопада 2023 р.;
- Міжнародному галузевому форумі «Енергетична безпека – головний пріоритет розвитку нафтогазової галузі України». Полтава, 14 березня 2023 р.;
- Міжнародній науково-практичній конференції «Академічна й університетська наука: результати та перспективи». Полтава, 12-13 грудня 2023 р.;
- I міжнародному зеленому нафтогазовому форумі. Полтава, 20-21 березня 2024 р. (нагороджений Дипломом I ступеня в номінації «Професійна підтримка. Якісний технічний супровід»);
- XVII-ій Міжнародній науково-технічній конференції «Академічна й університетська наука: результати та перспективи». Полтава, 12-13 грудня 2024 р.;

- 77-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету. Полтава, 16-22 травня 2025 р.;
- XVI Всеукраїнській конференції молодих вчених «Молоді вчені 2026 – від теорії до практики». Дніпро, 18 травня 2026 р.
- 78-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету. Полтава, 15-22 травня 2026 р.

Публікації. За результатами дослідження опубліковано 12 наукових праць, з яких 4 статті в наукових фахових виданнях України (у т.ч. 3 статті в журналах, що індексується у базі даних Scopus), 1 міжнародна публікація, 1 патент України на корисну модель, 7 тез доповідей у матеріалах всеукраїнських та міжнародних науково-практичних конференцій.

Структура й обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, основної частини (чотирьох розділів), висновків, списку використаної літератури (139 найменування), додатків. Матеріали дисертації викладені на 164 сторінках, містять 17 таблиць і 24 рисунки.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ ІЗ ЗАПОБІГАННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЮ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОМИСЛОВИХ ОБ'ЄКТІВ

1.1. Проблематика гідратоутворення в промислових трубопроводах, запобігання та ліквідація гідратів у промислових умовах

Газові гідрати (ГГ) (метанові, етанові тощо) – це кристалічні сполуки води та газу, які стабільні за низьких температур і високих тисків [16, 49, 50, 79, 98, 129, 130]. Їхнє утворення спричиняє серйозні проблеми в транспортуванні вуглеводнів [25, 138].

При видобуванні, збиранні, підготовлянні і промисловий обробці газу і нафти спостерігається утворення газогідратів у різних ділянках трубопроводів [92]. Відкладаючись на внутрішніх стінках труб, гідрати різко зменшують їхню пропускну здатність і можуть призвести до аварійної зупинки експлуатації газопроводу. Це призводить до зниження пропускну здатності трубопроводів, а в низці випадків і до їхньої зупинки [67, 120]. Тому усунення гідратоутворення під час видобування і транспортування вуглеводневої сировини є однією з важливих й актуальних проблем.

Найбільш часто закупорювання газопроводу відбувається в зимовий період у зв'язку зі значним охолодженням газового потоку, який рухається в трубопроводі. Утворення гідратів може мати місце на всіх газопроводах, за винятком тих, що транспортують газ з точкою роси водяної пари нижчою від мінімальної робочої температури [120].

У вітчизняній і зарубіжній практиці не знайдено універсального способу боротьби з газогідратами у свердловинах і трубопроводах. Це пов'язано, насамперед, з різними умовами утворення газогідратів у процесі видобування вуглеводнів, а також з різноманітністю конструкцій свердловин і трубопроводів [75, 98].

Серед наявних способів запобігання утворенню газових гідратів у системах видобування, збирання та підготовляння вуглеводнів застосування хімічних реагентів є технологічно й економічно виправданим [23, 24, 75, 92].

У сучасній нафтогазовій промисловості термодинамічні інгібітори належать до найбільш затребуваних та багатотоннажних реагентів, що стабільно посідають провідні позиції за темпами використання [24]. Механізм їхнього впливу на систему базується на зміні структурних параметрів води та зниженні тиску її пари. Така дія дозволяє не лише ефективно змінювати умови фазових переходів, запобігаючи виникненню кристалів, а й активно руйнувати вже наявні гідратні відклади. Під час промислового видобування та підготовляння газу до транспортування зазвичай застосовують електроліти, гліколі та спирти, кожен з яких має свої технологічні особливості [29, 98].

Зокрема, гліколі (етиленгліколь, триетиленгліколь) часто обирають через їхню низьку розчинність у газовій фазі та наявність детально розроблених систем регенерації відпрацьованого розчину. Проте вони мають низьку недоліків: високу в'язкість, значну вартість та схильність до утворення піни й емульсій при великих швидкостях газового потоку. Крім того, порівняно з іншими реагентами гліколі менш ефективно знижують температуру гідратоутворення [13, 27, 29].

Основними недоліками використання електролітів (кальцій хлориду, магній хлориду) є висока корозійна активність та осадоутворення [100, 124, 125].

Натомість спирти демонструють значно вищу антигідратну активність, ніж гліколі [52, 63]. Попри високу токсичність, пожежонебезпечність та втрати через леткість, ці сполуки забезпечують надійний захист обладнання завдяки низькій температурі замерзання та малій в'язкості. Зважаючи на високу ефективність у складних температурних умовах та мінімальну розчинність у нестабільному конденсаті. Нині на підприємствах України для запобігання гідратоутворенню здебільшого використовують метанол. Однак він токсичний, вибухонебезпечний і досить вартісний [128]. Крім того, на практиці фактична

витрата метанолу на газодобувних підприємствах часто завищена (у низці випадків на 15-20% і більше) через його нераціональне використання, тому і до цього часу постає питання оптимізації його витрати та максимально ефективного використання в системах збирання і підготовлення вуглеводневої сировини (M.M. Marsetyo et al., 2023) [60].

На території України відсутнє промислове виробництво метанолу. Підприємства з видобування та підготовлення газу застосовують метиловий спирт імпортного походження, тому раціональне використання такого інгібітора є важливим для нашої держави.

Протягом останніх років значна кількість наукових розробок присвячена вивченню інгібіторів низького дозування (ІГНЗ) [67, 76], які поділяються на кінетичні та антиагломератні реагенти. Як кінетичні інгібітори низького дозування зазвичай застосовують полімерні сполуки, де найбільш ґрунтовно вивчено властивості полівінілпіролідону, полівінілкапролактаму та поліетиленоксиду [48, 53, 101]. Деякі корпорації, зокрема «Exxon-Nalco», здійснювали випробування інгібіторів такого типу безпосередньо в експлуатаційних умовах [35], проте на сьогодні вони ще не отримали реального практичного впровадження у вітчизняній газовій галузі.

Альтернативним напрямом розвитку кінетичних інгібіторів є використання антиагломератних агентів – специфічних поверхнево-активних речовин (сурфактантів) [71]. Результати досліджень [11, 71, 104] указують на те, що введення ПАР у незначних концентраціях (0,1 %) не впливає на термодинамічні параметри утворення гідратів. Водночас на етапі масової кристалізації наявність таких добавок в сотні разів прискорює ріст гідратних часток, що призводить до формування структур із високою пористістю. Широке промислове впровадження ІГНЗ в Україні наразі стримується їхньою значною ціною та недостатньо підтверженою ефективністю [25, 124, 125].

Одним із напрямів застосування інгібіторів гідратоутворення є їхнє комбінування при використанні. У роботі [26] на прикладі Західно-Радченківського родовища автори аналізують ефективність застосування

високомінералізованих пластових вод для захисту нафтогазового обладнання від гідратуутворень. Ця технологія є перспективною при застосуванні у комплексі з іншими інгібіторами гідратуутворення, зокрема метанолом. Упродовж багатьох років ведеться пошук реагентів-замінників, серед яких виділяють гліколі, солі (дихлорид кальцію, дихлорид магнію).

На сьогодні у процесах видобування та підготовки природного газу не знайдено повноцінного аналога метанолу [3, 23, 51, 73, 128, 131]. Наразі безсумнівно актуальною проблемою є підвищення ефективності технології застосування метанолу для запобігання гідратуутворенню під час низькотемпературної обробки газу. Саме тому підвищення ефективності його використання для запобігання гідратуутворенню під час низькотемпературної обробки газу є надзвичайно актуальним завданням. Для розроблення рішень щодо вдосконалення цієї технології доцільно провести детальний аналіз розподілу метанолу в технологічних лініях установок підготовки газу.

Необхідність ліквідації сформованих гідратних відкладів свідчить про відхилення від регламентного режиму експлуатації та недостатню ефективність системи захисту. Постає потреба в аналізі наявних методів ліквідації гідратів для розроблення вдосконалених комбінованих технологій їхнього запобігання.

Вибір методів ліквідації гідратів визначається місцем їх накопичення, кількістю і характером гідратної пробки, складом гідрату, а також наявними засобами ліквідації.

Відомо кілька способів боротьби з гідратними пробками, що вже утворилися [79, 98]: закачування в газопроводи інгібіторів; зниження тиску в газопроводі; підігрівання газу і локальне підігрівання місць відкладення гідратів [114]. Як інгібітори можуть застосовуватися метиловий спирт (метанол), розчин діетиленгліколю (ДЕГ), триетиленгліколя (ТЕГ) і розчин хлористого кальцію. Ефективність їхнього застосування залежить від умов гідратуутворення.

При частковій закупорці робочого перетину, коли забезпечується рух газового потоку, ліквідація гідратів можлива шляхом транспортування через

трубу теплоносія або інгібітора [112]. Найбільш складно піддаються ліквідації суцільні гідратні пробки, які перекривають увесь перетин трубопроводу. При встановленні місця накопичення такої пробки на якій-небудь ділянці трубопроводу необхідно в першу чергу порушити суцільність гідратів, що можливо шляхом підігрівання трубопроводу, подаванням інгібітора чи іншими способами [75].

Найбільш доступним методом ліквідації накопичених гідратів є метод зниження тиску, який широко застосовується [105, 106, 120], проте потребує дуже багато часу. Зниження тиску дає позитивний ефект при ліквідації гідратної пробки, лише при позитивних температурах. При негативних температурах докільця цей метод малоефективний.

Найдешевшим способом усунення газогідратних пробок є локальне прогрівання ділянки газопроводу [54, 77, 103]. Проте не завжди є доступ до необхідної ділянки газопроводу. Крім того, газогідратна пробка оплавляється біля стінок трубопроводу і внаслідок різниці тисків може рухатися по трубопроводу.

Протягом останніх десятиліть активізувалися дослідження застосування надвисокочастотного електромагнітного випромінювання (НВЧ ЕМВ) як методу інтенсифікації дисоціації гідратів.

Використання енергії високочастотних (ВЧ) і надвисокочастотними (НВЧ) електромагнітних полів (ЕМП) для руйнування газогідратів має перспективне практичне значення [12, 46, 113] з огляду на специфічні особливості взаємодії електромагнітних хвиль з дисперсними системами [54] (селективність, керованість і висока швидкість нагрівання, можливість перетворення на інші види фізичних полів тощо). Оскільки трубопровід у радіофізичному плані є напрямною системою, то внаслідок згасання енергії електромагнітних хвиль за всією її довжиною даний метод доцільно застосовувати при ліквідації суцільних гідратних пробок.

Аналіз фізичних основ взаємодії електромагнітного випромінювання з багатозональними середовищами дозволяє стверджувати, що використання енергії

ВЧ та НВЧ-полів є перспективним методом не лише для ліквідації наявних суцільних пробок, а й для ефективного запобігання гідратуутворенню у системах зборання та транспортування газу. Тому доцільно розглянути сучасний стан питання використання впливу НВЧ-випромінювання для руйнування гідратних структур.

1.2. Сучасні технології застосування метанолу та стан упровадження низькотемпературних процесів підготовки газу на родовищах України

Принципову типову схему застосування метанолу на установках НТС наведено на рис. 1.1. Метанол для запобігання гідратуутворенню закачують у потік газу перед «гідратонебезпечними» ділянками установки. «Відпрацьований» метанол направляють на регенерацію установки, після чого регенований інгібітор використовують повторно [64, 85].

Як зазначено вище, метанол завдяки високій леткості парів забезпечує надійніший безгідратний режим роботи обладнання порівняно з нелетючими антигідратними реагентами, зокрема, гліколями [15, 98]. Практичний досвід та результати досліджень свідчать про те, що застосовувати форсунки для більш повного насичення газу метанолом перед «гідратонебезпечними» ділянками немає необхідності. Набагато важливіше визначити та підтримувати раціональну витрату інгібітора, з урахуванням його розчинності у газі та рідких вуглеводнях [5, 7, 23].

Один із найбільш ранніх способів, спрямованих на підвищення ефективності використання метанолу на установках НТС, розроблений К. Захном [115].

У розробленій технології ефективно використовується властивість легкого метанолу переходити в парову фазу з водно-метанольних розчинів (ВМР) на «теплих» ступенях сепарації установки низькотемпературної сепарації і конденсуватися на наступних – «холодних». Відповідно до [115] насичений інгібітор, який виділяється в сепараторах з пониженою температурою, закачують перед попередніми ступенями сепарації газу з більш

високою температурою і створюють таким чином «рециркуляцію» метанолу. У вітчизняній практиці таку технологію іноді називають «циркуляційною», що також цілком відображає суть технічного прийому, що використовується.

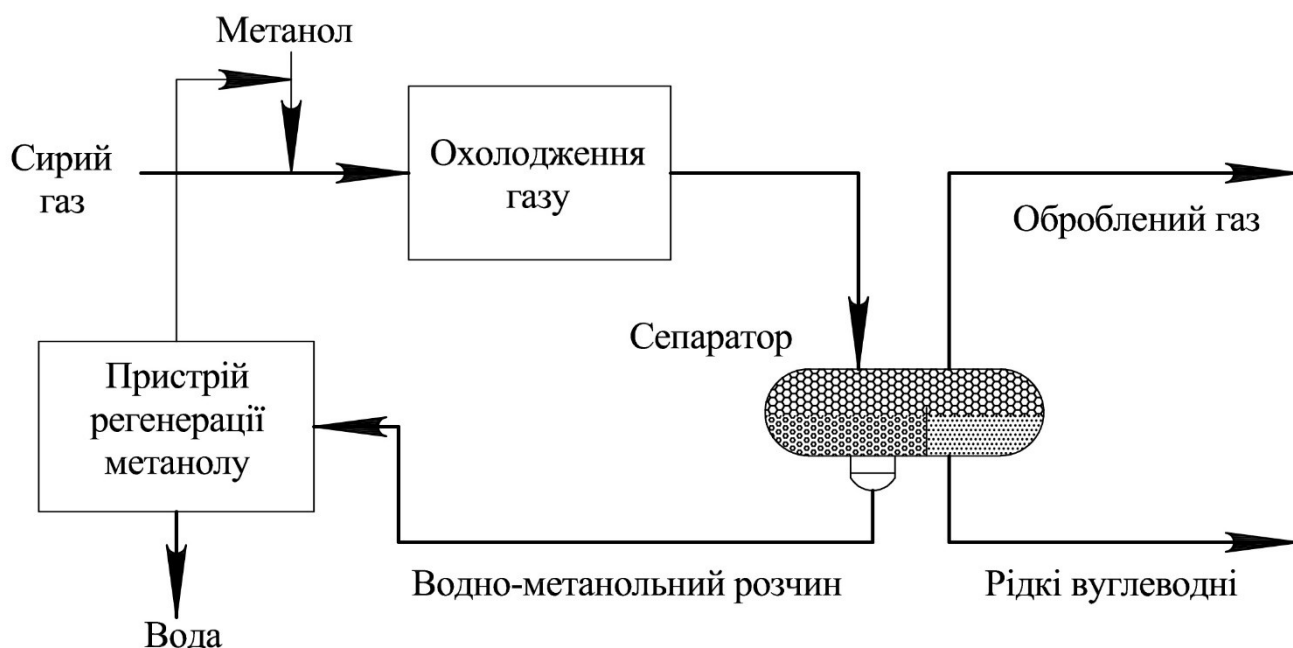


Рисунок 1.1 – Типова схема використання метанолу для запобігання гідратуутворенню при низькотемпературному обробленні газу [115]

Недоліком способу [115] є неповне повернення метанолу з ВМР у технологічний цикл оброблення газу, що обумовлено залишковим умістом інгібітора у водній фазі навіть за безгідратних умов у первинному сепараторі [115]. У результаті для доотримання метанолу з виділеної на «найтепліших» лініях сепарації водної фази потрібне встановлення регенерації. З цієї причини така технологія на вітчизняних об'єктах газової галузі застосовувалась у поодиноких випадках.

В ефективнішому способі [115] за певних умов зазначений недолік усувається. Принципова відмінність способу [115] із досконалішою технологією полягає в тому, що відпрацьований інгібітор (ВМР) подається на зрошення в масообмінну секцію, установлену в сепараторі «теплого» ступеня. При контакті з теплим газом відбувається десорбція метанолу газом з ВМР (віддування), завдяки чому інгібітор повертається в технологічний цикл

установки осушення [95]. При безгідратних умовах сепарації на першому ступені та якісній реалізації процесу десорбції виводиться з установки водна фаза мало містить токсичний реагент [98].

В останні роки розроблено ще низку способів, що охоплюють циркуляцію антигідратного реагенту і його десорбцію з відпрацьованого розчину [87]. Одині з цих способів використовується в масштабному обсязі при промисловій обробці газу.

Використання на УКПГ удосконаленої технології дозволяє уникнути змішування одержуваного після віддування ВМР з рідкими фазами, що надходять із сирим газом (на відміну від способів [87]). Завдяки цьому ВМР, що залишився після протиточного контактування з теплим газом, придатний як сировина для установки регенерації і не викликає ускладнень у її роботі внаслідок солевідкладення [87].

Результати досліджень щодо вдосконалення технології запобігання гідратуутворенню на УКПГ наведено у роботах [70, 74]. Реалізація способу дозволила значно покращити техніко-економічні та екологічні показники роботи цієї установки.

Найбільше поширення технології використання метанолу з його десорбцією з ВМР при протиточному контактуванні з газом знайшли на газопереробних заводах. Значною мірою цьому сприяли розробки, зокрема процес Іфрех-1, виконані у Французькому Нафтовому Інституті [61, 89].

Принципова схема процесу Іфрех-1 наведена на рис. 1.2.

Вологий газ, що надходить на оброблення, поділяють на два потоки, один з яких направляють у масообмінний апарат на протиточне контактування з водним розчином метанолу. При цьому метанол «видувається» газом з водного розчину та при подальшому охолодженні знову об'єднаного газового потоку конденсується і перешкоджає гідратуутворенню. Утворений у процесі оброблення газу ВМР відокремлюють у низькотемпературному сепараторі та подають на зрошення в дегідратор [98].

З наведеного опису випливає, що процес Іфрех-1 досить близький до

розробленого раніше вітчизняними фахівцями способу. Відмінність полягає в передбаченій Іfрех-1 можливості байпасувати частину потоку сирого газу, минаючи масообмінний апарат для віддування метанолу [43, 98].

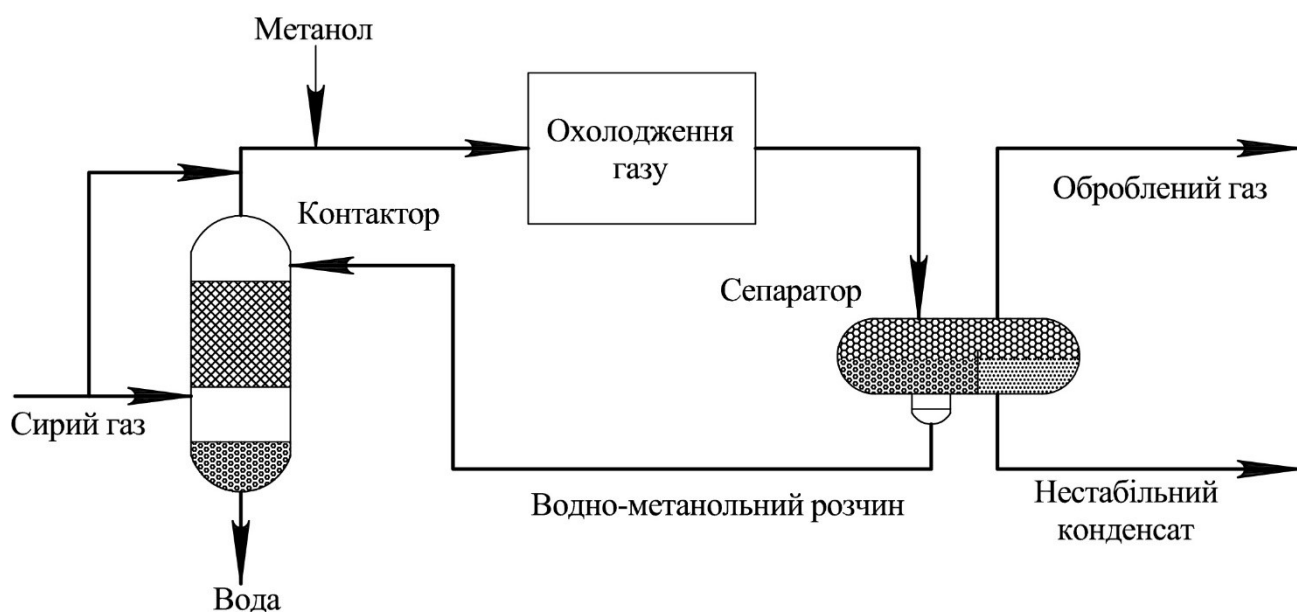


Рисунок 1.2 – Технологічна схема встановлення НТС використанням процесу Іfрех-1 [43]

Результати пілотних випробувань, описані в роботі [43, 61], показали високу ефективність процесу Іfрех-1 порівняно з іншими сучасними технологіями.

При реалізації «метанольної» технології витрати реагенту обумовлені його розчинністю в газі та рідких вуглеводнях [8, 39, 40, 111]. Втрати метанолу залежать від тиску, температури і складу газорідинної суміші в низькотемпературному сепараторі, причому в міру зниження температури втрати скорочуються. Остання обставина принципово відрізняє «метанольну» технологію від «гліколевої». При зниженні температури процес відокремлення насиченого гліколю від рідких вуглеводнів стає все більш складним [59]. За даними роботи [61], для якісного поділу рідких фаз при -40°C іноді потрібно до 45 хвилин. У деяких випадках для більш повного відокремлення гліколю від рідких вуглеводнів необхідно встановлювати додаткові роздільники. При використанні метанолу таких труднощів із поділом рідких фаз зазвичай не

виникає.

У заводських технологіях розчинений у рідких вуглеводнях метанол концентрується у пропані [70]. На деяких газопереробних заводах практикується вилучення метанолу шляхом його екстракції водою, деетанізованими вуглеводнями або товарного пропану [59]. Промивна колона, для якої зазвичай використовують воду з установки регенерації метанолу, працює як типова колона для екстракції рідини й забезпечує вилучення понад 90% інгібітора. Для проєктування цього процесу дослідники [61] рекомендують використовувати дані фазової рівноваги метанолу, що наводяться у роботі [74].

У роботах [19, 70] робиться висновок, що переваги «метанольної» технології запобігання гідратоутворенню належно не оцінені. При використанні метанолу завдяки зниженню капітальних та експлуатаційних витрат показники виробництва у багатьох випадках покращуються.

Досвід експлуатації газопереробних потужностей підтверджує, що впровадження циркуляційних технологій дозволяє досягти максимально високих показників ефективності використання метанолу. Утім у вітчизняній газовій галузі подібні рішення на об'єктах промислового оброблення газу практично не реалізовані. З огляду на це доцільно провести аналіз специфіки технологічних схем, що використовуються на установках підготовки газу українських родовищ.

Східний нафтопромисловий регіон України залишається ключовим центром вітчизняного газовидобутку, сучасний стан розроблення родовищ характеризується значною частиною покладів із високим вмістом рідких вуглеводнів.

Ефективність функціонування систем збирання та підготовлення природного газу на родовищах цього регіону значною мірою залежить від глибини вилучення цільових компонентів і досягається шляхом інтенсивного охолодження газового потоку.

У зв'язку зі специфікою сировинної бази Східного нафтопромислового регіону України, зокрема переважанням потоків із високим вмістом

конденсатоутворювальних компонентів та асоційованого нафтового газу, найбільш поширеними на місцевих родовищах є низькотемпературні процеси підготовляння [139].

Однією з поширених технологій у вказаному регіоні є низькотемпературна абсорбція газу (НТА), яка базується на відмінності в розчинності компонентів газу в рідкій фазі при низьких температурах і виділенні видобутих компонентів за схемою ректифікації. НТА найбільш ефективна, коли у вхідному газі є високий вміст важких вуглеводнів (C_{3+}) [88]. Висока металомісткість обладнання, технологічна складність процесу, втрати абсорбенту та залежність системи від компонентного складу вхідного потоку обмежують упровадження методів НТА лише окремими родовищами, зокрема Тимофіївським ГКР, Ігнатівським НГКР, Солохівським ГКР, Глинсько-Розбишівським НГКР, Качанівським НГКР.

Глибоке вилучення цільових компонентів з природного газу дозволяє забезпечити процес низькотемпературної ректифікації (НТР), що полягає в розділенні газових сумішей при низьких температурах, коли вхідна сировина переходить у двофазний стан, і подальшому фракціонуванні утвореної газорідинної суміші в ректифікаційних колонах [64]. Але дана технологія підготовляння газу має рентабельність лише при високих та стабільних обсягах вхідної сировини, тому серед родовищ Східного нафтопромислового регіону України реалізована лише на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі (НГКР).

Основним способом підготовляння газу на родовищах Східного нафтопромислового регіону України є низькотемпературна сепарація (НТС). Це процес промислового оброблення газу природного на газоконденсатних родовищах з метою вилучення з нього газового конденсату і одночасного осушування від вологи, що здійснюється при низьких температурах від 0 до -30°C , які одержують у результаті дроселювання газу чи від зовнішнього джерела холоду (холодильні машини) [88].

Визначальна роль НТС у газовій галузі зумовлює необхідність глибшого аналізу даної технології та визначає доцільність подальших розробок у напрямі вдосконалення низькотемпературних процесів підготовляння газу [20].

Реалізація зазначеного підходу потребує системного аналізу наявних технологічних рішень. У зв'язку з цим, першочерговим завданням є детальний розгляд базових схем підготовки природного газу методом НТС, що дозволить виявити їхні конструктивні особливості та потенційні вузли для модернізації.

На ранніх стадіях розробляння родовищ високий тиск пластового флюїду дозволяє застосування схем підготовки газу, що функціонують за принципом ізоентальпійного розширення. Застосування ефекту Джоуля-Томпсона в таких умовах визначається найбільш технологічно доцільним, оскільки дозволяє реалізувати процес низькотемпературної сепарації на принципах самоохолодження [6]. Такий підхід забезпечує високу компактність установки підготовки газу (УПГ) при низьких питомих енерговитратах на обробляння газу [64].

Альтернативним енергоефективним підходом до підготовки газу є впровадження турбодетандерних агрегатів (ТДА), де охолодження газового потоку реалізується шляхом його ізоентропійного розширення з виконанням зовнішньої корисної роботи. Порівняльний аналіз свідчить, що термодинамічна ефективність ТДА суттєво перевищує показники ізоентальпійного дроселювання, забезпечуючи глибші рівні охолодження за аналогічних перепадів тиску [62]. Водночас висока чутливість турбодетандерів до нестаціонарності робочих параметрів (коливань витрати, вхідного та вихідного тиску) обмежує їхнє широке використання в промислових УКПГ.

Як наслідок, дана технологія переважно інтегрована у великі об'єкти підготовки газу, ТДА встановлені на таких родовищах, як Юліївське НГКР, Східно-Полтавське ГКР, Хрестищенське ГКР, Комишнянське ГКР, Машівське ГКР.

На родовищах, де енергетичного потенціалу пластового флюїду недостатньо для забезпечення цільових температур сепарації шляхом

ізоентальпійного (дроселювання) або ізоентропійного (детандер) розширення, технологічно доцільним є застосування установок штучного холоду [36]. За такою технологією реалізовано процес підготовки газу на Луценківському ГКР, Сахалінському НГКР, Семиренківському ГКР, Макіївському ГКР, Денисівському ГКР, Ракитнянському ГКР, Карайкозівському НГКР.

Науково-методологічна основа технології роботи установок штучного холоду базується на використанні прихованої теплоти фазового переходу (пароутворення) робочого тіла (холодоагенту) за умов низького тиску. Охолодження природного газу реалізується шляхом теплообміну з киплячим холодоагентом, термічні параметри якого після стадії розширення забезпечують необхідний температурний градієнт для ефективного відбору теплоти від газового потоку у випарному апараті [89].

Незважаючи на високу технологічну ефективність низькотемпературної сепарації як базового методу вилучення вологи та рідких вуглеводнів, її практична реалізація супроводжується низкою специфічних технічних ускладнень. Ключовим дестабілізаційним фактором у процесах низькотемпературної підготовки газу є ризик утворення газових гідратів [23, 123, 133], що потребує впровадження додаткових заходів для забезпечення безперебійної роботи обладнання.

На сьогодні в інженерній практиці не існує єдиного універсального алгоритму боротьби з гідратами [23]. Це зумовлено варіативністю термодинамічних умов на різних родовищах та конструктивними особливостями газотранспортних мереж [80]. Попри різноманітність підходів найбільш економічно обґрунтованим і технологічно відпрацьованим методом залишається використання хімічних інгібіторів [122].

На вітчизняних підприємствах ключовим реагентом для запобігання гідратуутворень залишається метанол. Проте його експлуатація пов'язана з низкою ризиків: високою токсичністю, вибухонебезпечністю та значною вартістю [22, 23]. Важливим аспектом є те, що реальні витрати метанолу часто перевищують розрахункові норми на 15-20% [23]. Це вказує на нераціональне

керування процесом, що робить питання оптимізації дозування реагенту надзвичайно актуальним [65].

Критичною проблемою для газодобувної галузі України є повна відсутність внутрішнього виробництва метанолу. Історично основними потужностями з випуску метилового спирту володіли підприємства хімічної промисловості (зокрема ПрАТ «Севєродонецьке об'єднання «Азот»), проте через бойові дії та руйнування інфраструктури вітчизняний ринок став стовідсотково залежним від зовнішніх поставок. Це створює пряму загрозу енергетичній безпеці, оскільки безперервність видобування природного газу безпосередньо корелює з наявністю необхідного обсягу інгібіторів на складах промислових об'єктів.

Транспортування метанолу з європейських терміналів значно здорожує реагент, що у поєднанні з акцизною політикою та складністю ліцензування операцій з отруйними речовинами створює додаткове фінансове навантаження на газовидобувні компанії. За таких умов перевитрата інгібітора є не просто технологічним недоліком, а суттєвим економічним збитком, що потребує негайного впровадження нових сучасних рішень, що дозволили б суттєво зменшити споживання інгібітора.

Сукупність наведених факторів – від критичної залежності України від імпорту метанолу до високих ризиків аварійних зупинок через гідратуутворення – визначає необхідність підвищення ефективності підготовки газу та вдосконалення технології застосування інгібіторів.

З огляду на вищезазначене, вважаємо за доцільне провести дослідження динаміки розподілу метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації, що дозволить розробити рішення щодо його раціонального використання та мінімізувати питомі витрати на одиницю видобутого газу.

1.3. Особливості сучасних методів розрахунку рівноважних умов гідратуутворення

Для надійного й економічного забезпечення безгідратних режимів роботи газопромислового обладнання й трубопроводів необхідне достовірне визначення умов гідратуутворення природного газу [17].

Рівноважні параметри гідратуутворення для природних газів визначаються експериментально або розрахунковим шляхом, який, проте, не дозволяє отримати наближені результати, оскільки ґрунтується на значних припущеннях і умовностях [4, 91, 98].

Оцінювання рівноважних параметрів гідратуутворення може бути виконане за добре відомим графіком E.D. Sloan et al. (2007), де умови гідратуутворення газів наближено скорельовані до їх відносної густини за повітрям. Однак густина газу не визначає його склад, тому ця номограма недостатньо відтворює фактичні рівноважні умови гідратуутворення [44, 98, 135].

E. G. Hammerschmidt (1934) уперше зробив спробу математично описати рівноважні умови гідратуутворення для природного газу. Однак за допомогою цих розрахунків не для будь-яких газів можна отримати задовільний результат, оскільки вони відображають гідратуутворення тільки для газу певного складу [41, 69, 98].

За даними V.Dmytrenko (2009), рівноважні тиски при заданій температурі, розраховані різними методами, можуть відрізняються більше, ніж в два рази. Це пов'язано з тим, що експериментальні дані можуть бути завищені за тиском (на 15-29 %) [121]. Порівняння емпіричних методів, на наш погляд, показує необхідність розроблення більш надійного, але достатньо простого методу розрахування рівноважних параметрів гідратуутворення.

Існує ще кілька методів визначення рівноважних умов гідратуутворення. Однак більш надійним є експериментальний метод визначення рівноважних параметрів утворення й руйнування гідратів газових сумішей та природного газу [72, 119].

Сучасне програмне забезпечення (OLGA, Aspen HYSYS, ProMax, UniSim Design тощо) дозволяє проводити дослідження технологічних процесів у нафтогазовій промисловості, визначати ефективність застосування термодинамічних інгібіторів, здійснювати підбір параметрів низькотемпературної підготовки газу, що значно спрощує пошук оптимальних рішень щодо захисту обладнання від гідратуутворень [68, 78, 83, 99]. Подібні методи розрахування неодноразово підтверджували високу відповідність отриманих результатів у програмних комплексах та симуляторах до реальних параметрів роботи на активних нафтогазовидобувних об'єктах при втіленні технологічних рішень чи зміні робочих параметрів (Т. Roberts, 2019) [86].

З даними N. Rebai et al. (2019) програмний комплекс Aspen HYSYS дозволяє моделювати процеси низькотемпературної підготовки газу за різними варіантами, а також визначати потребу у витраті інгібітора гідратуутворення метанолу при конкретних режимах ведення процесу очищення газу від конденсату та супутньопластової води [84]. Прогностичні моделі вказаного стимулятора засновані на фундаментальних термодинамічних принципах та застосуванні рівняння стану при обчисленні умов рівноваги. Ці прогностичні моделі надають більш точні розрахункові результати порівняно з розрахунками за допомогою емпіричних формул або діаграм (А. Vozorgian, 2020) [14].

З огляду на вищезазначене доцільно провести аналіз розподілу інгібітора гідратуутворення метанолу з використанням сучасного програмного комплексу для забезпечення можливості більш ефективного його використання.

1.4. Аналіз теоретичних моделей та експериментальних досліджень впливу надвисокочастотного електромагнітного випромінювання на стабільність газогідратних структур

В останні десятиліття зростає інтерес до використання надвисокочастотного електромагнітного випромінювання як нетрадиційного способу руйнування гідратів [12, 30, 33, 46, 113]. Цей підхід базується на

поглинанні електромагнітної енергії полярними молекулами води, що призводить до локального нагрівання, фазових переходів і прискореної дисоціації гідратної решітки [107, 129].

Одним з ефективних інструментів для вивчення таких явищ є математичне моделювання процесів тепло- та масообміну. Однак, різноманітність фізичних моделей утворення та дисоціації газових гідратів призводить до різних підходів до математичного опису процесів [127].

У роботі [118] наведено системний огляд впливу різних типів випромінювання (ЕМВ, ультразвук, плазма) на дисоціацію гідратів; виконано порівняння механізмів впливу, наведено переваги й обмеження різних методів. Представлено комплексний огляд технологій, що використовують джерела випромінювання (мікрохвилі, ультразвук та ЕМВ-радіочастотного діапазону) для газових гідратів. Для зібраних досліджень виділено характерні параметри випромінювання: частота, довжина хвилі та потужність. Також розглянуто такі важливі параметри, як швидкість дисоціації гідратів, опромінена потужність мікрохвиль, час повної дисоціації, шляхи та механізми реакції, перепад тиску та температури газових гідратів під час експериментів. Крім того, у дослідженнях також описано фізичні принципи роботи різних форм хвиль, зокрема мікрохвиль, ультразвуку, хвиль радіочастотного діапазону та плазми для дисоціації гідратів.

У роботі Rahim I. [82] описуються два плазмові методи (іонізуюче опромінення) для дисоціації ГГ, що демонструє альтернативні електромагнітні підходи (не лише мікрохвильове). Результати дослідження молекулярних механізмів дисоціації під зовнішнім електромагнітним полем, яке враховує не лише теплові, але й поляризаційно-резонансні ефекти наведено в [38].

У роботі [56] наведено результати лабораторних досліджень, у яких порівнюється дисоціація гідрату при мікрохвильовому нагріві і при застосуванні гарячої води. Отримані результати показують, що застосування НВЧ ЕМВ може дати швидшу дисоціацію і підвищити вихід газу, що експериментально доводить концепцію дисоціації ГГ під впливом НВЧ ЕМВ.

Мікрохвильове ЕМВ опромінення прискорює дисоціацію природних і лабораторних ГГ порівняно з традиційним нагрівом (гарячою водою), а швидкість дисоціації залежить від потужності і частоти ЕМ-випромінення.

Результати дослідів на лабораторній установці, які підтверджують можливість відновлення метану з гідратних відкладень за допомогою мікрохвиль ЕМВ, наведено в [56]. Методику вилучення метану з гідратного резервуара за допомогою мікрохвильової стимуляції було експериментально перевірено в лабораторному масштабі. Дослідження проводили в пухкому осаді з Південно-китайського моря, застосовуючи мікрохвильове випромінювання частотою 2,45 ГГц із середньою питомою потужністю від 3 до 19 кВт/м². Установлено, що насичення гідратом (15,5–54,5%), насичення водою (40,7 та 70,4%), замерзання у поєднанні зі зниженням тиску впливають на нагрівання, газоутворення та ефективність дисоціації ГГ. Наприклад, наявність льоду знижує ефективність дисоціації ГГ в осаді порівняно з водонасиченим в умовах зниженого тиску. З'ясовано, що шар гідрату, який знаходиться за межею проникнення мікрохвиль, дисоціює в рівноважному стані.

Лабораторні спроби застосування мікрохвиль для розкладання гідратів показали прискорення дисоціації в 1,5–3 рази порівняно з традиційним нагрівом гарячою водою [46]. Пряме нагрівання гідратної фази забезпечує зниження енергетичних витрат, при цьому швидкість процесу залежить від потужності випромінювання (300–900 Вт) та часу експозиції. Під час досліджень було зафіксовано формування двох зон: активної (максимальне поглинання) та інертної, що виникає внаслідок зменшення вологості або відбиття хвиль [56].

Подальші роботи Khan S.H. [46] доповнили дослідження, використавши RF та плазмові джерела. Результати свідчать, що в діапазоні 0,3–3 ГГц ефективність руйнування гідратів зростає із частотою до певної межі, після чого спостерігається насичення через обмежену проникність хвиль [108].

В роботі [110] наведено сучасні комплексні фізичні моделі, що поєднують ЕМВ-нагрівання й інжекцію газів (наприклад, N₂) для підвищення

ефективності видобування. Такі моделі дозволяють виконувати проєктні розрахунки і застосовувати розроблену методику у промисловості.

В роботі дослідники [28] запропонували математичну модель руйнування гідратних пробок у трубопроводі при використанні коаксіального мікрохвильового джерела ЕМВ, наведено конструктивні деталі антени, розподілу температури і ефективності дисоціації ГГ. Проведене теоретичне оцінювання ефективності використання такого впливу для розблокування газопроводів від ГГ пробок.

Представлена одновимірна нестационарна математична модель процесів теплопередавання під час розкладання ГГ у циліндричному трубопроводі під дією джерел теплоти, розподілених по об'єму. Запропоновано алгоритм числового розрахування. Отримано математичний вираз для розподілених джерел тепла, що генеруються мікрохвильовим випромінюванням від коаксіально розташованої НВЧ-антени. Пристрій, що створює мікрохвильове випромінювання, розташований уздовж осі труби. Проведено числові дослідження температурних полів та динаміки розкладання газогідратної пробки для заданих параметрів труби та потужності мікрохвильового випромінювання. З'ясовано, що час розкладання газогідратної пробки діаметром 0,3 м за допомогою джерела мікрохвиль потужністю 300 Вт становить приблизно 40 годин.

Моделі багатофізичних процесів [110] ураховують одночасно поглинання електромагнітної енергії залежно від діелектричних властивостей середовища, теплоперенос і фазові переходи, рух газу, води і тепла в пористому середовищі [28]. Проте запропонована авторами математична модель не враховує розповсюдження ЕМ-хвиль вздовж вісі трубопроводу, а також не містить поділу ЕМ-хвиль на моди.

Найбільш критичним аспектом реалізації математичних моделей НВЧ-дисоціації є вибір чисельного методу інтегрування за часом [90]. Дійсно, внаслідок великої різниці масштабів швидкостей (динаміка вектора ЕМ-хвилі на швидкості світла і рух гранул ГГ у трубопроводі на швидкості до 10 м/с)

розгляд високочастотних хвиль у макрооб'єктах може призводити до великих витрат машинного часу. Автор рекомендує застосовувати методи геометричної оптики, які в цьому випадку можуть давати хороше наближення. Таким способом можна уникнути розгляду мікрооб'єктів і зекономити час (машинний) на розрахування макрооб'єктів.

Перспективними для моделювання процесів дисоціації газових гідратів є явні методи Рунге-Кутта (зокрема 4-го порядку). Вони є стандартом для багатьох інженерних завдань завдяки простоті реалізації та високій точності для нежорстких систем [90].

У роботі [37] виконано порівняння методів Ейлера та Рунге-Кутта 4-го порядку. Метод Рунге-Кутти визнано значно ефективнішим і потужнішим інструментом. Метод Ейлера, хоч і простий у реалізації, виявився найменш точним (0-й порядок точності) і потребує надзвичайно малих кроків для досягнення прийнятних результатів.

У роботі [2] представлена одновимірна математична модель для симуляції фізичних процесів розкладання гідрату метану в пористих середовищах. Математичний апарат включає рівняння збереження енергії, газу та рідини, а також рівняння термодинамічної рівноваги між тиском (P) і температурою (T). Автори використали неявну скінченно-різницеvu схему для розв'язання системи рівнянь, що дозволяє точно описувати появу нових фаз і граничні умови. Застосований метод має порядок точності 1-2 (проти 4 у методу Рунге-Кутта), проте є абсолютно стійким, що важливо при різких змінах теплофізичних параметрів (наприклад температури чи тиску).

Дослідження літературних джерел указує на необхідність удосконалення математичної моделі нестационарних теплових режимів одновимірних елементів з урахуванням гідродинаміки потоку в перерізі трубопроводу із метою розширення сфери її застосування.

Чисельні симуляції показують, що при потужності 1 кВт і частоті 2,45 ГГц зона активної дисоціації може розширюватися до кількох сантиметрів

за хвилину, а комбінація НВЧ-нагріву з інжекцією азоту (N_2) забезпечує підвищення ефективності на 20–30%.

Для розв'язання завдання руйнації ГГ пробки в газопроводі в [108] змодельовано коаксіальну мікрохвильову антену, що дозволяє локально нагрівати пробки гідрату, забезпечуючи рівномірний розподіл температури вздовж осі трубопроводу.

У роботі [110] наведено результати моделювання з верифікацією. Запропонована математична модель може бути застосована у випадку використання комплексних впливів різних факторів на газогідрати.

Технологія мікрохвильового нагрівання є ефективним методом відновлення гідратів метану. Однак відновлення гідратів метану під впливом мікрохвильового випромінювання є складним комплексом фізико-хімічних та теплових процесів. У цьому дослідженні розроблено числову структуру для дослідження багатофізичної поведінки еволюції електромагнітного поля, багатофазного потоку та тепломасопередачі під час відновлення гідратів метану за допомогою мікрохвиль. Уперше було змодельовано просторово-часову еволюцію напруженості електричного поля, температури, фазового насичення та швидкості потоку. Крім того, параметричні дослідження з'ясували залежність дисоціації та ефективності відновлення газу від трьох критичних факторів: початкового насичення водою, потужності мікрохвиль та швидкості введення азоту. Результати показали, що запропонована структура ефективно враховує синергетичну взаємодію між еволюцією електричного поля, тепломасопереносом та багатофазним потоком під час відновлення гідратів. Найважливіше те, що синергетичне застосування мікрохвильового нагрівання та введення азоту значно підвищило ефективність дисоціації гідратів та відновлення метану, особливо в умовах високого початкового насичення водою. Збільшення вхідної потужності мікрохвиль може значно прискорити дисоціацію гідратів та підвищити ефективність відновлення метану. Крім того, хоча підвищена швидкість введення азоту негативно вплинула на дисоціацію гідратів, проте підвищила ефективність видобування [116]. Це забезпечує

критично важливі рекомендації для оптимізації стратегій видобування газу при розроблянні гідратів за допомогою мікрохвильового випромінювання.

У роботі [9] розглянуто питання плавлення парафінових пробок у нафтопроводах за допомогою моди H_{11} . Питання дисоціації газогідратів НВЧ-випроміненням розглядалося в [32]. Розрахунки виконано для моди E_{01} . У дослідженні [31] розглянуто розрахунок плавлення парафінових пробок за допомогою моди H_{01} НВЧ-випромінення. Для розгляду дисоціації газогідратів у реальних газопроводах різних діаметрів необхідно враховувати їх роботу в багатомодовому режимі.

Дисоціація газогідратів та плавлення парафінів у свердловинах під впливом Т-хвиль ВЧ-випромінення розглянута в дослідженні [94], проте залежність внутрішніх стоків теплоти від температури газогідрату автором не врахована, а свердловина розглядалася як аналог коаксіальної лінії. У роботі [31] не враховано теплообмін уздовж трубопроводу, не враховано зміну джерел теплоти внаслідок танення гідрату та дисоціацію гідрату при проходженні ЕМ хвиль у ньому. Дослідники розглянули лише поглинання ЕМ-хвиль у металевих елементах свердловини (в НКТ), а від НКТ передавання теплоти до гідрату відбувається шляхом теплопровідності [94]. При такому способі підведення енергії є нераціональним оскільки замість прогрівання газогідрату чи парафіну відбувається прогрівання всіх елементів свердловини.

Розрахунки дисоціації газогідратів та плавлення парафінів у роботі [32] виконано лише для однорідного середовища усередині газопроводу. Проте при стаціонарному розміщенні НВЧ-випромінювача частина газопроводу буде заповнена газом, а частина газовим гідратом – тобто середовище буде неоднорідним. Крім того, ця неоднорідність буде змінюватися з часом.

Сукупність досліджень підтверджує, що надвисокочастотне електромагнітне випромінення є перспективним інструментом для руйнування газових гідратів як у лабораторних умовах, так і в інженерних системах. Метод забезпечує ефективне перетворення електромагнітної енергії в тепло без проміжних носіїв, дозволяє прискорити дисоціацію і знизити витрати.

Аналіз досліджень показує, що для коректного розрахування руйнування газогідратної пробки в газопроводі за допомогою НВЧ-випромінювання необхідно врахувати низку факторів: багатомодовість реального трубопроводу; неоднорідність середовища діелектрика; температурну залежність об'ємних стоків теплоти у газовому гідраті.

Сучасні дослідження підтверджують технологічну доцільність застосування електромагнітного впливу для боротьби з гідратами. Практичне застосування електромагнітних методів у газовій промисловості базується на розробленні спеціалізованих систем генерації та спрямування енергії безпосередньо у зону гідратоутворення.

Зокрема, у роботі Wang S. [109] обґрунтовано архітектуру мікрохвильових антен та проведено чисельне моделювання процесів дисоціації для підвищення ефективності цілеспрямованого нагріву. Системний аналіз комерційних підходів до видобування та стимуляції гідратних покладів, наведений у [18], визначає електромагнітні методи як перспективний інструмент інтенсифікації процесів.

У роботі [21] систематизовано результати експериментів щодо впливу випромінювання різних діапазонів (MW/RF/UHF) на стабільність гідратів порівняно з традиційним інгібуванням. Практичне втілення цих методів представлено у патенті [58], де описано радіочастотну апаратуру для оброблення рідин, що забезпечує об'ємне тепловиділення безпосередньо в зоні можливого утворення пробок.

У відомій конструкції [126] ділянки трубопроводу перед низькотемпературним сепаратором встановлено дросельну арматуру, де відбувається зниження тиску та температури газу, унаслідок чого в сепараторі відбувається відділення важких фракцій (газоконденсату), а очищений газ далі подається на теплообмінник.

Головним недоліком конструкції [126] є можливість активного гідратоутворення на ділянці газопроводу від дросельного пристрою до низькотемпературного сепаратора, оскільки при зниженні температури та

достатньо високому тиску створюються сприятливі умови для гідратуутворення. Для уникнення гідратуутворення в установках промислового типу перед цією ділянкою в газопровід вводиться додаткова кількість токсичного та екологічно небезпечного інгібітора (зазвичай метанолу) [126].

Аналіз наукових джерел та результатів сучасних досліджень підтверджує, що використання надвисокочастотного електромагнітного випромінювання є одним із найбільш перспективних методів інтенсифікації дисоціації газових гідратів. Перехід від загального інгібування до локалізованого НВЧ-впливу в критичних зонах гідратуутворення є стратегічно важливим напрямом для підвищення надійності та екологічності систем підготовки вуглеводневої сировини в Україні.

Отже, обраний напрям досліджень щодо поєднання використання метанолу та надвисокочастотного електромагнітного випромінювання під час підготовки вуглеводневої сировини є актуальним науково-технічним завданням, розв'язання якого дозволить забезпечити надійне запобігання гідратуутворенню в промислових трубопроводах при одночасному зниженні витрат інгібітора, собівартості продукції та екологічного навантаження на довкілля.

1.4. Постановка завдань

На нафтових і газових підприємствах різних регіонів світу найбільш поширеними способами підготовки природного газу є низькотемпературна сепарація або низькотемпературна абсорбція (J. Carrol, 2020). При застосуванні таких технологій однією з актуальних проблем постає утворення газогідратних пробок у технологічному обладнанні (P.Hu et al, 2023).

Нині на підприємствах України для запобігання гідратуутворенню здебільшого використовують метанол. На території України відсутнє промислове виробництво метанолу. Це створює пряму загрозу енергетичній безпеці, оскільки безперервність видобування природного газу безпосередньо корелює з наявністю необхідного обсягу інгібіторів на складах промислових

об'єктів. Тому наразі, безсумнівно, актуальною проблемою є підвищення ефективності технології застосування метанолу для запобігання гідратуутворенню під час низькотемпературної обробки газу.

У наявній літературі недостатньо досліджень, спрямованих на розроблення технологій зменшення витрати метанолу для забезпечення безгідратного процесу підготовки газу. Тому доцільно провести аналіз розподілу інгібітора гідратуутворення метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації, що дозволить розробити рішення щодо удосконалення технології його використання.

Серед технологій, що використовують для ліквідації гідратуутворення, слід зазначити використання енергії надвисокочастотних електромагнітних полів для руйнування газогідратів. Установлено, що надвисокочастотне електромагнітне випромінювання є перспективним інструментом не лише для ліквідації наявних суцільних пробок, а й для ефективного запобігання гідратуутворенню в системах збирання та транспортування газу. Метод забезпечує ефективне перетворення електромагнітної енергії в тепло без проміжних носіїв, дозволяє прискорити дисоціацію і знизити витрати метанолу.

Однак у наявній літературі недостатньо даних про використання цього методу для запобігання гідратуутворенню в промислових трубопроводах. Дані досліджень не дозволяють зробити висновки про одночасне врахування впливу надвисокочастотного електромагнітного випромінювання на два протилежні процеси: синтез газогідрату під впливом сприятливих термобаричних умов та його дисоціації під впливом мікрохвильового випромінювання. Зважаючи на вищезазначене доцільно вдосконалити математичну модель для розрахування перехідних процесів синтезу/дисоціації гранул ГГ у газопроводі при дії НВЧ ЕМ-випромінювання. Є потреба на основі математичної моделі розробити комп'ютерну програму, за допомогою якої можна отримати результати цифрового моделювання поведінки гранул ГГ під час їхнього руху в газопроводі. Основними критеріями при розробленні математичної моделі є такі: 1) одночасне врахування відведення теплоти гідратуутворення в газу

фазу та підведення енергії ЕМ-випромінювання до об'єму гранули; 2) зміна радіуса та концентрації гранул ГГ залежно від інтенсивності процесів, що переважають на конкретній ділянці газопроводу; 3) врахування багатомодового поширення хвиль H_{mn} , E_{mn} , їхнього згасання в діелектрику та відбиття від арматури; 4) розрахунок швидкості фазових переходів на основі диференціальних рівнянь масообміну та теплового балансу.

З огляду на вищенаведене вище, є необхідність розроблення пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню в системах низькотемпературної сепарації газу.

Зроблений у цьому розділі аналіз сучасного стану проблеми запобігання гідратуутворенню під час експлуатації газопромислових об'єктів став основою для розроблення технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу з використання енергії надвисокочастотного випромінювання. Мета і завдання дослідження повною мірою сформульовані у вступі. Структурна схема досліджень, викладених у дисертації, міститься на рис. 1.3.



Рисунок 1.3 – Структурна схема досліджень, викладених у дисертації

РОЗДІЛ 2. ТЕРМОДИНАМІЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ТА АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ МЕТАНОЛУ В ПРОЦЕСАХ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ

2.1. Процедура моделювання зон гідратоутворення у трубопровідних системах

Для проведення термодинамічних досліджень та верифікації запропонованих рішень у межах цієї роботи обрано програмне середовище Aspen HYSYS (AspenTechnology, Inc., США). Використання даного комп'ютерного симулятора як основного інструменту дослідження зумовлене його статусом галузевого стандарту в нафтогазохімії та високим ступенем достовірності прогнозних моделей [83].

Обґрунтованість запланованих розрахунків забезпечується наявністю в Aspen HYSYS відповідних пакетів рівнянь стану, які дозволяють адекватно описувати складні багатокомпонентні системи в широких діапазонах параметрів.

Для систем «вода + метанол + вуглеводні» у Aspen HYSYS передбачено спеціалізований пакет рівнянь CPA (*Cubic Plus Association*) Рівняння стану CPA поєднує в собі рівняння Соаве-Редліха-Квонга (SRK) з асоціативними доданками для врахування полярних ефектів та ефектів асоціації.

Рівняння стану CPA, запропоноване Контогеоргісом [102], можна виразити як:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)} - \frac{1}{2} \left(\frac{RT}{V_m} \right) \left(1 + \frac{1}{V_m} \frac{\partial \ln g}{\partial (1/V_m)} \right) \sum_i x_i \sum_{A_i} (1 - X_{A_i}), \quad (2.1)$$

де V_m – молярний об'єм, x_i – молярна частка компонента i , T – температура, P – тиск, R – універсальна газова стала; b – параметр ко-об'єму і $a(T)$ – параметр фізичної енергії класичного рівняння SRK.

X_{A_i} являє собою частку центрів асоціації, які не утворюють зв'язків з іншими активними центрами:

$$X_{A_i} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{V_m} \right) \sum_j x_j \sum_{B_j} X_{B_j} \Delta^{A,B_j}}, \quad (2.2)$$

$$\Delta^{A_i B_j} = g(V_m) \left[\exp \left(\frac{\epsilon^{A_i B_j}}{RT} \right) - 1 \right] b_{ij} \beta^{A_i B_j}, \quad (2.3)$$

де $\Delta^{A_i B_j}$ описує силу асоціації між центром А на молекулі i та центром В на молекулі j . У терміні сили асоціації $\Delta^{A_i B_j}$ параметри $\epsilon^{A_i B_j}$ та $\beta^{A_i B_j}$ позначають відповідно енергію перехресної асоціації та ефективний об'єм перехресної асоціації. $g(V_m)$ – це радіальна функція розподілу для еталонного флюїду, що визначається як

$$g(V_m) = 1 / (1 - 1,9\eta), \quad (2.4)$$

$$\eta = b / (4V_m). \quad (2.5)$$

Для $a(T)$ та b використовуються традиційні правила змішування та правила комбінування Ван-дер-Ваальса для однокомпонентного флюїду:

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j a_{ij}, \quad b = \sum_i x_i b_i, \quad (2.6)$$

$$a_{ij} = \sqrt{a_i a_j} (1 - k_{ij}), \quad b_{ij} = \frac{b_i + b_j}{2}, \quad (2.7)$$

де для кожного чистого компонента i

$$a_i = a_{0i} [1 + m_i (1 - \sqrt{T_{ri}})]^2, \quad (2.8)$$

$$a_{0i} = \Omega_a (RT_{ci})^2 / P_{ci}, \quad \Omega_a = 0,42784, \quad (2.9)$$

$$b_i = \Omega_b RT_{ci} / P_{ci}, \quad \Omega_b = 0,08664, \quad (2.10)$$

$$T_{ri} = T / T_{ci}, \quad (2.11)$$

де T_{ci} – критична температура компонента i , P_{ci} – критичний тиск компонента i , а m_i – параметр, специфічний для конкретного компонента.

Дослідження [34, 45, 102] підтверджують, що застосування рівняння стану CPA у середовищі Aspen Hysys забезпечує високий ступінь збіжності розрахункових даних із результатами експериментальних вимірювань:

- точність фазового розподілу – відхилення не більше ніж 2-5%;
- розчинність «метанол-вуглеводні» – розбіжність не перевищує 1-2%;
- температура утворення гідратів – похибка в межах $\pm 0.5 \dots 1.0$ °C.

Ключовим інструментом для ідентифікації зон гідратуутворення в трубопровідних системах УНТС визначено утиліту *Hydrate Formation*

симулятора Aspen HYSYS. Робота даної утиліти базується на класичній термодинамічній моделі рівноваги Ван-дер-Ваальса–Платтеу в модифікації Перріша та Праусніца, що дозволяє з високою точністю прогнозувати точки початку кристалізації гідратів структур I, II та H [65, 97].

Використання комп'ютерного моделювання замість повномасштабних фізичних експериментів на активних промислових установках НТС зумовлено необхідністю імітації граничних режимів експлуатації без ризику розгерметизації систем та значних фінансових витрат. Обраний інструментарій дозволяє не лише якісно прогнозувати термодинамічну рівновагу системи, а й здійснювати кількісне оцінювання мінімально необхідної концентрації інгібіторів для кожного функціонального вузла установки [57, 88].

Aspen HYSYS дозволяє інтегрувати розрахункові дані у зовнішні математичні моделі (наприклад, для розрахування впливу НВЧ-випромінювання на зміну ентальпії системи). Це робить його якісною базою для порівняння традиційних методів інгібування з комбінованими технологіями.

Створення віртуальних прототипів технологічних ліній в Aspen HYSYS є необхідним етапом для подальшого пошуку оптимальних режимів експлуатації та верифікації теоретичних положень дисертаційного дослідження, що будуть детально розглянуті в наступних розділах.

2.2. Вихідні дані для термодинамічного моделювання вмісту метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації газу

Ефективність захисту від гідратоутворень при низько-температурній підготовці газу визначається точністю розрахунку розподілу метанолу між газовою, водною та конденсатною фазами. В основу моделювання покладено принцип раціонального дозування інгібітора, що враховує його розчинність у багатокomпонентних потоках флюїду.

У ході дослідження передбачено порівняльний аналіз трьох найбільш поширених технологічних схем низькотемпературної сепарації, що дозволяє охопити переважну частину систем підготовки газу на газоконденсатних родовищах України.

Варіант №1. НТС із дроселюванням (ефект Джоуля-Томсона): класична схема, де охолодження досягається шляхом різкого зниження тиску на дросельному пристрої.

Варіант №2. НТС із турбодетандерним агрегатом (ТДА): високоефективна схема, що використовує ізоентропійне розширення газу з відбором корисної роботи, що забезпечує необхідну температуру сепарації газу при менших вхідних тисках на установку.

Варіант №3. НТС із використанням пропанової холодильної установки (ПХУ): схема з зовнішнім циклом охолодження, яка є найбільш поширеною на родовищах з високим ступенем виснаження пластової енергії та падіння вхідного тиску.

Для репрезентативності результатів моделювання у кожному з можливих варіантів підготовки газу було використано однакові обсяги видобування сировини: природного газу – 1 млн ст. м³/добу, газового конденсату – 100 т/добу, супутньопластової води – 10 т/добу. Дані витрати вхідної сировини є типовими при проектуванні вітчизняних установок НТС.

Характеристика вхідного газового потоку для моделювання процесу прийнята відповідно до середньозваженого компонентного складу флюїду свердловин Мачухського ГКР, що є характерним для глибокозалягаючих горизонтів Дніпровсько-Донецької западини [80]. Склад газу, який буде використано як вхідний масив даних у середовищі Aspen HYSYS, наведено у табл. 2.1.

Точки подавання інгібітора для різних варіантів підготовки газу визначено, здійснивши аналіз робочих параметрів (тиск, температура) кожного з технологічних потоків (див. Додаток А), при яких можливе формування газогідратних відкладів.

Склад газу Мачухського ГКР

Компонент газу	Вміст, %моль
Метан	92,31
Етан	3,86
Пропан	1,10
Н-бутан	0,29
Ізо-бутан	0,16
Нео-пентан	0,01
Н-пентан	0,08
Ізо-пентан	0,09
Н-гептан і вищі	0,29
Карбон діоксид	0,12
Азот	1,69

Methanol injection 1 – Точка вприску інгібітора в трубопровід входу газу до трубного простору теплообмінника установки низькотемпературної сепарації (УНТС).

Methanol injection 2 – Точка вприску інгібітора в трубопровід входу газу до турбіни турбодетандера установки низькотемпературної сепарації (УНТС). Така точка вприску інгібітора характерна лише для варіант 2.

Вихідні потоки з установок НТС для всіх трьох варіантів, що розглядаються в цій роботі:

Stream 1 – вихід газу з установки НТС до магістрального газопроводу;

Stream 2 – лінія виходу газу з розділювача I ступені (R-1);

Stream 3 – лінія виходу газового конденсату із розділювача I ступеня (R-1);

Stream 4 – лінія виходу супутньопластової води із розділювача I ступеня (R-1);

Stream 5 – лінія виходу газу із розділювача II ступеня (R-2);

Stream 6 – лінія виходу газового конденсату з розділювача II ступеня (R-2);

Stream 7 – лінія виходу супутньопластової води із розділювача II ступеня (R-2).

Вибір діапазонів термобаричних параметрах для проведення розрахунків у середовищі Aspen HYSYS базується на граничних режимах роботи промислового обладнання та робочих параметрів транспортування газу в магістральні мережі.

При побудові моделей прийнято такі граничні умови:

1. Температурний режим. Мінімальна температура низькотемпературної сепарації встановлена на рівні $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таке значення визначено як критичне конструктивне обмеження для більшості типів сталей та арматури, що застосовуються на вітчизняних установках підготовки газу.

2. Тиск у магістральному газопроводі. Вихідний тиск товарного газу в магістральний газопровід прийнято на рівні 3,45 МПа (надл.), що відповідає усередненим гідравлічним характеристикам підключення установок підготовки газу до газотранспортної системи України.

Методологія визначення мінімально необхідної витрати метанолу базуватиметься на використанні ітераційного алгоритму та інтегрованої утиліти Hydrate Formation. Це дозволяє з високою точністю ідентифікувати рівноважні умови утворення гідратів (температуру та тиск початку кристалізації) для кожної технологічної лінії з урахуванням динамічних змін компонентного складу газу та поточної концентрації інгібітора. Такий підхід забезпечує верифікацію безгідратного режиму експлуатації при одночасному досягненні максимальної економії реагенту.

На основі комп'ютерної симуляції передбачається аналіз розподілу інгібітора по кожному технологічному потоку, що дозволяє встановити закономірності його фазових переходів та визначення безповоротних втрат метанолу, а також можливості регенерації та повторного використання.

2.3. Технологічні схеми моделювання низькотемпературної підготовки газу

Розроблено три варіанти комп'ютерних моделей роботи об'єктів підготовки газу з використанням технології низькотемпературної сепарації.

Варіант 1. Низькотемпературна сепарація газу з охолодженням завдяки ефекту Джоуля-Томпсона (див. рис. 2.1).

Комп'ютерна модель установки НТС за даним варіантом побудована на основі характеристик наявної технологічної лінії підготовки газу, що експлуатується на Мачухському ГКР.

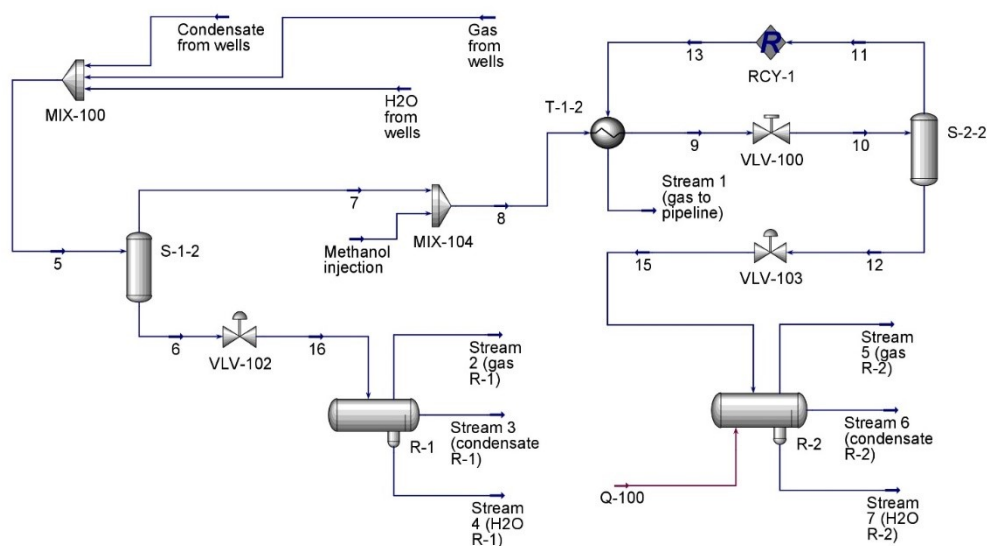


Рисунок 2.1 – Модель процесу низькотемпературної сепарації з використанням ефекту Джоуля-Томпсона (Джерело: створено автором)

Вихідні робочі параметри потоків для моделювання технологічної лінії НТС з використанням ефекту Джоуля-Томпсона включають робочі тиски, температури, характеристики трубопроводів, які наведено у таблиці А.1 Додатку А.

Згідно з варіантом №1 продукція свердловин, що являє собою багатокомпонентну суміш природного газу, нестабільного конденсату та супутньопластової води, надходить на установку з базовими параметрами $P=6,0$ МПа та $T=20$ °С.

Первинна підготовка газу здійснюється у вхідному сепараторі С-1-2 (модель сепаратора – 1200-15,2-1-И, виготовлений ТОВ «Машзавод», м. Чернівці), де відбувається гравітаційне відокремлення крапельної рідини від газової фази. Оскільки технологічний процес передбачає ізобарне охолодження газу в трубному просторі рекуперативного теплообмінника Т-1-2 (тип теплообмінника – «газ-газ», кожухотрубний, площа теплообміну – дві секції по 350 м², виготовлений ТДВ «СЗХНО», м. Северодонецьк) до температури –15 °С та подальше дроселювання з додатковим охолодженням, виникає необхідність превентивного захисту від гідратуутворення. З цією метою в газовий потік перед входом у теплообмінний апарат ініціюється вприск метанолу. Завдяки досягнутій інгібіторній депресії температури гідратуутворення, термодинамічні умови формування гідратів на критичних ділянках 9, 10 та 12 зміщуються за межі робочих параметрів процесу.

Основним етапом охолодження є ізентальпійне розширення газу на дросельному пристрої VLV–100 (дросель регульований фланцевий ручний, модель – НГДР DN200/PN16,0 МПа, виготовлено ТОВ НВФ «СТОМ», м. Харків, Україна) до тиску 3,5 МПа. Унаслідок прояву інтегрального ефекту Джоуля-Томпсона температура потоку знижується до -30,11 °С. Після стадії низькотемпературної сепарації в апараті С-2-2 (газосепаратор низькотемпературний вертикальний DN 1400, виготовлений ТДВ «СЗХНО», м. Северодонецьк, Україна) газ спрямовується у міжтрубний простір теплообмінника Т-1-2. У ньому відбувається рекуперация холоду, що забезпечує нагрівання підготовленого газу до 10,87 °С за рахунок теплообміну з вхідним потоком 8, після чого газ транспортується до магістральної мережі.

Рідка фаза із сепаратора С-1-2 через регулювальний клапан VLV-102 надходить до розділювача Р-1 (Р=3,5 МПа), де здійснюється трифазна сепарація на газ дегазації, конденсат та пластову воду.

Рідка фаза із низькотемпературного сепаратора С-2-2 через клапан VLV-103 подається до розділювача Р-2 (Р=1,4 МПа). Для інтенсифікації процесу

розподілу на газ, газовий конденсат та воду схемою передбачено підігрівання потоку до 20 °С перед входом у розділювач Р-2.

Варіант 2. Низькотемпературна сепарація газу з охолодженням завдяки роботі турбодетандерного агрегату (див. рис. 2.2).

Комп'ютерна модель установки НТС за даним варіантом створена на основі характеристик наявної технологічної лінії підготовки газу на Мачухському ГКР. У технологічну схему додано проміжний сепаратор С-2-0 та турбодетандерний агрегат.

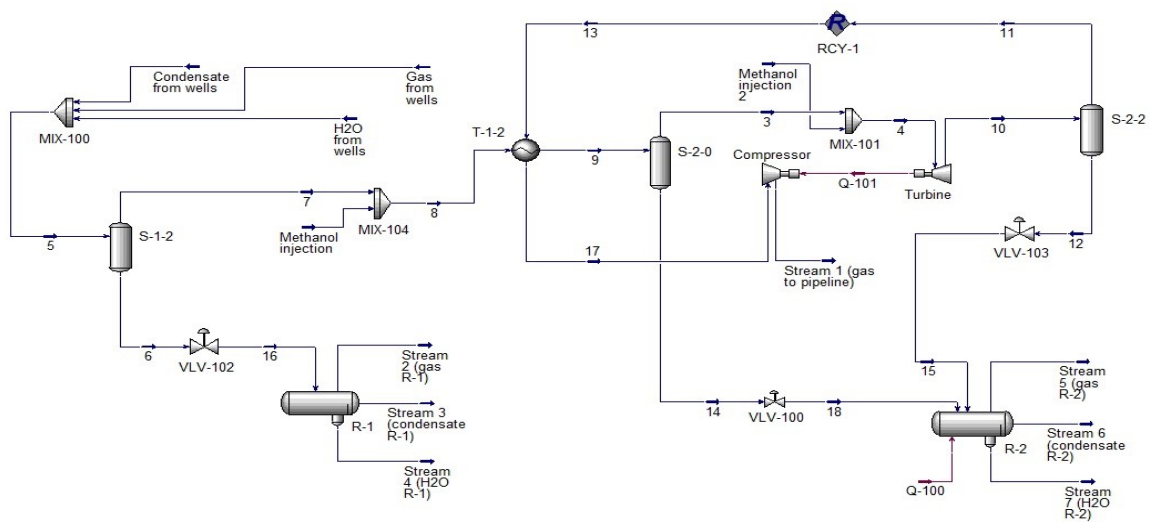


Рисунок 2.2 – Модель процесу підготовки природного газу з використанням турбодетандерного агрегату (Джерело: створено автором)

Вихідні робочі параметри потоків для моделювання технологічної лінії НТС з використанням турбодетандерного агрегату охоплюють робочі тиски, температури, характеристики трубопроводів, які наведено у таблиці А.2 Додатку А.

Відповідно варіанту 2 багатокомпонентна суміш природного газу, нестабільного конденсату та супутньопластової води надходить на установку з початковими параметрами $P=4,5$ МПа та $T=20$ °С.

Первинна фазова сепарація здійснюється у входному сепараторі С-1-2, де за рахунок гравітаційного осадження відбувається відокремлення вільної крапельної рідини. З огляду на подальше ізобарне охолодження газу в

рекуперативному теплообміннику Т-1-2 до температури $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ та для запобігання фазовим переходам у гідратну форму передбачено інгібіторну обробку потоку метанолом. Це забезпечує необхідну депресію температури гідратоутворення, зміщуючи умови формування гідратів на ділянці 9 за межі робочих параметрів процесу.

Для забезпечення експлуатаційної надійності турбодетандера та запобігання ерозійно-кавітаційному зносу лопаток робочого колеса, на лінії входу в турбіну встановлено проміжний сепаратор С-2-0. Цей апарат забезпечує вилучення конденсату, що утворився внаслідок попереднього охолодження. Ураховуючи подальше зниження температури газу під час розширення, перед турбіною передбачено додаткове введення метанолу в потік 3, що гарантує безгідратний режим роботи проточної частини детандера на ділянці 10.

Основним етапом технології є ізоентропійне розширення газу в турбіні до тиску $3,0\text{ МПа}$ з виконанням зовнішньої корисної роботи. У результаті даного процесу температура потоку знижується до $-30,13\text{ }^{\circ}\text{C}$. Після остаточної сепарації у низькотемпературному апараті С-2-2 сухий газ спрямовується в міжтрубний простір теплообмінника Т-1-2 для рекуперації холоду. Нагрітий до $2,98\text{ }^{\circ}\text{C}$ газ компримується безпосередньо в компресорі ТДА (за рахунок роботи, виконаної турбіною) до тиску $3,45\text{ МПа}$ та спрямовується в магістральну мережу.

Рідка фаза із сепаратора С-1-2 через регулювальний клапан VLV-102 надходить до розділювача Р-1 ($P=3,5\text{ МПа}$), де здійснюється трифазна сепарація на газ дегазації, конденсат та пластову воду.

Рідка фаза із низькотемпературного сепаратора С-2-0 через клапан VLV-100 подається до розділювача Р-2 ($P=1,4\text{ МПа}$).

Рідка фаза із низькотемпературного сепаратора С-2-2 через клапан VLV-103 подається до розділювача Р-2 ($P=1,4\text{ МПа}$).

Для інтенсифікації процесу розподілу на газ, газовий конденсат та воду схемою передбачено підігрів потоку до $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ перед входом у розділювач Р-2.

Варіант 3. Низькотемпературна сепарація газу з охолодженням завдяки використанню установки штучного холоду (див. рис. 2.3).

Комп'ютерна модель установки НТС за даним варіантом створена на основі характеристик наявної технологічної лінії підготовки газу на Мачухському ГКР. У технологічну схему додано охолоджувач Е-100, що імітує роботу ПХУ.

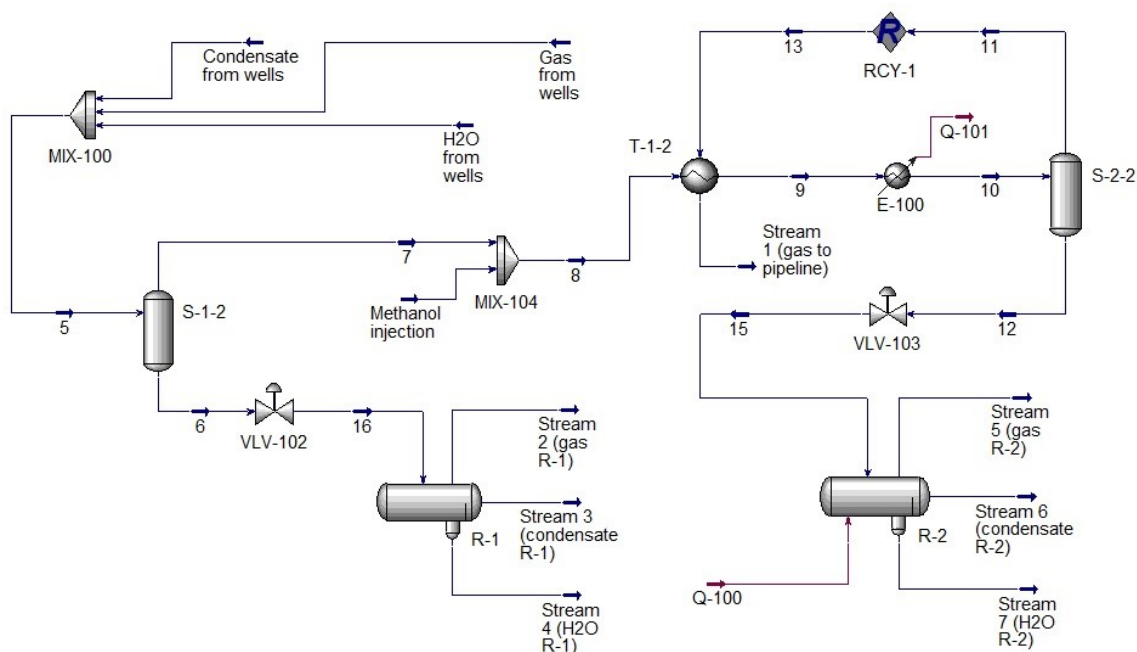


Рисунок 2.3 – Модель процесу підготовки природного газу з використанням установки штучного холоду (Джерело: створено автором)

Вихідні робочі параметри потоків для моделювання технологічної лінії НТС з використанням установки штучного холоду охоплюють робочі тиски, температури, характеристики трубопроводів, які наведено у таблиці А.3 Додатку А.

Згідно з варіантом 3 продукція свердловин, що являє собою багатокомпонентну суміш природного газу, нестабільного конденсату та супутньопластової води, надходить на установку з базовими параметрами $P=3,6$ МПа та $T=20$ °С.

Первинна підготовка газу здійснюється у вхідному сепараторі С-1-2, де відбувається гравітаційне відокремлення крапельної рідини від газової фази. Оскільки технологічний процес передбачає ізобарне охолодження газу в трубному просторі рекуперативного теплообмінника Т-1-2 до температури $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ та подальше охолодження у випарнику Е-100 установки штучного холоду, виникає необхідність превентивного захисту від гідратоутворення. З цією метою в газовий потік перед входом у теплообмінний апарат ініціюється вприск метанолу. Завдяки досягнутій інгібіторній депресії температури гідратоутворення, термодинамічні умови формування гідратів на критичних ділянках 9 та 10 зміщуються за межі робочих параметрів процесу.

Кінцеве охолодження газу забезпечується при теплообміні у випарнику із холодоагентом, і температура потоку знижується до $-30,0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Після стадії низькотемпературної сепарації у апараті С-2-2 (ділянки 11, 13) газ спрямовується у міжтрубний простір теплообмінника Т-1-2. Тут відбувається рекуперація холоду, що забезпечує нагрівання підготовленого газу до $17,93\text{ }^{\circ}\text{C}$ за рахунок теплообміну з вхідним потоком 8, після чого газ транспортується до магістральної мережі.

Рідка фаза із сепаратора С-1-2 через регулювальний клапан VLV-102 надходить до розділювача Р-1 ($P=3,5\text{ МПа}$), де здійснюється трифазна сепарація на газ дегазації, конденсат та пластову воду.

Рідка фаза із низькотемпературного сепаратора С-2-2 через клапан VLV-103 подається до розділювача Р-2 ($P=1,4\text{ МПа}$). Для інтенсифікації процесу розподілу на газ, газовий конденсат та воду схемою передбачено підігрів потоку до $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ перед входом у розділювач Р-2.

Основними завданнями при проведенні комп'ютерного моделювання технологічних процесів в роботі є:

- визначення критичних ділянок у технологічних лініях НТС, які працюють в умовах, сприятливих для формування гідратоутворень;
- установлення закономірностей розподілу інгібітора гідратоутворення за технологічними потоками установок НТС;

- оцінювання залишкового вмісту метанолу у вихідних лініях підготовки газу.

Результати моделювання будуть використані в роботі з удосконалення технологій низькотемпературної сепарації газу, де як інгібітор гідратуутворення застосовується метанол.

2.4. Аналіз результатів моделювання розподілу метанолу в технологічних схемах низькотемпературної підготовки газу

На основі розроблених термодинамічних моделей проведено комплексний аналіз фазової поведінки та розподілу метанолу в потоках установок НТС. Отримані результати моделювання дозволяють кількісно оцінити ефективність інгібіторного захисту для трьох технологічних конфігурацій (дросельної, турбодетандерної та з циклом штучного холоду) у межах заданих термобаричних параметрів.

Візуально розраховані моделі (Process Flow Diagram) роботи НТС за трьома варіантами наведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6.

Проведені розрахункові дослідження трьох моделей роботи установок НТС при фіксованій температурі сепарації $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ дозволили виявити суттєву нерівномірність у питомих витратах метанолу. Попри ідентичний температурний режим у кінцевому сепараторі С-2-2 витрати метанолу для захисту технологічного процесу суттєво різняться. Порівняльні дані витрат метанолу за варіантами наведено в таблиці 2.2. За базовий варіант прийнято варіант №1 з використанням ефекту Джоуля-Томпсона, оскільки це фактичний режим на активній установці Мачухського ГКР, на основі якої проведено дослідження.

Аналіз даних таблиці 2.2 свідчить, що найбільш ефективним з точки зору мінімізації витрат метанолу є варіант 2 (з ТДА). Загальна витрата реагенту у цьому варіанті у 1,58 раза менша порівняно з варіантом застосування ефекту Джоуля-Томпсона та у 2,02 раза нижча, ніж у схемі з ПХУ.

Stream 1 (gas to pipeline)		
Temperature	10,86	C
Pressure	3,450	MPag
Std Gas Flow	992526,9	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,1024	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0051	tonne/d

Gas from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	6,000	MPag
Std Gas Flow	1000000	STD_m3/d

Condensate from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	6,000	MPag
Mass Flow	100,0	tonne/d

H2O from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	6,000	MPag
Mass Flow	10,00	tonne/d

7		
Temperature	19,99	C
Pressure	6,000	MPag
Std Gas Flow	1000000	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,3712	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d

Stream 2 (gas R-1)		
Temperature	19,10	C
Pressure	3,500	MPag
Std Gas Flow	2913	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0015	tonne/d

Methanol injection		
Temperature	20,00	C
Pressure	6,000	MPag
Mass Flow	1,128	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,0721	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0560	tonne/d

6		
Temperature	19,99	C
Pressure	6,000	MPag
Mass Flow	110,0	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	10,0	tonne/d

9		
Temperature	-15,00	C
Pressure	5,950	MPag
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,0721	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,4272	tonne/d

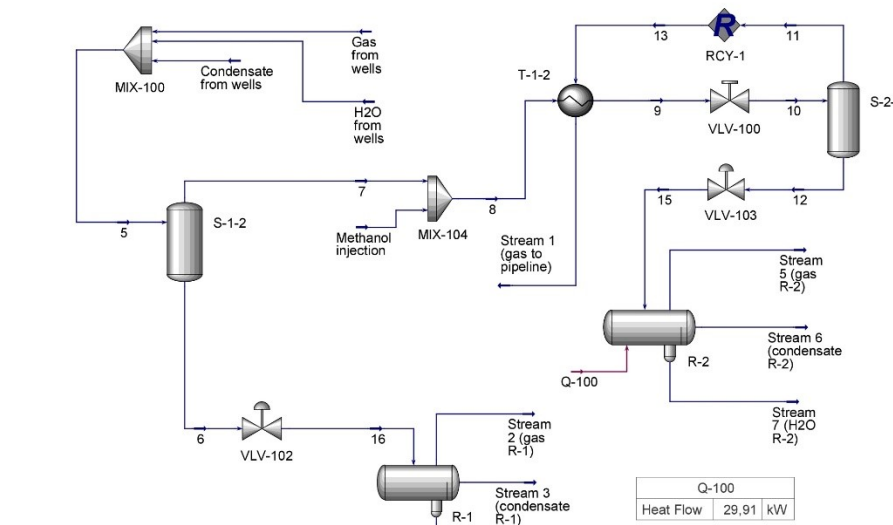
Stream 3 (condensate R-1)		
Temperature	19,10	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	97,85	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0059	tonne/d

Stream 4 (H2O R-1)		
Temperature	19,10	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	9,993	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	9,9927	tonne/d

Stream 5 (gas R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Std Gas Flow	2060	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0012	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0082	tonne/d

Stream 6 (condensate R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Mass Flow	15,03	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,4701	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0010	tonne/d

Stream 7 (H2O R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Mass Flow	0,8893	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,4206	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,4685	tonne/d



10		
Temperature	-30,08	C
Pressure	3,500	MPag
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,4272	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,0721	tonne/d

11		
Temperature	-30,08	C
Pressure	3,500	MPag
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0044	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,1252	tonne/d

12		
Temperature	-30,08	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	17,84	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,9468	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,4228	tonne/d

Рисунок 2.4 – Результати моделювання лінії низькотемпературної сепарації з використанням ефекту Джоуля-Томпсона (Джерело: створено автором)

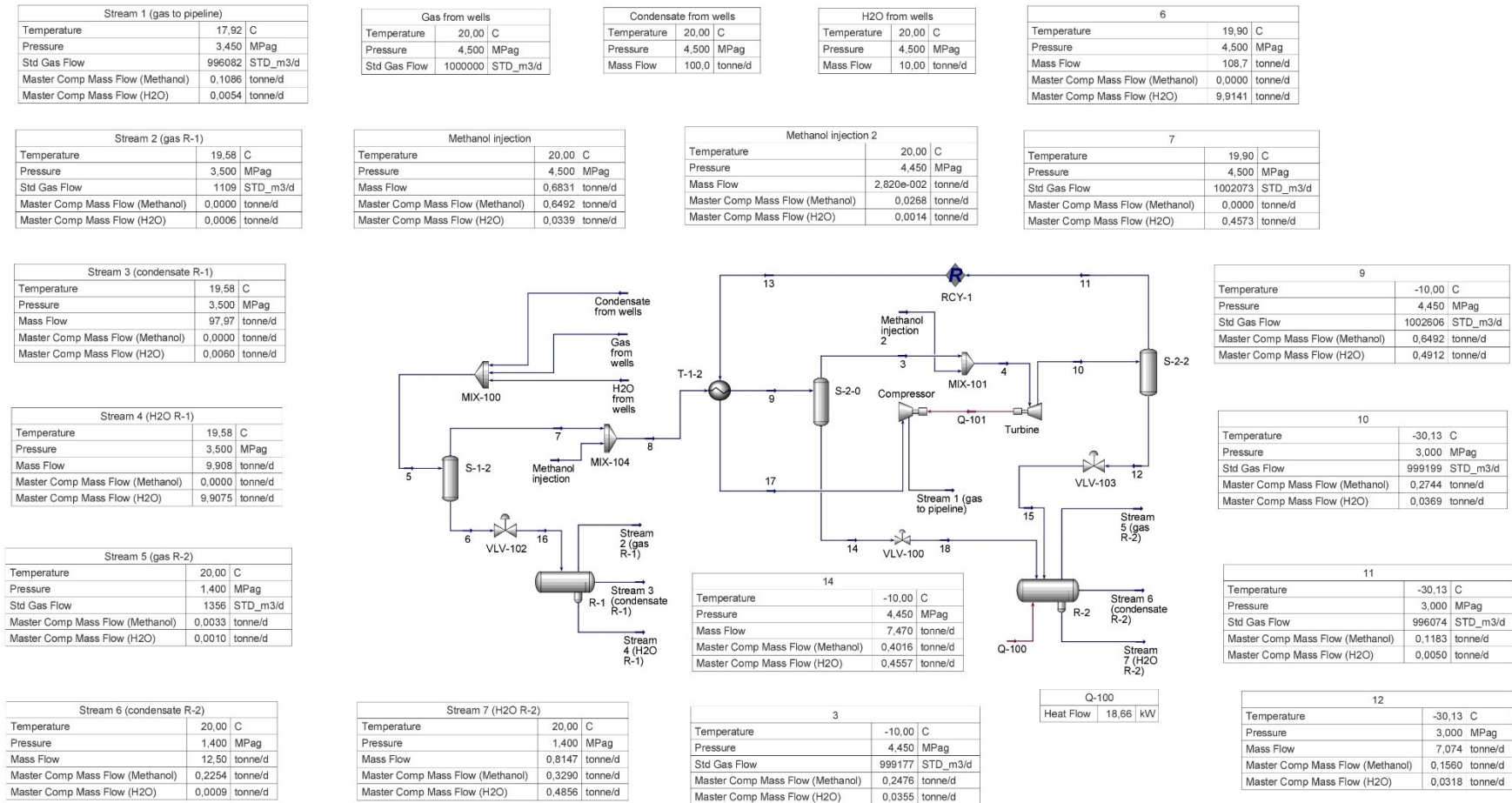


Рисунок 2.5 – Результати моделювання лінії низькотемпературної сепарації з використанням турбодетандерного агрегату (Джерело: створено автором)

Stream 1 (gas to pipeline)		
Temperature	17,93	C
Pressure	3,450	MPag
Std Gas Flow	996070	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0827	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0060	tonne/d

Gas from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	3,600	MPag
Std Gas Flow	1000000	STD_m3/d

Condensate from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	3,600	MPag
Mass Flow	100,0	tonne/d

H2O from wells		
Temperature	20,00	C
Pressure	3,600	MPag
Mass Flow	10,00	tonne/d

7		
Temperature	19,70	C
Pressure	3,600	MPag
Std Gas Flow	1003563	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,5398	tonne/d

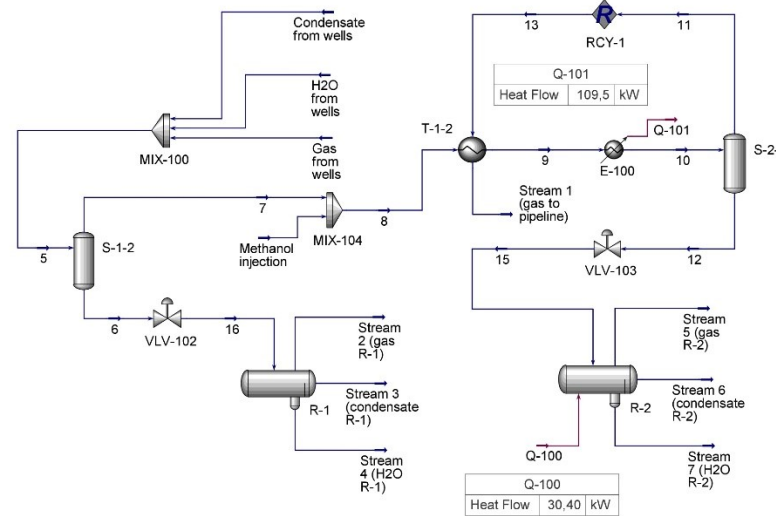
Stream 2 (gas R-1)		
Temperature	19,68	C
Pressure	3,500	MPag
Std Gas Flow	105,4	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0001	tonne/d

Methanol injection		
Temperature	20,00	C
Pressure	3,600	MPag
Mass Flow	1,441	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,3699	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0716	tonne/d

6		
Temperature	19,70	C
Pressure	3,600	MPag
Mass Flow	107,2	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	9,8316	tonne/d

9		
Temperature	-25,00	C
Pressure	3,550	MPag
Std Gas Flow	1004687	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,3699	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,6113	tonne/d

Stream 3 (condensate R-1)		
Temperature	19,68	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	97,32	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0059	tonne/d



10		
Temperature	-30,00	C
Pressure	3,500	MPag
Std Gas Flow	1004687	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,3699	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,6113	tonne/d

Stream 4 (H2O R-1)		
Temperature	19,68	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	9,826	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0000	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	9,8256	tonne/d

11		
Temperature	-30,00	C
Pressure	3,500	MPag
Std Gas Flow	995998	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,1285	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0044	tonne/d

Stream 5 (gas R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Std Gas Flow	2030	STD_m3/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,0088	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0012	tonne/d

12		
Temperature	-30,00	C
Pressure	3,500	MPag
Mass Flow	17,73	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	1,2413	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,6070	tonne/d

Stream 6 (condensate R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Mass Flow	14,49	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,4952	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,0010	tonne/d

Stream 7 (H2O R-2)		
Temperature	20,00	C
Pressure	1,400	MPag
Mass Flow	1,343	tonne/d
Master Comp Mass Flow (Methanol)	0,7374	tonne/d
Master Comp Mass Flow (H2O)	0,6048	tonne/d

Рисунок 2.6 – Результати моделювання лінії низькотемпературної сепарації з використанням установки штучного холоду (Джерело: створено автором).

**Порівняння питомих витрат метанолу у технологічних лініях установок
низькотемпературної сепарації газу (НТС) за варіантами**

Показник	Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Вхідний тиск на установку, МПа	6,0	4,5	3,6
Вхідний тиск з установки, МПа	3,45	3,45	3,45
Депресія тиску для ведення техпроцесу, МПа	2,55	1,05	0,15
Вхідна температура газу на установці, °С	20	20	20
Температура сепарації газу на II ступені, °С	-30	-30	-30
Загальна витрата метанолу, т/добу	1,0721	0,6760	1,3699
Питома витрата метанолу на підготовку газу кг/тис ст м ³ /добу	1,07	0,68	1,37
Відхилення витрат метанолу від базового варіанта (ефект Джоуля- Томпсона), %	0	63,05	127,78

Така закономірність зумовлена архітектурою технологічної схеми. У варіанті з ТДА передбачено використання проміжного сепаратора С-2-0. Це дозволяє здійснити випереджувальне вилучення рідкої фази (конденсату та вологи) безпосередньо перед фінальним охолодженням у турбодетандері. Оскільки значна частина вологи виводиться зі схеми на проміжному етапі, потреба в інгібуванні потоку перед С-2-2 радикально знижується.

Найвищі показники споживання метанолу продемонстрував варіант 3 (ПХУ) – 1,3699 т/добу. Така перевитрата інгібітора пов'язана із фізикою вологовмісту природного газу: при низькому тиску сепарації на I ступені (С-1-

1), згідно з законом Дальтона та кривими вологовмісту, у газовій фазі залишається значно більша кількість "зв'язаної" вологи. Надлишковий об'єм пари, що не відбився на I ступені сепарації, переноситься в теплообмінну апаратуру та на другий ступінь сепарації. Як наслідок, для запобігання гідратуутворенню в умовах підвищеної концентрації вологи в потоці виникає необхідність у підвищенні витрат метанолу для забезпечення необхідної депресії температури гідратуутворення.

Детальний аналіз умов формування газових гідратів у технологічних лініях за трьома варіантами дозволив ідентифікувати спільні критичні ділянки, де є ризик гідратуутворення. До таких ділянок належать:

1. Технологічний тракт від входу в трубний простір рекуперативного теплообмінника Т-1-2 до входу в сепаратор С-2-2.
2. Лінія продування рідини із сепаратора С-2-2 до розділювача Р-2.

Результати розрахування умов формування газових гідратів у технологічних лініях НТС наведено в Додатку Б, таблиці Б.1, Б.2, Б.3.

З'ясовано, що саме ділянка 10 на вході до сепаратора С-2-2 у всіх досліджених сценаріях має найбільш критичні термобаричні умови з точки зору формування гідратів. Саме необхідність захисту даної ділянки спричиняє значну перевитрату інгібітора гідратуутворення метанолу. Відтак пошук шляхів зниження питомих витрат інгібітора на цій ділянці без втрати надійності антигідратного захисту становить значний практичний інтерес і визначає вектор подальшого пошуку методів оптимізації роботи установки.

Для оцінювання ефективності використання інгібітора гідратуутворення та визначення його безповоротних втрат та потенціалу для повторного використання було проведено розрахункове моделювання розподілу метанолу за вихідними технологічними потоками.

Результати моделювання фазового розподілу метанолу залежно від обраної технології охолодження газу наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Дослідження вмісту метанолу в технологічних лініях установок низькотемпературної сепарації газу

Варіанти схеми НТС	Варіант 1			Варіант 2			Варіант 3		
	Q, т/добу	C ₁ , %	C ₂ , %	Q, т/добу	C ₁ , %	C ₂ , %	Q, т/добу	C ₁ , %	C ₂ , %
Вихідні потоки з УКПГ	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Об'єм вприску метанолу									
Methanol injection 1	1,0720	100,00	–	0,6492	96,03	–	1,3699	100,00	–
Methanol injection 2	0	0,00	–	0,0268	3,97	–	0	0,00	–
Всього	1,0720	100,00	–	0,6760	100,00	–	1,3699	100,00	–
Об'єм метанолу у вихідних потоках установок НТС									
Stream 1 (газ в МГ)	0,1252	11,68	–	0,1183	17,50	–	0,1285	9,38	–
Stream 2 (газ із R-1)	0,0000	0,00	–	0	0,00	–	0	0,00	–
Stream 3 (конденсат із R-1)	0,0000	0,00	–	0	0,00	–	0	0,00	–

Продовж. табл. 2.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Stream 4 (СПВ із R-1)	0,0000	0,00	–	0	0,00	–	0	0,00	–
Stream 5 (газ із R-2)	0,0082	0,77	–	0,0033	0,49	–	0,0088	0,64	–
Stream 6 (конденсат із R-2)	0,4701	43,85	–	0,2254	33,34	–	0,4952	36,15	–
Stream 7 (СПВ із R-2)	0,4685	43,70	–	0,3290	48,67	–	0,7374	53,83	–
Усього	1,0720	100,00	–	0,6760	100,00	–	1,3699	100,00	–
Загальний об'єм рідини у вихідних лініях СПВ із розділювачів I та II ступені									
Stream 4	9,993	–	0,00	9,908	–	0,00	9,826	–	0,00
Stream 7	0,8893	–	52,68	0,8147	–	40,38	1,343	–	54,91
Загальний об'єм рідини у вихідних лініях конденсату із розділювачів I та II ступені									
Stream 3	97,85	–	0,00	97,97	–	0,00	97,32	–	0,00
Stream 6	15,03	–	3,13	12,50	–	1,80	14,49	–	3,42

Джерело: створено автором

Умовні позначення в таблиці 2.3:

Q – подача інгібітора гідратуутворення (метанолу) за добу, т/добу;

C_1 – вміст метанолу в технологічному потоці до загального використаного об'єму інгібітора, % мас.;

C_2 – кількість метанолу до загального об'єму рідини в технологічному потоці, % мас.

Детальний розгляд отриманих даних дозволяє виявити такі закономірності розподілу інгібітора:

Газова фаза (Stream 1 та Stream 5). Втрати метанолу з потоком товарного газу (Stream 1) є суттєвими і коливаються від 9,38% (варіант 3 з ПХУ) до 17,50% (варіант 2 – з ТДА). Вилучення метанолу з цього потоку на сучасному етапі розвитку газової промисловості є економічно недоцільним через низьку концентрацію парів інгібітора у великих об'ємах газу. Аналогічна ситуація спостерігається для потоку Stream 5, де втрати становлять 0,49–0,77%. Отже, уникнути втрат інгібітора з газом технологічно неможливо за поточних схем сепарації.

Рідка вуглеводнева фаза (Stream 6). Даний потік характеризується значним вмістом метанолу – від 33,34% до 43,85% від загального об'єму використання. Попри високу абсолютну кількість реагенту в цьому потоці, його масова концентрація у складі вуглеводнів залишається низькою (від 1,80% у варіанті з ТДА до 3,42% у варіанті з ПХУ). Це унеможливорює створення економічно виправданих систем регенерації метанолу з конденсату, що класифікує ці втрати як безповоротні.

Водна фаза (Stream 7). Потік супутньопластової води з розділювача II ступеня є єдиним, що забезпечує можливість повернення реагенту в цикл. Згідно з розрахунками, частка метанолу в цьому потоці становить від 43,70% (варіант 1 – схема з дросель-ефектом) до 53,83% (варіант 3 – схема з ПХУ). При цьому масова концентрація метанолу у водно-метанольній суміші (ВМС) досягає показників 40,38-54,91%. Такі параметри дозволяють використовувати отриману водно-метанольну суміш як інгібітор повторно або здійснювати її

регенерацію до вищих концентрацій за допомогою технологічно простих процесів з мінімальними енерговитратами.

Серед варіантів, що розглядаємо, сумарні безповоротні втрати інгібітора є найбільшими при використанні ефекту Джоуля-Томпсона і становлять 56,3% мас. (табл. 2.3). Для варіантів з ТДА та ПХУ цей показник становить 51,33% та 46,17% відповідно.

Варто зауважити, що технологія НТС з використанням ефекту Джоуля-Томпсона, попри найнижчу ефективність використання метанолу, залишається однією з найбільш розповсюджених у Східному нафтопромисловому регіоні України. Це зумовлює актуальність наукового пошуку шляхів удосконалення даного процесу.

Враховуючи те, що критичною ділянкою з погляду ризиків гідратуутворення та інтенсивності використання метанолу є лінія входу газу до сепаратора С-2-2 (ділянка 10), а безповоротні втрати метанолу максимальні для варіанту підготовки газу №1 з використанням ефекту Джоуля-Томпсона, та зважаючи на масовість такого технологічного процесу, доцільним є впровадження альтернативних методів запобігання гідратуутворенню на даній ділянці для схеми НТС з дросель-ефектом.

Як потенційний спосіб інтенсифікації процесу та економії хімічних реагентів розглядається впровадження технології високочастотного (ВЧ) впливу на багатофазне середовище безпосередньо всередині трубопроводу на ділянці 10 схеми НТС. Очікується, що застосування ВЧ-випромінювання дозволить знизити термодинамічну стабільність гідратів, що, у разі підтвердження гіпотези, забезпечить суттєве скорочення витрат метанолу й у інших технологічних схемах підготовки вуглеводневої сировини.

Висновки до розділу 2

У результаті проведеного імітаційного моделювання та порівняльного аналізу технологічних схем підготовки природного газу методом низькотемпературної сепарації було отримано такі результати:

1. Визначено, що найбільш ефективною з точки зору мінімізації витрат інгібітора є підготовка газу низькотемпературною сепарацією із турбодетандерним агрегатом. Упровадження проміжної сепарації (С-2-0) забезпечує попереднє вилучення вологи перед наступним охолодженням, питома витрата метанолу становить 0,68 кг/тис. м³, що в 1,58 рази менше ніж базовий варіант та у 2,02 рази – від схем з використанням штучного холоду.

2. З'ясовано, що підготовка газу низькотемпературною сепарацією із дроселюванням характеризується найвищим рівнем безповоротних втрат метанолу – 56,3% мас. від загального об'єму вприску. Безповоротні втрати інгібітора при використанні дросель-ефекту зумовлені передусім фазовим виносом інгібітора з потоком товарного газу (11,68%) та його розчиненням у рідкій вуглеводневій фазі (43,85%). Оскільки концентрація метанолу в конденсаті залишається низькою (3,13%), його регенерація з цього потоку є економічно недоцільною, тому цей варіант найменш ефективний з точки зору використання реагенту.

3. За допомогою комп'ютерного моделювання в середовищі Aspen HYSYS визначено, що найбільш критичною зоною активного гідратоутворення на технологічній лінії Мачухського ГКР є ділянка 10 між дросельним пристроєм VLV-100 та сепаратором С-2-2. Виявлено, що інгібіторний захист цієї ділянки за класичною схемою потребує на 30% більше реагенту, що визначає перспективність упровадження альтернативних методів впливу на цій ділянці трубопроводу.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕРМОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РОЗКЛАДАННЯ ГАЗОВОГО ГІДРАТУ НАДВИСОКОЧАСТОТНИМ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИМ ВИПРОМІНЮВАННЯМ УСЕРЕДИНІ СТАЛЕВОГО ТРУБОПРОВОДУ

3.1. Удосконалення конструкції пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню

В основу створення пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню в промислових газопроводах поставлено завдання зменшити застосування екологічно шкідливих інгібіторів (зокрема метанолу) шляхом введення в газопровід мікрохвильового електромагнітного випромінювання. Дія мікрохвильового електромагнітного випромінювання на газогідрати ґрунтується на вибіркового поглинанні молекулами води енергії електромагнітних хвиль, унаслідок чого відбувається нагрівання та дисоціація газогідратної структури.

Поставлене завдання можна розв'язати, якщо приблизно в середній частині ділянки газопроводу, яка сполучає дросельну арматуру з низькотемпературним сепаратором, розмістити технологічну вставку з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем (магнетроном), антена якого міститься всередині газопроводу. Таким чином, досягається введення мікрохвильового електромагнітного випромінювання усередину газопроводу. Технологічна вставка з встановленим на ній магнетроном є знімною з привареними фланцями, що дозволяє оперативно виконувати роботи з технічного обслуговування обладнання.

Конструктивно-технологічна вставка оснащена мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем (Магнетрон Galanz M24FB-210A 1000W, Samsung, виробник Китай). Вона містить послідовно зварені між собою ділянки дифузора (сталевий перехід концентричний, виробник Україна, розміри підбираються залежно від діаметра газопроводу), прямого трубопроводу та конфузора. У просторі цих ділянок знаходиться фторопластове кільце з

внутрішнім отвором (прокладка Фторопласт 150, виробник Туреччина), що дорівнює внутрішньому діаметру газопроводу. Це кільце має спеціальний виріз для антени випромінювача. Така конструкція дозволяє уникнути пошкодження антени твердими частинками газового потоку, який рухається з великою швидкістю. Фторопластове кільце не заважає проходженню мікрохвильового випромінення.

Також у кінці газопроводу, перед низькотемпературним сепаратором, встановлено діафрагму, яка слугує для відбивання електромагнітного випромінення, що дозволяє зменшити необхідну потужність магнетрона. Конструктивно ця діафрагма виконана у вигляді семи отворів з внутрішнім діаметром $D = (0,04 \dots 0,05)/f$, м, де f – частота електромагнітного випромінення магнетрона, ГГц, що дозволяє зменшити її аеродинамічний опір.

На рис. 3.1 показано загальний вигляд ділянки газопроводу від дросельної арматури до низькотемпературного сепаратора з встановленою на ньому технологічною вставкою з мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем. У середній частині ділянки газопроводу 1, яка сполучає дросельну арматуру 2 з входом в низькотемпературний сепаратор 3, розміщено технологічну вставку 4 з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем 5 (рис. 3.1). Також на ділянці газопроводу 1, перед низькотемпературним сепаратором 3 встановлено діафрагму 6 для відбивання електромагнітних хвиль.

На рис. 3.2 показано, що діафрагму для відбиття електромагнітних хвиль зроблено у вигляді семи отворів з внутрішнім діаметром $D = (0,04 \dots 0,05)/f$, м, що дозволяє зменшити її аеродинамічний опір.

Технологічна вставка 1 (рис. 3.3) з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем 2 є знімною з привареними фланцями 9, що дозволяє оперативно виконувати роботи з технічного обслуговування обладнання.

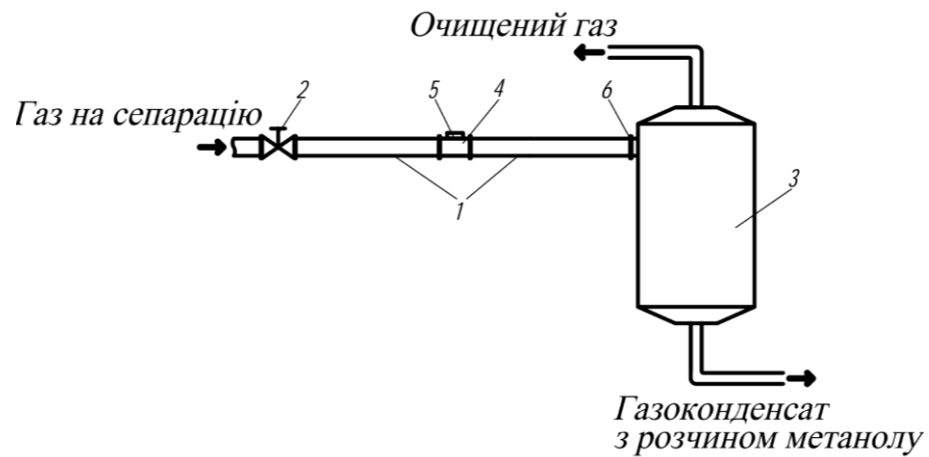


Рисунок 3.1 – Конструктивна схема ділянки газопроводу з мікрохвильовою технологічною вставкою та системою відбиття випромінювання: 1 – ділянка газопроводу; 2 – дросельна арматура; 3 – низькотемпературний сепаратор; 4 – технологічна вставка; 5 – мікрохвильовий електромагнітний випромінювач; 6 – діафрагма (відбивач електромагнітних хвиль)

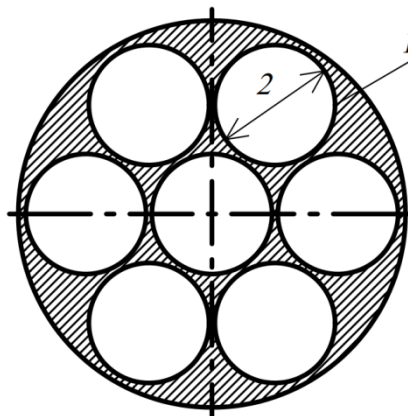


Рисунок 3.2 – Фронтальний вигляд діафрагми для відбиття випромінювання: 1 – отвір діафрагми (у кількості 7 шт.); 2 – внутрішній діаметр отвору діафрагми D

Результатом запропонованого конструктивного рішення є надійний захист антени δ від ерозійного зносу твердими частинками потоку завдяки її

розміщенню у спеціальному вирізі фторопластового кільця 4, встановленого всередині технологічної вставки 1 (рис. 3.3). Сама вставка, що складається з послідовно зварених дифузора 5, прямої ділянки 6 та конфузора 7, забезпечує стабілізацію гідродинамічних характеристик газового середовища в зоні роботи мікрохвильового випромінювача 2 (рис. 3.3).

Крім того, розміщення технологічної вставки 4 з мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем 5 приблизно у середній частині ділянки газопроводу 1, котра знаходиться між дросельною арматурою 2 і низькотемпературним сепаратором 3, дозволяє рівномірно розподілити потужність електромагнітного поля по довжині ділянки газопроводу 1 (рис. 3.1).

Установлення діафрагми 6 перед низькотемпературним сепаратором 3 дозволяє відбивати електромагнітні хвилі, підвищуючи потужність електромагнітного поля всередині ділянки газопроводу 1 (рис. 3). Іншим місцем відбивання електромагнітних хвиль є дросельна арматура 2 (рис. 3). Таке відбивання мікрохвильового випромінювання залежить від довжини ділянки газопроводу 1 (рис. 3.1) та інтенсивності поглинання електромагнітного випромінювання внутрішнім середовищем газопроводу (вода, лід, газогідрати) і може відбуватися багаторазово.

З метою зменшення аеродинамічного опору діафрагма конструктивно виконана у вигляді семи отворів з внутрішнім діаметром $D = (0,04...0,05)/f$, м (рис. 3.2), що забезпечує надійне відбиття електромагнітного випромінювання мікрохвильового електромагнітного випромінювача, який працює на частоті f , ГГц. Завдяки геометричній оптимізації діафрагми як рефлектора та захисту антени діелектричним фторопластовим середовищем, досягається максимальна концентрація електромагнітної енергії в робочій зоні при збереженні стабільної гідродинаміки газового середовища.

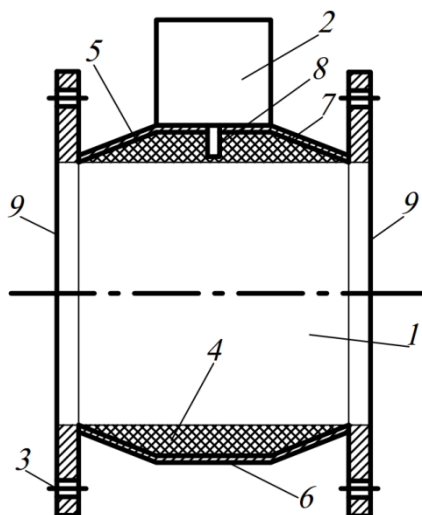


Рисунок 3.3 – Конструктивна схема знімної технологічної вставки з вузлом кріплення мікрохвильового випромінювача та захисним елементом: 1 – технологічна вставка; 2 – мікрохвильовий електромагнітний випромінювач; 3 – кріплення; 4 – фторопластове кільце (захисний елемент); 5 – дифузор; 6 – пряма ділянка трубопроводу; 7 – конфузор; 8 – антена випромінювача; 9 – приварені фланці

Для зручності технічного обслуговування, технологічна вставка 4 з встановленим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем 5 виконана знімною, для чого до її торців приварені два фланці 12.

Для захисту антени 8 мікрохвильового електромагнітного випромінювача 2 технологічна вставка 1 складається з послідовно зварених між собою ділянок: дифузора 5, прямого трубопроводу 6 та конфузора 7, у просторі яких знаходиться фторопластове кільце 4 (рис. 3.3). Внутрішній отвір фторопластового кільця 4 рівний внутрішньому діаметру ділянки газопроводу та має виріз відповідної форми для антени 8 мікрохвильового електромагнітного випромінювача 2, що дозволяє уникнути пошкодження антени 8 твердими частинками газового потоку (рис. 3.3).

Отже, упровадження розробленої конструкції ділянки газопроводу з інтегрованою мікрохвильовою технологічною вставкою та системою відбивних

елементів дозволить ефективно розв'язати проблему гідратуутворення в процесах низькотемпературної сепарації газу за рахунок селективного поглинання електромагнітної енергії молекулами води [134, 137]. Використання знімної вставки із захищеною фторопластовим кільцем антеною та діафрагми з оптимізованими аеродинамічними характеристиками забезпечує високу надійність обладнання та стабільність технологічного потоку, створюючи реальну можливість суттєво скоротити використання токсичних інгібіторів і знизити екологічне навантаження на довкілля .

Варто зазначити, що для коректного розрахування руйнування газогідратної пробки в газопроводі за допомогою НВЧ-випромінювання необхідно врахувати низку факторів:

- багатомодовість реального трубопроводу;
- неоднорідність середовища діелектрика;
- температурну залежність об'ємних стоків теплоти у газовому гідраті.

Для практичного впровадження отриманих результатів необхідно вдосконалити математичну модель та розробити спеціалізовану комп'ютерну програму для виконання моделювання на основі реальних експлуатаційних даних. Важливо також точно розрахувати потужність випромінювача та визначити максимально допустимий розмір частинок гідрату, які не створюватимуть загрози для обладнання та стабільної роботи установки підготовки газу. Розв'язання цих технічних завдань є необхідною умовою для переходу від лабораторних досліджень до промислової експлуатації.

Тому подальші дослідження будуть спрямовані на вивчення термодинамічних умов розкладання газового гідрату надвисокочастотним випромінюванням (НВЧ) всередині сталевого газопроводу та встановлення особливостей розкладання газового гідрату в трубопроводі при об'ємному нагріванні НВЧ електромагнітним випромінюванням. Зокрема необхідно дослідити динаміку зміни розміру гранул і концентрації гідрату, закономірності його накопичення в потоці газу в газопроводі, а також можливість застосування

багатомодового режиму поширення електромагнітних хвиль для збільшення дистанції ефективного впливу («далекобійності») випромінювачів.

3.2. Математична модель процесів синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в трубопроводі

У роботах різних авторів розглядається режим руйнування газогідратної пробки в газопроводі [12, 46, 113]. Однак літературні дані не дозволяють зробити висновки про одночасне врахування впливу надвисокочастотного електромагнітного випромінювання на процеси синтезу та дисоціації гранул газового гідрату у промислових трубопроводах. Унікальність (наукова новизна) цієї постановки завдання полягає в одночасному врахуванні двох протилежних процесів: синтезу газогідрату під впливом сприятливих термобаричних умов та його дисоціації під впливом мікрохвильового випромінювання.

3.2.1. Синтез газових гідратів. Навіть при наявності відповідних термобаричних умов для початку гідратоутворення необхідний зародковий кристал, краплі води чи пилинки. Після інтенсивного дроселювання на регулювальному органі принаймні краплі води в газопроводі вже будуть. Тому було прийнято, що такий мікрокристал (мікрогранула) газогідрату вже є (найгірший варіант), і він рухається в потоці охолодженого газу в газопроводі. Очевидно, що ріст цієї мікрогранули кристалу буде відбуватися внаслідок відведення теплоти гідратоутворення з її поверхні.

Розглянемо фізичну модель процесу гідратоутворення на поверхні гранули ГГ, вважаючи товщину ГГ кірки (δ_{gg}) на три-чотири порядки меншою за розміри самої гранули, рис. 3.4. Для утворення ГГ необхідно відводити теплоту гідратоутворення (q_3) в газове середовище (q_1). Оскільки ГГ перебуває під дією мікрохвильового ЕМ випромінювання – у його об'ємі діють внутрішні об'ємні джерела теплоти (q_2), які розігрівають гранулу, погіршуючи умови гідратоутворення. Інтенсивність утворення/дисоціації ГГ кірки на поверхні гранули визначається балансом теплоти (q_3), рис. 3.4.

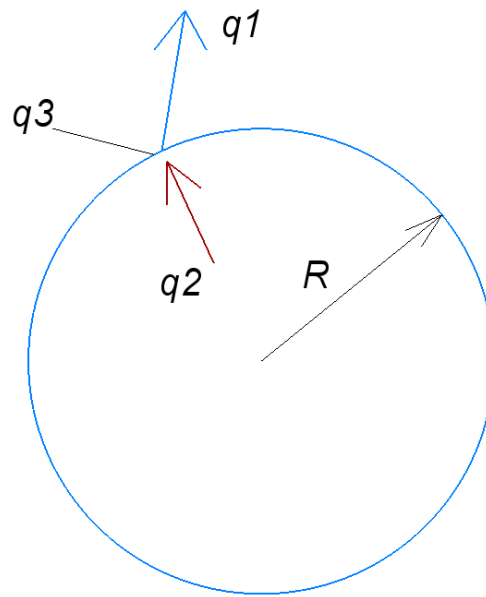


Рисунок 3.4 – Схема теплових потоків біля міжфазної поверхні:
 q_1 – тепловий потік у газове середовище; q_2 – тепловий потік від НВЧ ЕМ-випромінення; q_3 – тепловиділення від процесу гідратування;
 R – радіус гранули ГГ

Для розрахування гідратування на поверхні гранули застосовано систему рівнянь, яка складається з рівняння теплового балансу гранули, Вт:

$$q_3 = q_1 - q_2, \quad (3.1)$$

де q_3 – теплонадходження від процесу гідратування, Вт; q_1 – відведення теплоти в холодне газове середовище, Вт; q_2 – підведення теплоти мікрохвильового випромінення, Вт.

$$q_3 = 4\pi R^2 m_{gg} \cdot r_{gg}, \quad (3.2)$$

де r_{gg} – теплота дисоціації ГГ, Дж/кг; m_{gg} – питома масова кількість газогідрату, що утворюється, кг/(с·м²); R – радіус гранули, м. Теплота охолодження гранули газогідрату:

$$q_1 = \alpha_1 4\pi R^2 (T_0 - T_g), \quad (3.3)$$

де α_1 – коефіцієнт теплообміну біля міжфазної поверхні з боку газової фази, Вт/(м²·К); T_0 – температура газу на лінії гідратоутворення, К; T_g – температура газу в газопроводі, К;

$$q_2 = q_v 4/3\pi R^3, \quad (3.4)$$

де q_v – питоме об'ємне джерело теплоти, яке виникає внаслідок дії мікрохвильового випромінення, Вт/м³.

Підставивши рівняння 2, 3 та 4 в 1, визначено швидкість гідратоутворення (якщо +) або дисоціації (якщо -):

$$m_{gg} = \frac{1}{r_{gg}} \left[\alpha_1 (T_0 - T_g) - q_v \frac{R}{3} \right]. \quad (3.5)$$

Аналіз отриманого рівняння 3.5 показує, що в умовах дії мікрохвильового випромінення зі збільшенням радіуса гранули настане такий момент, коли маса утвореного гідрату дорівнюватиме $m_{gg}=0$ і гранула перестане рости. Для з'ясування часу настання цього моменту визначено початкові та граничні умови.

Значення радіуса гранули газогідрату визначено її об'ємом. Початковий об'єм гранули задано (V_0), вважаючи його зародковим осередком гідратоутворення. Швидкість утворення газогідрату визначено з рівняння:

$$\frac{dV_{gg}}{d\tau} = \frac{m_{gg}}{\rho_{gg}}, \quad (3.6)$$

де τ – час, с; ρ_{gg} – густина газогідрату, кг/м³. З об'єму гранули визначено її радіус, м

$$R = \sqrt[3]{\frac{3V_{gg}}{4\pi}}. \quad (3.7)$$

Коефіцієнти теплообміну біля міжфазної поверхні (α_1) можна визначити за допомогою критеріальних рівнянь, виду:

$$Nu = f(Re, Pr), \quad (3.8)$$

де Nu – критерій Нуссельта; Re – критерій Рейнольдса; Pr – критерій Прандтля.

Для розрахування коефіцієнтів теплообміну на поверхні розпилених у газі крапель води застосовано рівняння подібності виду:

$$Nu = 2,0 + 0,6 Re^{0,5} Pr^{1/3}. \quad (3.9)$$

Це рівняння можна застосовувати в межах значень критерію Рейнольдса $0 < Re < 1000$. Критерій Рейнольдса в рівняннях (3.8, 3.9) визначено взаємною швидкістю краплі рідини та потоку газу, у якому вона перебуває. Розкриваючи значення критеріїв, коефіцієнт теплообміну, Вт/(м²·°С)

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_g}{R} \left(1,0 + 0,424 \left(\frac{VR}{v_g} \right)^{0,5} Pr^{1/3} \right). \quad (3.10)$$

Нехтуючи незначною початковою ділянкою (довжиною 1-10 мм) де швидкість гранули може мати змінний характер, прийнято, що вона дорівнює швидкості витання. Оскільки розміри гранул можуть змінюватися в широких межах – швидкість витання визначено за формулою:

$$V_S = \sqrt{\frac{8gR(\rho_{gg} - \rho_g)}{3C\rho_g}}, \quad (3.11)$$

де C – аеродинамічний коефіцієнт; $g=9,81$ – прискорення вільного падіння, м²/с; ρ_g – густина газу, кг/м³.

Аеродинамічний коефіцієнт (C) залежить від взаємної швидкості частинки та газу, у якому вона рухається, і для різних режимів руху становить:

$$\text{- ламінарний режим } Re < 0,2 \quad C = \frac{24}{Re}; \quad (3.12)$$

$$\text{- перехідна ділянка } 0,2 < Re < 500 \quad C = \frac{18,5}{Re^{0,6}}; \quad (3.13)$$

$$\text{- турбулентний режим } Re > 500 \quad C = 0,44. \quad (3.14)$$

Визначення густини газу (ρ_g). Густина газу, який рухається всередині газопроводу на ділянці довжиною 10-20 м, прийнято постійною величиною. Вона визначається складом газу, його температурою та тиском.

Отже, сформовано математичну модель теплового балансу мікрогранули газогідрату в потоці газу, яка дозволяє визначати швидкість її росту.

3.2.2. Дисоціація газових гідратів. Інтенсивність ЕМ поля, у якому перебуває гранула ГГ у певний момент часу, залежить від відстані до джерела ЕМ-випромінення, яке розташоване посередині робочої ділянки газопроводу.

Удовж газопроводу гранули газогідрату рухаються зі швидкістю газу (V_g), тому, згідно з рис. 3.5, у початковий момент часу ($\tau=0$) координата частинки $x=-l/2$. Через проміжок часу $\tau=l/(2V_g)$ частинка досягне положення $x=0$. Частинка залишить трубопровід після досягнення координати $x=l/2$ і завершення часового проміжку $\tau=l/V_g$.

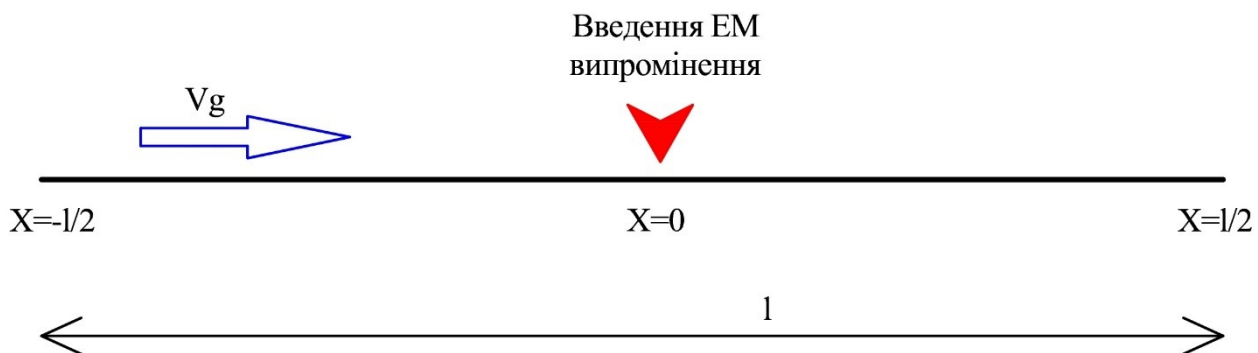


Рисунок 3.5 – Визначення координати частинки ГГ

Підсумовуючи вищесказане, координату гранули виражено формулою:

$$X = \tau V_g - \frac{l}{2}. \quad (3.15)$$

Для контролю кількості газогідрату в газопроводі введено показник концентрації ГГ в трубопроводі – C_{gg} . Якщо його значення $C_{gg}=0$, то гідрат у газопроводі відсутній. Якщо $C_{gg}=1$, то газогідрат повністю заповнив увесь внутрішній простір газопроводу. Його кількісне значення визначено як співвідношення сумарного об'єму гранул до внутрішнього об'єму газопроводу, в якому вони знаходяться:

$$C_{gg} = \frac{N \cdot 4\pi R^3}{3V_{TP}}. \quad (3.16)$$

Зважаючи на постійну кількість гранул ($N=const$) на будь-якій ділянці газопроводу, її визначено за початковою концентрацією ($C_{gg(0)}$) в точці входу ($x=-l/2$):

$$N = \frac{3V_{TP}C_{gg(0)}}{4\pi R^3}. \quad (3.17)$$

Об'єм трубопроводу при цифрових розрахунках визначено його внутрішнім радіусом (R_B) та розрахунковою зміною довжини ділянки (ΔX):

$$V_{TP} = \pi R_B^2 \cdot \Delta X. \quad (3.18)$$

У хвилеводі круглого поперечного перерізу (яким по суті і є газопровід) можуть поширюватися електромагнітні хвилі лише двох типів: електричні E_{mn} , у яких $E_z \neq 0$, а $H_z = 0$, та магнітні H_{mn} , у котрих компоненти $E_z = 0$, $H_z \neq 0$. У трубопроводі з діаметром, що дорівнює критичному поширенню, лише один тип хвиль. Зі збільшенням діаметра трубопроводу збільшується кількість різних видів електромагнітних хвиль (мод), які можуть у ньому поширюються, зокрема моди типу H_{11} , E_{01} , H_{01} та інші.

Умовою поширення електромагнітних хвиль типу H_{mn} та E_{mn} у трубопроводі круглого перерізу є вираз:

$$\lambda < \lambda_{KP}^{mn}, \quad (3.18.1)$$

де $\lambda = \frac{\lambda_0}{\sqrt{\epsilon\mu}}$ – довжина плоскої однорідної хвилі в необмеженому просторі, заповненому тим же діелектриком, що і хвилевід; ϵ , μ – відносні діелектрична й магнітна проникності діелектрика, який заповнює трубопровід; λ_0 – довжина хвилі у вакуумі ($\lambda_0 = \frac{c}{f}$); c – швидкість світла; f – частота генератора; λ_{KP}^{mn} – критичні довжини хвиль для типів H_{mn} та E_{mn} .

Для визначення типу хвиль встановлено їхні критичні довжини:

$$\lambda_{KP}^E = \frac{2\pi R}{\xi_{mn}} \quad \text{і} \quad \lambda_{KP}^H = \frac{2\pi R}{\eta_{mn}}, \quad (3.18.2)$$

де ξ_{mn} -й корінь функції Бесселя m -го порядку; η_{mn} -й корінь першої похідної функції Бесселя m -го порядку; R – радіус трубопроводу. Значення декількох перших коренів ξ_{mn} та η_{mn} наведено в таблицях 3.1 і 3.2 (3.18.2).

Надвисокочастотні електромагнітні хвилі, які поширюються вздовж газопроводу, втрачають свою потужність за рахунок втрат у металевій стінці труби та в діелектрику (гідраті) який заповнює внутрішній простір. У

циліндричній системі координат густина розподілу об'ємних джерел теплоти визначено виразом:

$$q = -\frac{1}{2} Re \frac{\partial}{\partial X} (\dot{E}_r \cdot \dot{H}_\varphi), \quad (3.19)$$

де Re – символ дійсної частини комплексного числа; X – просторова координата вздовж вісі трубопроводу, м; \dot{E}_r – радіальна складова напруженості електричного поля, В/м; \dot{E}_φ – азимутальна складова магнітного поля, А/м.

Таблиця 3.1

Корені ξ_{mn} функції Бесселя m – го порядку

m	0	1	2
n=1	2,405	3,832	5,135
n=2	5,520	7,016	8,417

Таблиця 3.2

Корені η_{mn} першої похідної функції Бесселя m – го порядку

m	0	1	2
n=1	3,832	1,841	3,054
n=2	7,016	5,335	6,705

Як видно з виразу (3.19), густина джерел теплоти, створених у середовищі, яка взаємодіє з ЕМП, є також функцією напруженості електричного поля, котра залежить від геометрії системи, у якій поширюються ці хвилі.

Розглядаючи сталевий газопровід як круглий хвилевід, складові напруженості електромагнітного поля визначено з розв'язання рівнянь Максвела за формулами:

$$\dot{E}_{0r} = \frac{\dot{D}}{r} \ell^{-j\Gamma X}, \quad (3.20)$$

$$\dot{H}_{0\varphi} = \frac{\dot{E}_{0r}}{Z_c} = \frac{\dot{D}}{Z_c r} \ell^{-j\Gamma X}, \quad (3.21)$$

де \dot{D} – комплексна амплітуда електромагнітної хвилі; \dot{Z}_C – хвильовий опір діелектрика, який заповнює простір трубопроводу, Ом; j – уявна одиниця; $\dot{\Gamma}$ – постійна поширення електромагнітних хвиль, m^{-1} ; r, φ – просторові координати відстані від центра трубопроводу та кута, м та рад.

Постійна поширення ЕМ-хвиль, m^{-1} ,

$$\dot{\Gamma} = \beta - j\alpha, \quad (3.22)$$

де β – хвильове число, m^{-1} ; α – коефіцієнт затухання електромагнітних хвиль, m^{-1} .

Хвильовий опір діелектрика визначають за формулою:

$$\dot{Z}_C = \sqrt{\frac{\mu_0}{\varepsilon_0 \varepsilon}} (1 + 0.5 j \operatorname{tg} \delta), \quad (3.23)$$

де ε' – відносна діелектрична проникність діелектрика, який заповнює простір трубопроводу; ε_0, μ_0 – діелектрична і магнітна проникність вакууму, Ф/м та Гн/м; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат, який залежить від виду діелектрика. Діелектрична проникність вакууму $\varepsilon_0 = 8,8542 \cdot 10^{-12}$ Ф/м. Магнітна проникність вакууму $\mu_0 = 1,2566 \cdot 10^{-6}$ Гн/м.

Підставляючи у формулу (19) замість \dot{E}_{0r} та $\dot{H}_{0\phi}$ їхні вирази з (3.20) та (3.21), отримано:

$$q = \frac{\alpha |\dot{D}|^2}{r^2 Z_C} e^{-2\alpha X}. \quad (3.24)$$

Для знаходження \dot{D} маємо співвідношення:

$$|\dot{D}|^2 = \frac{2r^2 Z_C P_0}{\pi R^2}. \quad (3.25)$$

Ураховуючи формулу (3.25), одержано вираз для визначення потужності локальних джерел:

$$q = \frac{2\alpha P_0}{\pi R^2} e^{-2\alpha X}, \quad (3.26)$$

де P_0 – вхідна потужність, Вт.

З урахуванням концентрації газогідрату у трубопроводі (C_{gg}) було визначено, що загальний коефіцієнт затухання електромагнітних хвиль складається з двох частин:

$$\alpha = C_{gg}\alpha_{gg} + \alpha_{TP}, \quad (3.27)$$

де α_{gg} – для газогідрату; α_{TP} – для сталевого трубопроводу.

Коефіцієнти затухання, зумовлені втратами в металевих стінках круглого хвилеводу, розраховано за формулами, m^{-1} :

– для хвиль типу H_{mn}

$$\alpha_{TP} = \frac{R_s}{Z_c \cdot R \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}}\right)^2}} \left[\left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}}\right)^2 + \frac{m^2}{\eta_{mn}^2 - m^2} \right]; \quad (3.28)$$

– для хвиль типу E_{mn}

$$\alpha_{TP} = \frac{R_s}{Z_c \cdot R \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}}\right)^2}}, \quad (3.29)$$

де R_s – активний поверхневий опір металу трубопроводу, Ом; $Z_c = \sqrt{\frac{\mu_0}{\varepsilon_0}}$ – хвильовий опір діелектрика, що заповнює трубопровід, Ом; R – радіус трубопроводу, м. Підставивши відомі значення величин, отримано, Ом:

$$Z_c = \sqrt{\frac{\mu_0}{\varepsilon_0}} = \sqrt{\frac{1.2566 \cdot 10^{-6}}{8.8542 \cdot 10^{-12}}} \approx 377.$$

Значення активного поверхневого опору металу (R_s) знайдено за формулою:

$$R_s = \sqrt{\frac{\pi f \mu_a}{\sigma}} = \sqrt{\frac{\pi f \mu \mu_0}{\sigma}} = \sqrt{\frac{\omega \mu_a}{2\sigma}}, \quad (3.30)$$

де f – частота, Гц; μ_a – абсолютна магнітна проникність трубопроводу, Гн/м; μ_0 – магнітна проникність вакууму, Гн/м; σ – питома електропровідність сталевого трубопроводу, $Om^{-1} \cdot m^{-1}$. Частота електромагнітних коливань

випромінювача (таритрона) становить $f=2.45 \cdot 10^9$ Гц. Відносна магнітна проникність сталевого трубопроводу $\mu=2,72$ Гн/м. Електропровідність трубопроводу $\sigma=0,34 \cdot 10^7$ Ом⁻¹·м⁻¹.

Найбільш характерними модами ЕМ хвиль що можуть розповсюджуватися в трубопроводі круглого поперечного перерізу є: Н₁₁, Е₀₁ та Н₀₁. Коефіцієнт затухання хвиль типу Н₁₁ у металевому трубопроводі визначено за формулою, м⁻¹:

$$\alpha_{TP} = \frac{0,0913}{R \sqrt{\sigma \lambda_0 \left[1 - \left(\frac{\lambda_0}{3,41R} \right)^2 \right]}} \left[\left(\frac{\lambda_0}{3,41R} \right)^2 + 0,418 \right]. \quad (3.31)$$

Коефіцієнт затухання хвиль типу Е₀₁ у металевому трубопроводі обчислено за формулою, м⁻¹:

$$\alpha_{TP} = \frac{0,0913}{R \sqrt{\sigma \lambda_0 \left[1 - \left(\frac{\lambda_0}{2,61R} \right)^2 \right]}}. \quad (3.32)$$

Коефіцієнт затухання хвиль типу Н₀₁ у металевому трубопроводі визначено за формулою, м⁻¹:

$$\alpha_{TP} = \frac{0,0913}{R \sqrt{\sigma \lambda_0 \left[1 - \left(\frac{\lambda_0}{1,64R} \right)^2 \right]}} \left(\frac{\lambda_0}{1,64R} \right)^2. \quad (3.33)$$

Для гідрату коефіцієнт затухання обчислено за формулою

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi}{\lambda_0} tg \delta \frac{Z_B}{Z_C}, \quad (3.34)$$

де Z_B – характеристичний опір хвилеводу, Ом:

$$Z_B = Z_E^{mn} \text{ – для хвиль типу } E_{mn}; \quad Z_B = Z_H^{mn} \text{ – для хвиль типу } H_{mn};$$

$$Z_E^{mn} = Z_C \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}} \right)^2}, \quad Z_H^{mn} = \frac{Z_C}{\sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}} \right)^2}}. \quad (3.35)$$

З урахуванням формули (3.35) коефіцієнти затухання ЕМ-випромінення у гідраті:

– для хвиль типу E_{mn}

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi}{\lambda_0} tg \delta \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}}\right)^2}; \quad (3.36)$$

– для хвиль типу H_{mn}

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi tg \delta}{\lambda_0 \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{\lambda_{KP}^{mn}}\right)^2}}. \quad (3.37)$$

Коефіцієнт затухання в гідраті для хвилі H_{11}

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi tg \delta}{\lambda_0 \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{3,41R}\right)^2}}. \quad (3.38)$$

Коефіцієнт затухання в гідраті для хвилі E_{01}

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi tg \delta}{\lambda_0} \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{2,61R}\right)^2}. \quad (3.39)$$

Коефіцієнт затухання в гідраті для хвилі H_{01}

$$\alpha_{gg} = \frac{\pi tg \delta}{\lambda_0 \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda_0}{1,64R}\right)^2}}. \quad (3.40)$$

Характерними значеннями для гідрату є $\varepsilon' = 3,75$ і $tg \delta = 0,02$.

Зважаючи на різний діаметр газопроводів, звичайним випадком може бути існування одночасно декількох мод ЕМ-випромінення в перерізі трубопроводу. Кожна мода поширюється незалежно від інших – принцип суперпозиції.

В умовах дослідження головним фактором теплового впливу на газогідрат є експоненційний характер затухання кожного виду хвилі:

$$P_{(X)}^{mn} = P_0^{mn} e^{-2\alpha^{mn}X}. \quad (3.41)$$

Для розрахунку багатомодового режиму потрібно визначити початкову потужність кожної моди:

$$P_0^{mn} = P_0 \frac{P^{mn}}{\sum_{i=1}^{\psi} P^{mn}} = P_0 k_i, \quad (3.42)$$

де ψ – загальна кількість мод ЕМ-хвиль у цьому трубопроводі; P^{mn} – потужність ЕМ-хвилі окремої моди при заданому постійному значенні $E=1$, кВ/см; k_i – коефіцієнт потужності i -ї моди.

Отже, знаючи розподіл потужностей між модами, можна на будь-якій відстані визначити загальну потужність ЕМ-хвиль, які знаходяться на відстані X від випромінювача:

$$P_{(X)} = \sum_{i=1}^{\psi} P_0^{mn} \ell^{-2\alpha^{mn}X} = P_0 \sum_{i=1}^{\psi} k_i \ell^{-2\alpha^{mn}X}. \quad (3.43).$$

3.2.3. Відбивання електромагнітних хвиль від кінців трубопроводу.

Якщо концентрація ГГ низька, то ЕМ-хвиля не встигає повністю затухнути до кінця трубопроводу. Тоді відбувається її відбивання і вона повертається у зворотній бік. Було припущено, що процес відбивання ЕМ-хвилі від кінця трубопроводу відбувається без втрат енергії.

В умовах застосування цифрових методів розраховано відбиту хвилю: від лівого кінця газопроводу:

$$P_{(X)} = P_0 \sum_{i=1}^{\psi} k_i \ell^{-2\alpha^{mn}(L+X)}. \quad (3.45)$$

Та від правого кінця газопроводу:

$$P_{(X)} = P_0 \sum_{i=1}^{\psi} k_i \ell^{-2\alpha^{mn}(L-X)}. \quad (3.46)$$

Результуюча потужність ЕМ поля в кожній точці внутрішнього простору газопроводу дорівнює сумі потужностей прямої та відбитих (лівої та правої) хвиль.

Для уникнення накопичення гідрату метану у сепараторі діафрагма перед ним не застосована. У такому разі ЕМ-випромінення відбивається лише з однієї сторони – зі сторони дросельної арматури. Ця обставина врахована при написанні комп'ютерної програми.

У запропонованій моделі об'єднано два процеси синтезу та дисоціації газових гідратів з урахуванням гідродинамічних процесів, які відбуваються в трубопроводі. Розроблена математична модель має схожість з описаною в [50] у розгляді тепломасообмінних процесів на кулеподібній поверхні, проте в цій

роботі процеси розглядалися на поверхні краплі води. Також загальні принципи поглинання НВЧ ЕМ-випромінення газогідратом, які застосовані в математичній моделі, збігаються з викладеними в роботах [12, 14, 33, 50, 113, 96, 117], проте відрізняються види хвиль та стан середовища, у якому вони поглинаються.

Головними відмінностями запропонованої математичної моделі від наявних є:

1. Одночасне врахування двох протилежних процесів синтезу та дисоціації газогідрату на поверхні гранули.
2. Ці процеси відбуваються під час руху газогідратної гранули всередині газопроводу.
3. Розігрів гранули газогідрату відбувається внаслідок поглинання нею багатомодового НВЧ ЕМ прямого та відбитого випромінення.

Факторами, що обмежують (знижують точність) використання математичної моделі, є: індукційний період утворення газогідрату в моделі вважається завершеним, хоча насправді важко передбачити точний час появи зародкових кристалів; змінний характер багатофазного середовища в газопроводі; відсутність урахування агломерації частинок газогідрату; зміна сольового складу води може зміщувати термодинамічну рівновагу, що не враховано в математичній моделі.

Можливими напрямками вдосконалення математичної моделі є врахування полідисперсності частинок газогідрату. Також варто розробити лабораторну установку для всебічного дослідження тепломасообмінних процесів синтезу/дисоціації гранул газогідрату всередині газопроводу під впливом НВЧ ЕМ-випромінення.

3.3. Методи математичного моделювання процесів синтезу та дисоціації газових гідратів

При математичному моделюванні тепломасообмінних процесів на ділянці газопроводу застосовано метод скінчених елементів, зокрема всю

довжину трубопроводу розбито на 100 ділянок і весь розрахунок повторюється для кожної окремої ділянки. Оскільки перехідні процеси відбуваються також і в часових координатах, для часового інтегрування диференціальних рівнянь застосовано метод Рунге-Кутта 4-го порядку.

Було припущено, що газогідрат рівномірно розподілений по перерізу газопроводу у вигляді мікрогранул, розмір яких, а отже, й питома маса гідрату залежатиме від процесів, які переважають на даній ділянці газопроводу.

Аналіз результатів моделювання тепломасообміну на поверхні газогідратної гранули в газопроводі ускладнений тим, що процес є гетерогенним, супроводжується фазовими переходами, виділенням прихованої теплоти та зміною розмірів самої гранули під час її транспортування в газопроводі. Для інтерпретації масивів даних, отриманих у ході математичного моделювання, застосовано такі спеціалізовані методи аналізу.

1. Методи просторового та пограничного аналізу. Ці методи дозволяють оцінити локальну інтенсивність тепломасообмінних процесів безпосередньо на міжфазній межі «газ–гідрат» та зрозуміти, які саме чинники макропотoku в газопроводі найбільше впливають на стан гранули. Зокрема визначення критерію Нуссельта Nu дозволяє розрахувати коефіцієнт теплообміну та інтенсивність масообміну на поверхні гранули та виявити зони інтенсивного росту або розпаду гідрату.

2. Інтегральні методи балансу та термодинамічного аналізу. Оцінюють поведінку гранул у потоці газу як єдиної системи. Метод інтегральних балансів маси та енергії. Порівняння загальної кількості теплоти, що відводиться потоком газу, із кількістю теплоти, яка виділяється внаслідок екзотермічної реакції фазового переходу та надходить у гранулу внаслідок поглинання НВЧ випромінення, дозволяє визначити напрям процесу синтезу чи дисоціації газового гідрату та дотриматися закону збереження енергії.

3. Методи аналізу нестационарних полів та кінетики геометричних змін. Оскільки під час руху в газопроводі гранула газогідрату росте або руйнується, її розмір постійно змінюється, що впливає на гідродинаміку потоку навколо неї.

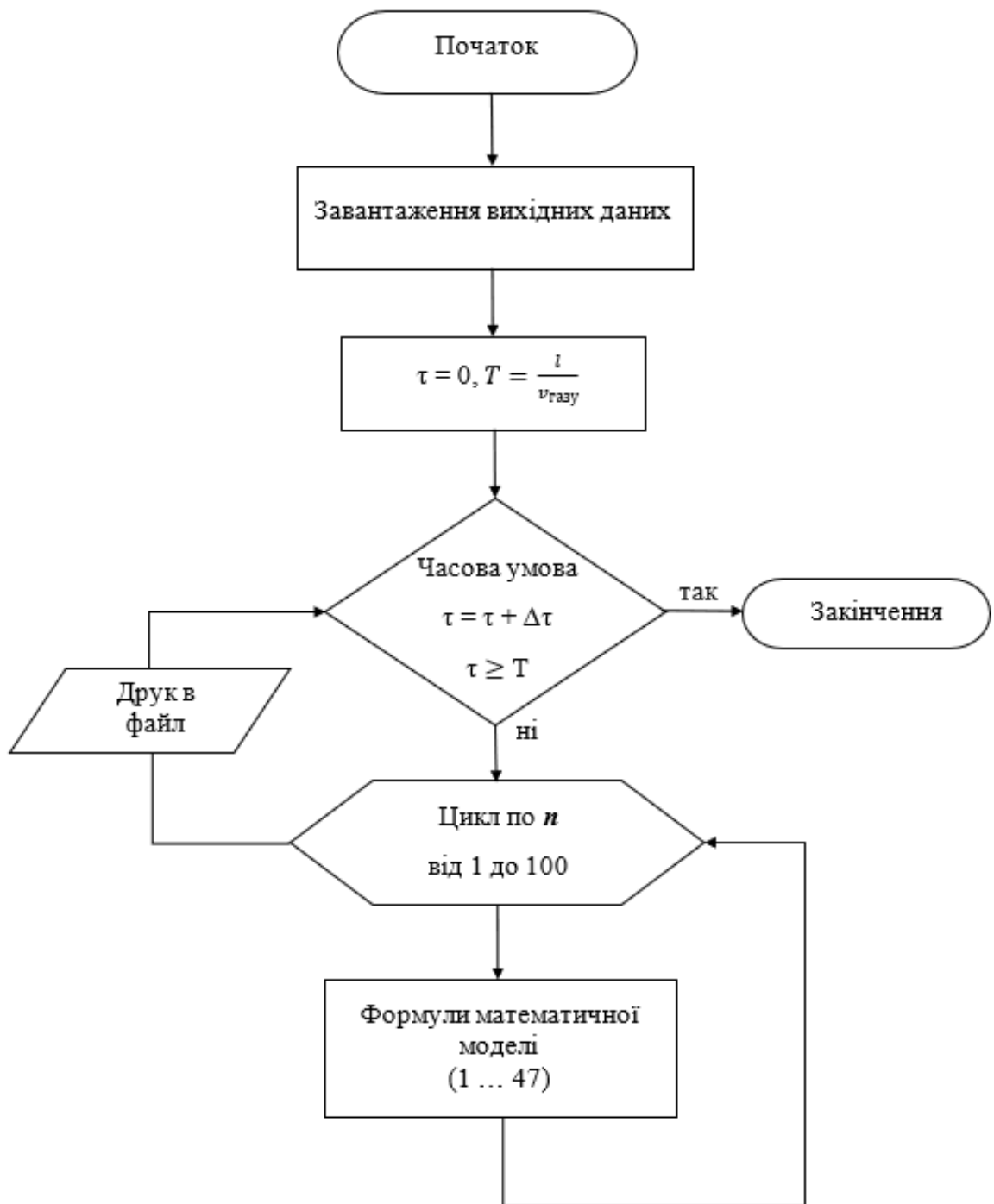


Рисунок 3.6 – Блок-схема комп’ютерної програми **Pipe3**: $\Delta\tau$ – розрахунковий часовий інтервал; τ – інтервал часу в процесі розрахунку, с; T – розрахунковий період, с; l – довжина трубопроводу, м; $v_{\text{газу}}$ – швидкість газу, м/с

Метод простежування міжфазної межі дозволяє виконувати кількісний аналіз еволюції розміру гранули у часі та оцінити, як зміна площі поверхні контакту фаз впливає на сумарний тепловий потік.

Для виконання завдань математичного моделювання розроблено комп'ютерну програму Pipe3, написаної мовою QBASIC (рис. 3.6).

Для виконання розрахунків уся довжина трубопроводу розбита на 100 ділянок. Розрахунковий часовий крок становить $1/10^4$ від часу перебування газу в газопроводі. Диференційне рівняння (6) розв'язується методом Рунге-Кутта 4-го порядку.

Структурно комп'ютерна програма передбачає:

1. Оголошення модулів, процедур, масивів, змінних.
2. Задання вихідних даних, констант і початкового стану.
3. Виконання циклу розрахування рівнянь математичної моделі по часу з вкладеним циклом по довжині газопроводу.
4. Виведення результатів розрахунку на екран та у файл pipe1.dat. Цей файл зчитується програмою Excel, яка дозволяє їх обробляти та аналізувати.

Отже, розроблено математичну модель та комп'ютерну програму для розрахування термодинамічних процесів синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в газопроводі.

3.3. Результати та аналіз математичного моделювання процесів синтезу та дисоціації газових гідратів під дією електромагнітного поля в трубопроводі

Вихідні дані для розрахування утворення/дисоціації газогідратів на ділянці газопроводу від дросельної арматури до сепаратора: газ-гідратоутворювач – метан; його теплопровідність $0,031 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$; критерій Прандтля $Pr=0.734$; температура газу $-30,1^\circ\text{C}$; температура початку гідратоутворення (при заданій концентрації метанолу) $-23,4^\circ\text{C}$; температура зовнішнього середовища $+16^\circ\text{C}$; тиск газу 37 бар; густина газу $38,08 \text{ кг}/\text{м}^3$; швидкість газу $4,287 \text{ м}/\text{с}$; внутрішній діаметр газопроводу 257 мм; густина

газогідрату 913 кг/м^3 ; теплота дисоціації ГГ $r=464 \text{ кДж/кг}$; розрахункові моди ЕМ випромінення Н11, Е01 та Н01; довжина ЕМ хвилі 12.491 см , довжина трубопроводу – 25 м .

Результати розрахунку «зростання» радіуса гранул ГГ уздовж ділянки газопроводу за відсутності ЕМ випромінення наведено на рис. 3.7

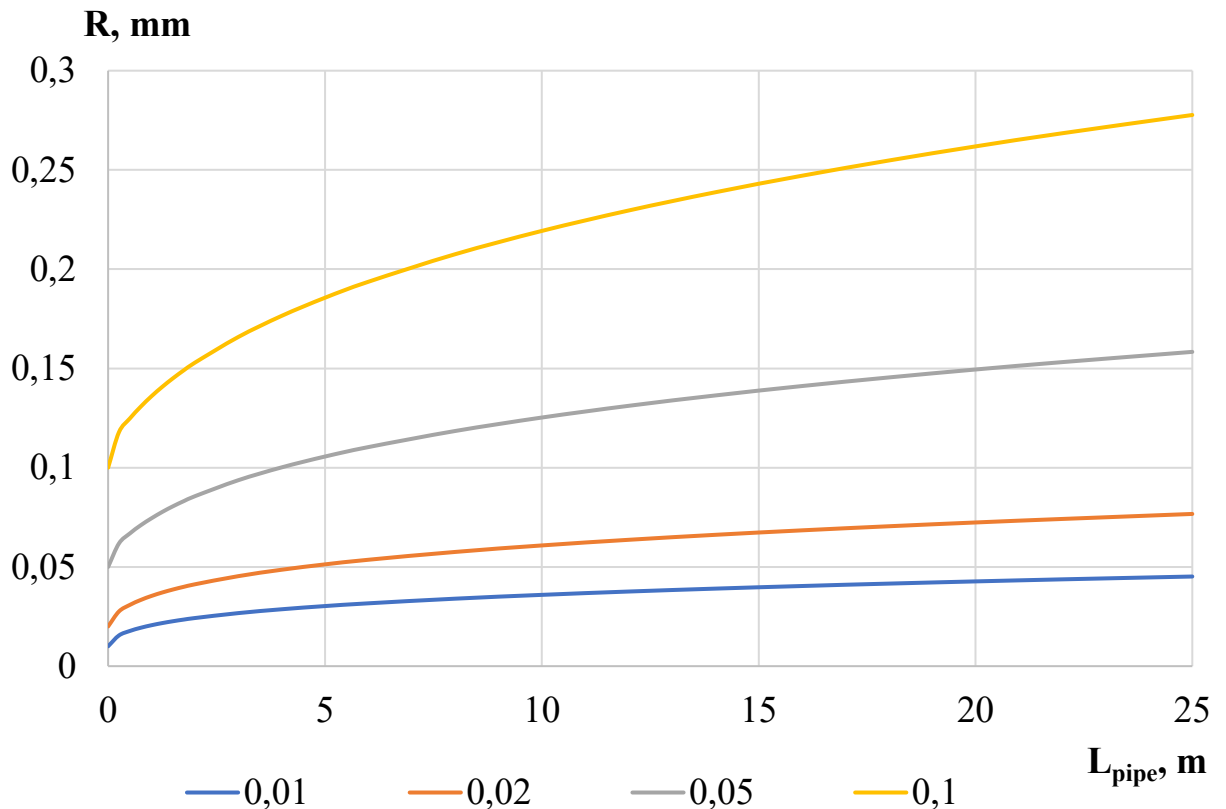


Рисунок 3.7 – Зміна розміру частинок газогідрату (R) за довжиною ділянки газопроводу (L) за відсутності ЕМ-опромінення.

У легенді зазначено початковий розмір гранул ГГ, мм

Розрахунки показують, що за відсутності руйнівного випромінення частинки гідрату будь-яких розмірів стрімко зростають. Причому, активніше збільшуються частинки малих розмірів, оскільки вони мають більшу загальну площу теплообмінної поверхні. У реальному газопроводі матиме місце злипання частинок (коалесценція), що призведе до утворення частинок різного розміру.

Загалом збільшення частинок ГГ призводить до «лавинного» процесу збільшення ГГ у газопроводі. Разом з ростом частинок зростає і концентрація ГГ в трубопроводі – рис. 3.8. На збільшення концентрації ГГ особливо сильно впливають частинки малого розміру, оскільки при однаковій початковій концентрації їх кількість значно більша, ніж великих частинок.

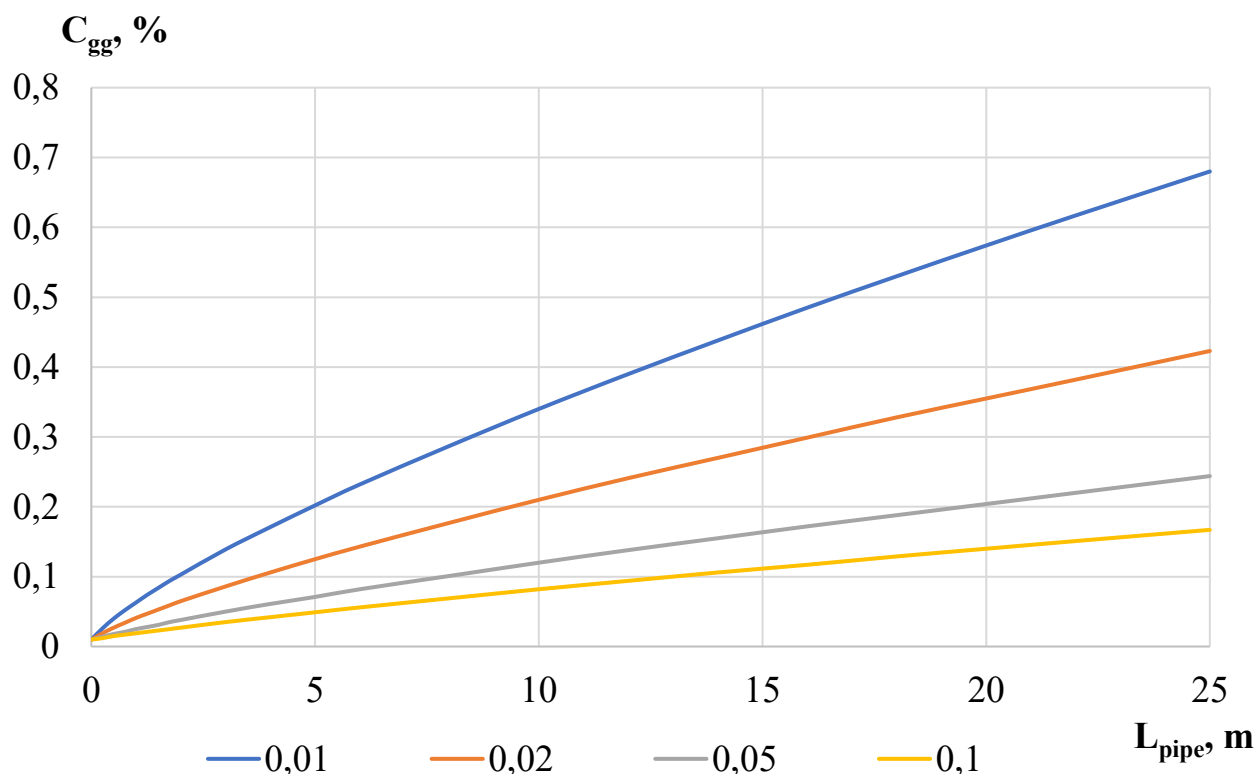


Рисунок 3.8 – Зміна концентрації газогідрату (C_{gg}) по довжині ділянки газопроводу (L_{pipe}) за відсутності ЕМ-опромінення.

У легенді зазначено початковий розмір гранул ГГ, мм

Уведення в газопровід ЕМ випромінювання призводить спочатку до сповільнення гідратоутворення, потім до нестійкого стану стабілізації концентрації, а при подальшому збільшенні потужності – до руйнування наявних ГГ, рис. 3.9. Очевидно, що подальше збільшення потужності випромінювача дозволяє швидше розкласти гранули ГГ, проте на кінцеву концентрацію ГГ (на виході з газопроводу) вже не впливає.

Результати дослідження впливу потужності випромінювача на руйнування гранул ГГ заданої концентрації та розміру наведено на рис. 3.10.

Аналіз отриманих результатів показує, що для руйнування частинок малих розмірів ($\approx 0,01$ мм) потрібен випромінювач великої потужності. Теж саме спостерігаємо у разі накопичення ГГ до великих концентрацій ($>0,1\%$). Тому найбільш вигідною стратегією боротьби з накопиченням ГГ є його активна руйнація при досягненні розмірів, які не шкодять перебігу основного процесу. Також потужність випромінювача має бути достатньою для утримання концентрації ГГ в допустимих межах.

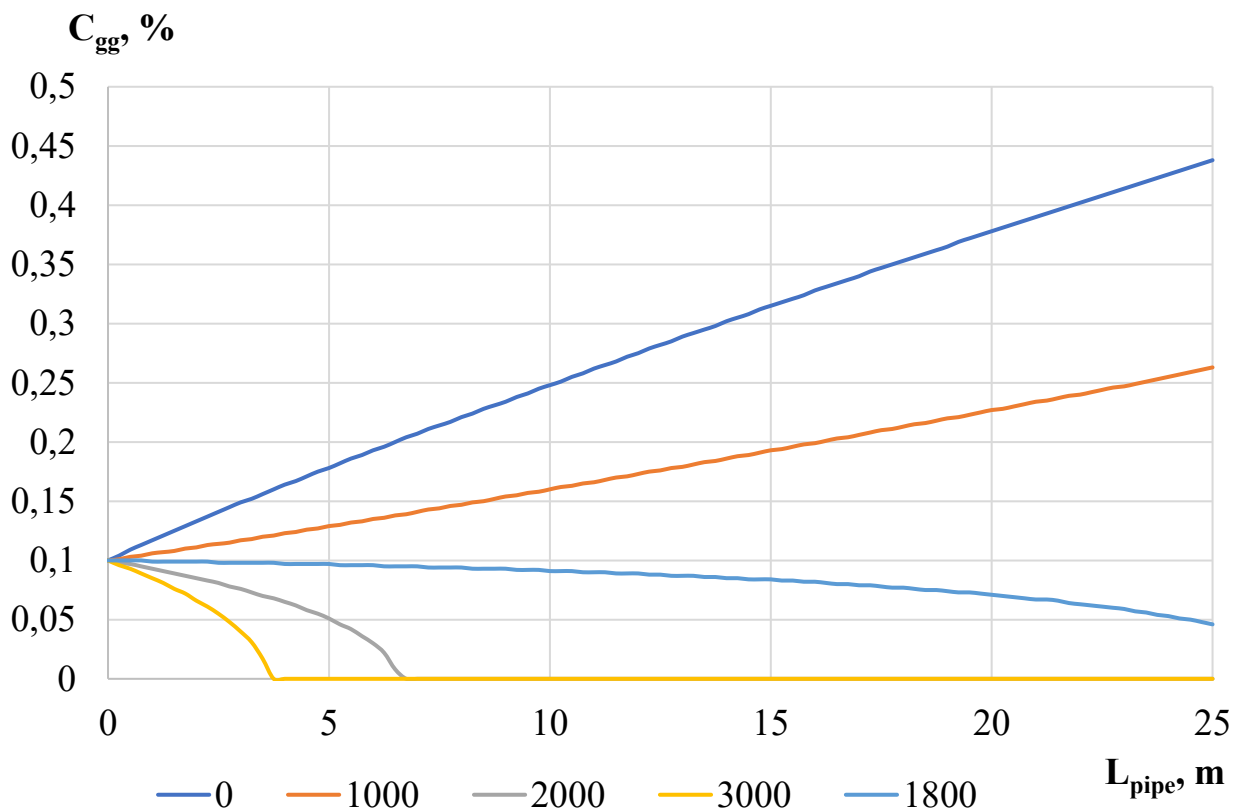


Рисунок 3.9 – Зміна концентрації ГГ (C_{gg}) за довжиною газопроводу (L_{pipe}) при різній потужності ЕМ-випромінювача: 0, 1000, 1800, 2000, 3000 Вт

Результати розрахування, зображені на рис. 3.10, з прийнятною точністю можна апроксимувати залежністю

$$P_w = 124 \cdot C_{gg} / R^{1,7}, \quad (3.47)$$

де C_{gg} – концентрація газогідрату, %; R – радіус частинки, мм.

Отримана залежність показує, що необхідна потужність ЕМ-випромінювача прямо пропорційна початковій концентрації ГГ та обернено пропорційна до розміру гранули.

Отже, запропонована математична модель для розрахування перехідних процесів синтезу/дисоціації гранул ГГ у газопроводі при дії НВЧ ЕМ-випромінювання. Вона дозволяє визначати розмір частинок ГГ та їх концентрацію під час руху вздовж ділянки газопроводу. На основі математичної моделі розроблена комп'ютерна програма, за допомогою якої отримані результати цифрового моделювання поведінки гранул ГГ під час їх руху в газопроводі [81].

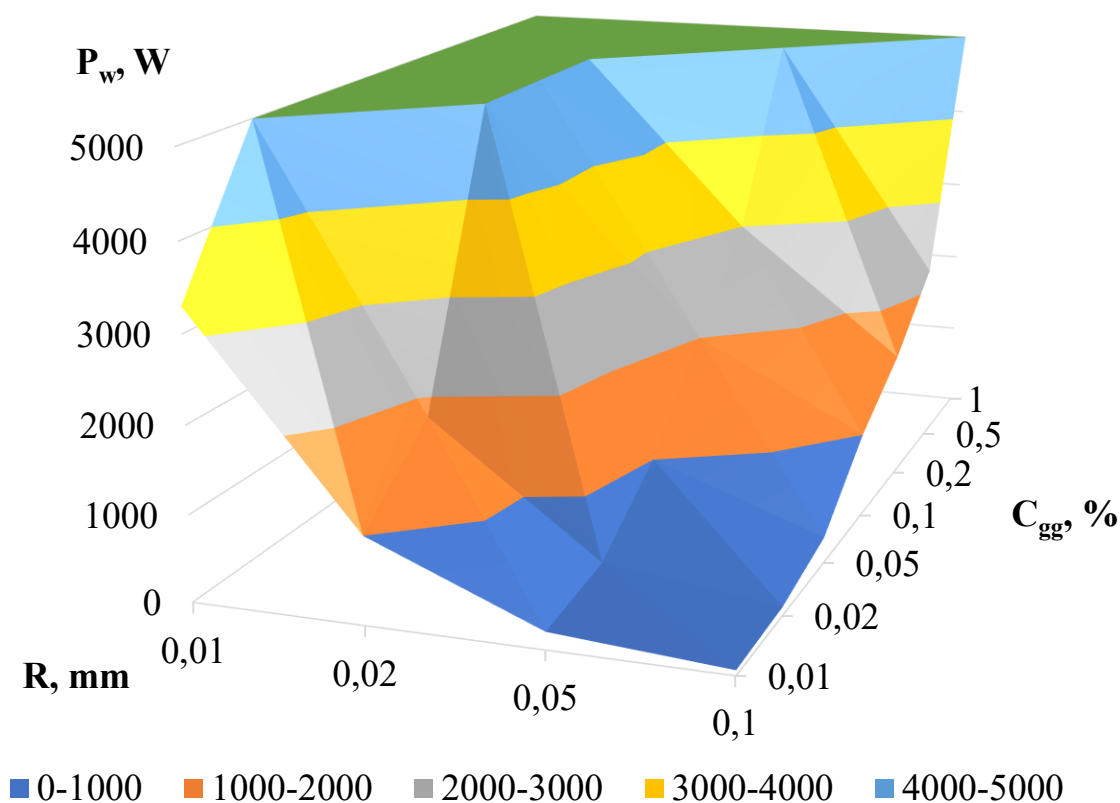


Рисунок 3.10 – Необхідна потужність випромінювача (P_w) для руйнування частинок ГГ початковим розміром (R) та початкової концентрації (C_{gg}).

У легенді – потужність ЕМ-випромінювача, Вт

Отримано апроксимаційну залежність, яка чітко пов'язує потужність ЕМ-випромінювача з концентрацією ГГ та максимальним розміром частинок уздовж усієї ділянки газопроводу. Отримані результати дозволяють підбирати

необхідну потужність ЕМ-випромінювача для уникнення небезпечного накопичення ГГ у газопроводі.

На практиці можливі ситуації, коли кількість газогідрату в газопроводі може різко збільшуватися. Тому важливо розуміти, як система транспортування газу буде реагувати на нештатні ситуації. Для дослідження цієї проблеми проведено цифровий експеримент, у якому концентрація газогідрату на вході в розрахункову ділянку газопроводу значно перевищує реальні значення. Як базову концентрацію застосовано $C_{gg}=0,1\%$ при радіусі гранул 0,05 мм. Розрахунковими є концентрації 1, 5, 10 та 20 %. Результати розрахування потужності електромагнітного поля наведено на рис. 3.11. У лівій частині рис. 3.11. розташовано дросельну арматуру, від якої ЕМ-випромінення відбивається. На відстані 12,5 м розташовано випромінювач, а на позначці 25 м – сепаратор, у якому випромінення поглинається.

Відносна потужність:

$$P = \frac{P_{TP(i)}}{P_M} 100\% , \quad (3.48)$$

де $P_{TP(i)}$ – потужність ЕМ-випромінення у i -й точці трубопроводу, Вт; P_M – потужність встановленого магнетрона, Вт.

Отримані результати показують, що при невеликій (робочій) концентрації ГГ ($C_{gg}=0,1\%$) у газопроводі лише невелика частина ЕМ-випромінення поглинається ГГ (близько 1-2%), уся інша частина потрапляє в сепаратор. Збільшення вхідної концентрації ГГ призводить до збільшення поглинання ЕМ-випромінення газогідратом. Зокрема при концентрації ГГ на рівні 1% частка поглинутого випромінення становить 24%, а при $C_{gg}=5$ – відповідно 70%. При великих концентраціях ГГ (10-20%) більшість випромінення поглинається ГГ (86-97%), але його потужність на віддаленні від випромінювача також суттєво зменшується і може бути недостатньою для руйнування ГГ у цих частинах газопроводу. У такому випадку необхідно або збільшувати потужність випромінювача або збільшувати концентрацію

інгібітора гідратуутворення (напр. метанолу) для уникнення зупинки технологічного процесу.

Загалом інтенсивність затухання ЕМ-випромінення в газопроводі може бути застосована для постійного контролю за концентрацією ГГ. Конструктивно такий датчик можна виконати у формі 2-х антен (напр. у формі смугастих ліній), які розташовані всередині газопроводу на фіксованій відстані одна від іншої та ввімкнені за диференційною схемою. Збільшення різничного сигналу буде свідчити про зростання концентрації газогідратів у газопроводі, що можна визначати в режимі реального часу.

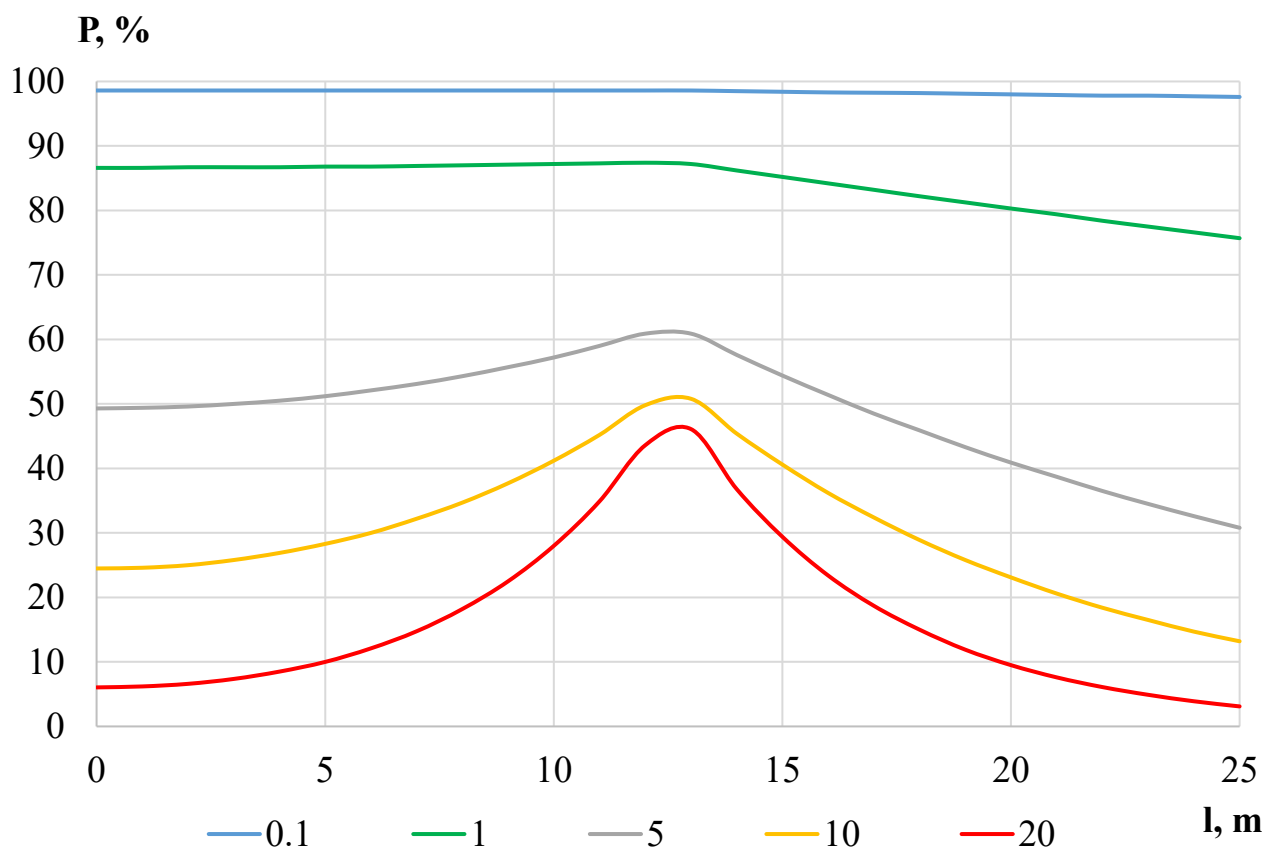


Рисунок 3.11 – Розподіл відносної потужності випромінення (P) всередині ділянки газопроводу (l) при різних значеннях вхідної концентрації газогідрату ($C_{gg}=0,1; 1; 5; 10; 20\%$)

Також важливим є питання збільшення потужності випромінювача в ситуації раптового збільшення концентрації ГГ. Результати розрахування свідчать, що процес росту гранул ГГ буде спостерігатися доки вони не

досягнуть критичного розміру, після чого процес росту гранул припиняється. Зважаючи на кулеподібну форму гранул, з формули (3.47) можна отримати необхідну потужність виромінювача:

$$P'_M = P_M \frac{C'}{C} \left(\frac{R}{R'} \right)^{1,7} = P_M \frac{C'}{C} \left(\left(\frac{C}{C'} \right)^{0,33} \right)^{1,7} = P_M \left(\frac{C'}{C} \right)^{0,44}, \quad (3.49)$$

де P_M, C – базові значення потужності магнетрона та концентрації ГГ у трубопроводі, відповідно Вт та %; C' – «нове» значення концентрації, %. Степінь 0,44 свідчить про необхідність регулювання вихідної потужності магнетрона як для економії енергії, так і для запобігання збільшення концентрації ГГ в результаті раптового збільшення кількості гідрату на вході в ділянку газопроводу.

Перспектива подальших досліджень спрямована на вдосконалення технологій підготовки газу в умовах гідратуутворення шляхом використання енергії надвисокочастотного випромінювання, що дозволить зменшити витрати метанолу для забезпечення безгідратного процесу та мінімізувати потрапляння інгібітора до магістрального газопроводу і систем збору рідких вуглеводнів.

Висновки до розділу 3

1. Розроблено конструкцію ділянки газопроводу з інтегрованою мікрохвильовою технологічною вставкою та системою відбивних елементів, що дозволить розв'язати проблему гідратоутворення в процесах низькотемпературної сепарації газу за рахунок селективного поглинання електромагнітної енергії молекулами води та газогідрату.

2. Запропоновано та реалізовано цифрову математичну модель, яка, на відміну від наявних, одночасно враховує динаміку двох протилежних процесів: кінетику синтезу мікрогранул газогідратів у потоці та їх дисоціацію під впливом енергії НВЧ-випромінювання. Модель базується на тепловому балансі міжфазної поверхні гранули, що дозволяє з високою точністю прогнозувати критичний радіус частинки, за якого її ріст припиняється.

3. Встановлено, що застосування НВЧ-опромінення дозволяє змінити режим «лавинного» зростання концентрації гідратів на режим їх стабілізації або повного руйнування. Доведено, що ефективність дисоціації залежить від селективного поглинання енергії: дрібні частинки ($R = 0,01$ мм) вимагають більшої питомої потужності випромінювання для руйнування через інтенсивний відвід теплоти в охолоджене газове середовище, що обґрунтовує необхідність підтримки оптимальних параметрів потужності для запобігання коалесценції частинок.

4. На основі результатів багатомодового моделювання (моди H_{11} , E_{01} , H_{01}) отримана аналітична залежність $P_w = 124 \cdot C_{gg} / R^{1,7}$, яка дозволяє оперативно визначати необхідну потужність випромінювача залежно від поточної концентрації гідратів та розміру їх гранул. Це створює методичну базу для автоматизації керування НВЧ-установками в системах низькотемпературної підготовки газу з метою мінімізації використання хімічних інгібіторів (метанолу).

5. Інтенсивність згашання надвисокочастотного електромагнітного випромінення в газопроводі може бути застосована для постійного контролю за концентрацією газових гідратів у газовому потоці.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНОЛОГІЯ ЗАПОБІГАННЯ ГІДРАТОУТВОРЕННЮ В ПРОЦЕСАХ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНОЇ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ЕНЕРГІЇ НАДВИСОКОЧАСТОТНОГО ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ

4.1. Технологія застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання

На підставі дослідження термодинамічних процесів розкладання газових гідратів надвисокочастотним (НВЧ) електромагнітним випромінюванням всередині сталевих газопроводів та удосконалення конструкції пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню було розроблено технологію використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання.

Запропонована нова технологія базується на синергетичному ефекті одночасної дії хімічного реагенту (метанолу) та фізичного впливу електромагнітного поля. У ході підбирання потужності генератора НВЧ проводяться кілька етапів розрахунків.

Згідно з технологією запропонованою автором, підготовка газу здійснюється за схемою описаною нижче.

Сирий газ від свердловин направляється у вхідний сепаратор, де від нього відокремлюється крапельна рідина (газовий конденсат та пластова вода). Далі частково осушений газ подається на вхід трубного простору рекуперативного теплообмінника для охолодження зустрічним «холодним» потоком газу від низькотемпературного сепаратора.

Для захисту трубного простору рекуперативного теплообмінника від гідратуутворень у потік газу після вхідного сепаратора здійснюється вприск інгібітора гідратуутворення метанолу. Витрата метанолу розраховується з

метою захисту від гідратуутворень виключно для трубного простору рекуперативного теплообмінника та ділянки від теплообмінника до дросельного клапана.

На ділянці технологічної схеми після дросельного клапана тиск газу знижується і завдяки ефекту Джоуля-Томпсона газ додатково охолоджується, відповідно потреба у витраті метанолу на ділянці від дроселя до низькотемпературного сепаратора зростає. Однак з метою зменшення потреби у метанолі запропоновано монтаж технологічної вставки з магнетроном на ділянці від дросельного клапана до низькотемпературного сепаратора, щоб захистити її від утворення гідратів шляхом направлення надвисокочастотного випромінювання (радіохвиль з частотою близько 2,45 ГГц) всередину потоку газу на цьому відрізку установки НТС. Під впливом НВЧ-випромінювання молекули води, що присутні в газі, зменшують здатність формувати кристали газогідратів у контакті з природним газом.

Далі потік газу проходить кінцеву сепарацію у низькотемпературному сепараторі завдяки відділенню з потоку газу вологи, в лінії газу після низькотемпературного сепаратора умови для формування газогідратів – відсутні.

Робота магнетрона захищає від гідратуутворень і ділянку трубопроводу після дросельного клапана і внутрішню конструкцію низькотемпературного сепаратора.

Очищений газ після низькотемпературного сепаратора проходить через міжтрубний простір рекуперативного теплообмінника, де нагрівається зустрічним «теплим» потоком газу від вхідного сепаратора, і далі як товарний газ транспортується в мережу магістральних газопроводів.

Принципова схема установки низькотемпературної сепарації із застосуванням ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для запобігання гідратуутворенню показана на схемі рис.4.1.

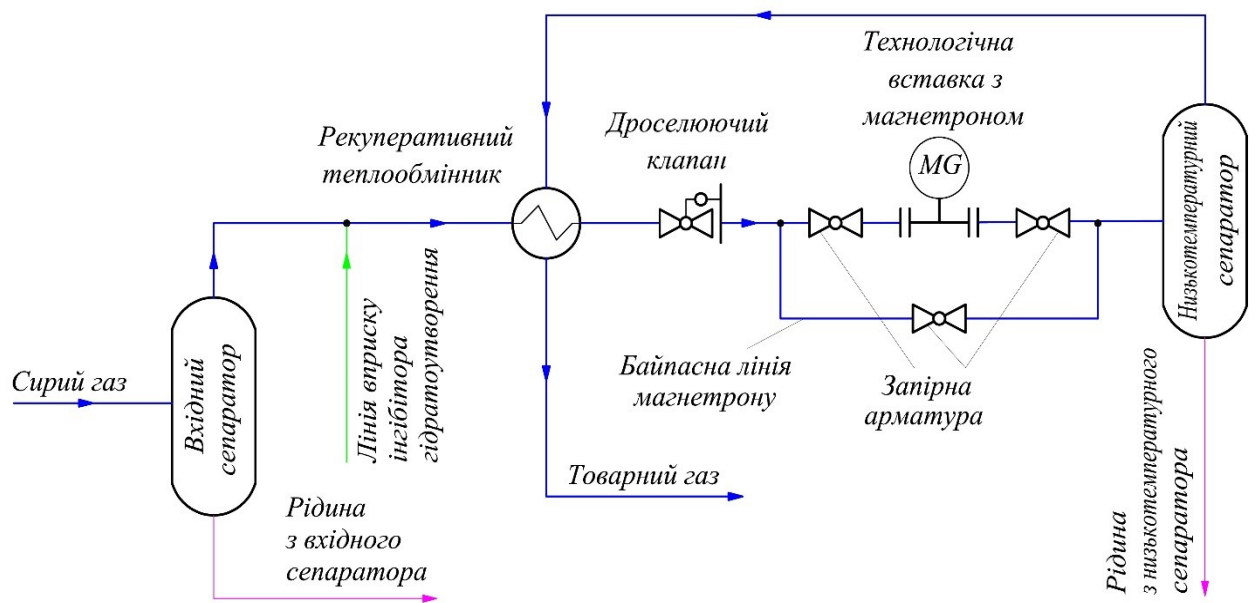


Рисунок 4.1 – Принципова схема установки НТС із застосуванням ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для запобігання гідратуванню

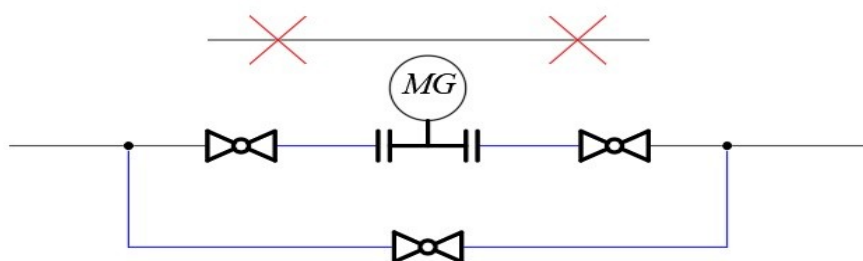
Запропонована технологія передбачає використання удосконаленої конструкції пристрою для подавання мікрохвильового електромагнітного випромінювання в середню частину ділянки газопроводу, що сполучає дросельний клапан з низькотемпературним сепаратором. Розроблений автором пристрій передбачає розміщення антени мікрохвильового електромагнітного випромінювача усередині газопроводу. Технологічна вставка з встановленим на ній магнетроном є знімною з привареними фланцями та складається з послідовно зварених між собою ділянок: дифузора, прямого трубопроводу та конфузора, у просторі яких знаходиться фторопластове кільце з внутрішнім отвором, що дорівнює внутрішньому діаметру газопроводу, та вирізом для антени випромінювача. У такий спосіб досягається введення мікрохвильового електромагнітного випромінювання всередину газопроводу установки НТС.

За потреби концентрації НВЧ-випромінювання на конкретній ділянці газопроводу розроблено конструкцію діафрагми, яка слугує для відбивання радіохвиль згенерованих магнетроном і яку виконано у вигляді семи отворів з заданим внутрішнім діаметром.

Дія мікрохвильового електромагнітного випромінення на газогідрати спричиняє дисоціацію наявних газогідратних структур та запобігає формуванню нових.

Електроживлення генератора НВЧ-випромінювань (магнетрона) забезпечується шляхом прокладання кабельної лінії від електрощитової УКПП безпосередньо до місця його встановлення. Параметри роботи пристрою інтегруються в загальну систему автоматизованого управління технологічним процесом через передавання даних проектною кабельною лінією до логічного контролера установки. Це дозволяє здійснювати безперервний моніторинг режимів випромінювання та оперативно реагувати на зміни термодинамічних параметрів газового потоку.

Процес монтажу проектної технологічної вставки з НВЧ-випромінювачем передбачає попередній демонтаж ділянки трубопроводу та подальше приварювання вставки на визначене місце. Паралельно з цим необхідно облаштувати байпасну лінію, що дозволяє забезпечити безперебійну роботу системи під час обслуговування обладнання. Послідовність та деталі схеми монтажу наведено на рис. 4.2.



Умовні позначення:





- - існуючий трубопровід
- - проектний трубопровід
-  - ділянка, що підлягає демонтажу
-  - проектна запірна арматура
-  - проектна вставка з магнетроном
-  - проектна вставка з магнетроном

Рисунок 4.2 – Схема монтажу проектної технологічної вставки з НВЧ-випромінювачем

Для визначення необхідної потужності магнетрона та підбору його моделі, попередньо необхідно виконати низку технологічних розрахунків.

Першим етапом розрахунків є визначення фактичної температури гідратоутворення для конкретної ділянки трубопроводу. Серед доступних способів розв'язання цього завдання є застосування комп'ютерних симуляторів процесів підготовки та переробки газу, зокрема Aspen HYSYS, HydraFLASH, OLGA тощо. У такому випадку як вихідні дані необхідно мати компонентний склад потоку газу, його тиск та температуру.

За відсутності комп'ютерних симуляторів існує низка інших способів визначення фактичної температури гідратоутворення потоку, серед них:

- розрахунок за формулою Баррера-Стюарта, яка має вигляд:

$$T_p = -58,5(1 + \lg P) - B_1 \text{ для } T_p < 0^\circ\text{C} \quad (4.1)$$

$$T_p = 18,47(1 + \lg P) - B \text{ для } T_p > 0^\circ\text{C}, \quad (4.2)$$

де P – рівноважний тиск гідратоутворення, кгс/см², T_p – рівноважна температура гідратоутворення, °С, B та B_1 – коефіцієнти, що визначаються графічно, залежно від густини гідратоутворювальних компонентів газу.

- розрахунок методом К-фактора, який розроблено Карсоном та Катцом. Метод базується на аналогії з розрахунком точки роси в газорідних системах, але замість рідкої фази розглядається тверда фаза гідрату. К-фактор (K_i) – це константа рівноваги між паровою (газовою) фазою та твердою фазою гідрату для кожного компонента.

Умова початку утворення гідратів записується так:

$$\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_i} = 1, \quad (4.3)$$

де y_i – мольна частка i -го компонента в газовій фазі (на безводній основі); x_i – мольна частка i -го компонента в твердій фазі гідрату (також на безводній основі).

К-фактори визначаються експериментально і представлені у вигляді графіків у довідниках на зразок GPSA Engineering Data Book для основних

компонентів: метану, етану, пропану, бутану, CO₂, H₂S тощо. Метод менш точний для кислих газів (з високим вмістом H₂S і CO₂).

- розрахунок за методом Ван-дер-Ваальса–Платтеу. Метод Ван-дер-Ваальса-Платтеу є одним із найбільш фундаментальних і широко застосовуваних термодинамічних моделей для розрахування температури гідратуутворення. Він базується на статистичній термодинаміці і розглядає гідрат як твердий розчин, у якому молекули води утворюють кристалічну решітку з порожнинами, а молекули газу (гостьові молекули) займають ці порожнини.

На основі результату обчислення температури гідратуутворення на конкретній ділянці газопроводу, другим етапом розрахунків у технології використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання є визначення величини необхідної депресії температури гідратуутворення на заданій ділянці, яка розраховується за формулою:

$$\Delta t = (t_2 - t_p) + t_3, \quad (4.4)$$

де t_p – робоча температура газу на заданій ділянці, °С; t_2 – температура початку гідратуутворення на заданій ділянці, °С; t_3 – значення запасу депресії температури порівняно з фактичною робочою температурою, °С.

Після визначення необхідної депресії температури гідратуутворення третім етапом є розрахування потужності та підбирання моделі НВЧ-випромінювача електромагнітного поля.

Методика розрахування потужності НВЧ-випромінювача (магнетрона) базується на основі математичної моделі, описаної в розділі 3 даної дисертації.

Формула розрахунку потужності випромінювання магнетрона:

$$Q = G \cdot c \cdot \Delta t, \quad (4.5)$$

де Q – потужність магнетрона, кВт; G – витрата газу, кг/с; c – теплоємність газу, кДж/кг·°С; Δt – необхідна депресія температури гідратуутворення, °С.

Теплофізичні характеристики газу та гідрату газу вже входять у математичну модель та в програму-розрахунку, написану автором мовою програмування QBasic.

У таблиці 3.3 наведено основні складові витрат, які впливають на вартість виготовлення промислового НВЧ-випромінювача.

Таблиця 3.3

**Основні складники витрат на виготовлення промислового
НВЧ-випромінювача**

Складова частина витрат	Орієнтовна ціна, грн.	Примітки
Металоконструкція (вставка)	45,000 – 80,000	Дифузор, конфузор, фланці (сталь 09Г2С), зварювання та радіографічний контроль швів
Магнетрон (900 Вт) з БП	15,000 – 25,000	Промисловий магнетрон з блоком живлення
Фторопластовий захист	8,000 – 12,000	Матеріал (Ф-4) та токарна обробка кільця з вирізом під антену
Відбивальна діафрагма	5,000 – 10,000	Виготовлення з нержавіючої сталі з точною перфорацією
Автоматика та контрольно-вимірювальні прилади	40,000 – 70,000	Шафа керування, датчики температури, захист від витоку випромінювання, вибухозахищене виконання корпусу
Сертифікація та випробування	60,000 – 150,000	Отримання дозволу Держпраці, випробування на тиск, сертифікат відповідності для вибухонебезпечних зон (ATEX/Ex)
Загальна вартість	180 000 – 350 000	

Необхідна мінімальна норма інгібітора гідратуутворення метанолу для функціонування установки в безгідратному режимі за умови роботи магнетрона визначається за допомогою комп'ютерних симуляторів (Aspen HYSYS, HydraFLASH, OLGA тощо) або розраховується за методикою описаною нижче.

Розрахування норми витрат метанолу необхідно здійснювати для кожного потоку окремо, залежно від умов гідратуутворення: тиску P , температури T та вологовмісту газу W .

Для легколеткого інгібітора гідратуутворення, яким є метанол, питома норма витрати його складається з кількості метанолу, необхідного для насичення рідкої вільної води – q_p , та кількості метанолу, необхідного для насичення газової фази – q_g :

$$q_M^T = q_p + q_g = \frac{(W_1 - W_2)}{C_1 - C_2} C_2 + C_2 \alpha, \quad (4.6)$$

де q_M^T – витрата метанолу, кг/1000 м³ газу; W_1 – вологовміст газу на початку ділянки, на якій утворюються гідрати, кг/1000 м³; W_2 – вологовміст газу в кінці ділянки, на якій утворюються гідрати, кг/1000 м³; C_1 – масова концентрація метанолу, що вводиться (свіжого), %; C_2 – масова концентрація метанолу у воді (концентрація відпрацьованого метанолу в кінці ділянки, на якій утворюються гідрати), %; α – відношення вмісту метанолу, необхідного для насичення газу до концентрації метанолу в рідині.

Для визначення добової витрати метанолу q_M^D необхідно питому норму q_M^T помножити на добову витрату газу, що підлягає обробленню Q (в тис м³/добу), тобто:

$$q_M^D = q_M^T Q. \quad (4.7)$$

Під час перерахування витрати із кг/добу в л/добу згідно з таблицею В.1 Додатку В при відповідній температурі визначається густина розчину метанолу, що вприскується. Потім шляхом ділення витрати, отриманої за формулою (4.13) на цю густина і дізнаємося витрату метанолу в л/добу.

Для установки низькотемпературної сепарації з використанням ефекту Джоуля-Томпсона точка вприску метанолу в лінію газу одна, і вона розташована після вхідного сепаратора перед трубним простором рекуперативного теплообмінника, як було показано на рис 4.1.

Після ввімкнення магнетрона дозування метанолу в точку вприску поступово зменшується від початкового (мінус 5% об'ємних кожну годину) до досягнення розрахункового значення. При цьому паралельно ведеться спостереження за стабільністю роботи установки та відсутністю формування гідратів.

В основі запропонованої автором технології лежить різна діелектрична проникність компонентів газорідного потоку. Основні компоненти природного газу (метан, етан, пропан) є неполярними діелектриками і практично не поглинають енергію мікрохвильового поля. Натомість вода та метанол є полярними речовинами з високим тангенсом кута діелектричних втрат. Під дією НВЧ-випромінювання відбувається інтенсивне дипольне обертання молекул води та наявних молекул метанолу, що призводить до їхнього швидкого та селективного об'ємного нагрівання за рахунок внутрішнього тертя. При цьому енергія не витрачається на прогрів об'єму газу чи металевих стінок трубопроводу, що робить технологію такою ефективною на установках НТС.

Застосування запропонованої технології комбінованого використання метанолу та енергії НВЧ-випромінювання у процесах низькотемпературної підготовки газу характеризується певними технологічними обмеженнями.

1. Гідродинамічний режим руху фаз у потоці має бути рівномірним, оскільки виникнення нестационарних процесів або залпових «пробок» рідини спричиняє різке зниження глибини проникнення НВЧ-хвиль. Це ускладнює забезпечення стабільного енергетичного впливу на весь об'єм цільової ділянки трубопроводу.

2. Баричні параметри системи обмежені максимальним тиском до 10,0 МПа, що безпосередньо пов'язано з граничною механічною міцністю

діелектричних вікон введення енергії. Використання таких матеріалів, як фторопласт або спеціальна кераміка, дозволяє зберігати герметичність системи, проте лімітує її застосування на надвисоких тисках.

3. Геометричні характеристики трубопроводів та вибір обладнання орієнтовані на широко розповсюджені генератори НВЧ, які працюють на частоті 2,45 ГГц. Дана частота є найбільш ефективною для трубопроводів діаметром від 100 мм до 300 мм. Захист трубопроводів інших розмірів потребує впровадження генераторів на специфічних частотах, які не мають масового виробництва, що суттєво підвищує капітальні витрати та загальну вартість пристрою.

Запропоновану автором технологію впроваджують на установці попередньої підготовки газу компанії ТОВ «Прайм-Газ» для забезпечення безгідратного режиму роботи установки низькотемпературної сепарації газу.

Вказана технологія дозволяє підприємству отримати позитивний економічний ефект за рахунок економії інгібітора гідратуутворення.

На ділянку газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для запобігання гідратуутворенню отримано патент України на корисну модель № 163245.

4.2. Результати впровадження технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із використанням енергії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання

Дослідно-промислові випробування запропонованої технології запобігання гідратуутворенню із застосуванням мікрохвильового електромагнітного випромінювання проведені на установці попередньої підготовки газу (УППГ) «Західні Радченки» ТОВ «Прайм-газ». Підготовка газу на цьому об'єкті здійснюється методом НТС із використанням ефекту Джоуля-Томпсона. Як інгібітор гідратуутворення використовується метанол, що постачається компанією Solvachem SPÓŁKA Z OGRANICZONĄ ODPOWIEDZIALNOŚCIĄ (м. Вроцлав, Республіка Польща). Вприск інгібітора в систему НТС здійснюється за допомогою насоса-дозатора моделі НД 40/160.

Упровадження НВЧ-випромінювача на цьому майданчику дозволило перевірити ефективність розробленої технології в експлуатаційних умовах.

Захист від гідратуутворень на ділянці трубопроводу \varnothing 108x6 мм забезпечено шляхом монтажу технологічної вставки з мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем. Обладнання розміщене після ручного дроселя моделі ШР-12 перед сепаратором другого ступеня С-2 (модель ГС-2-6,3-1200-2). Конструкція вузла передбачає наявність байпасної лінії. Основу випромінювача становить магнетрон моделі Galanz M24FB-610A з вихідною потужністю 900 Вт. Таке компонування дозволило здійснювати спрямований енергетичний вплив на потік газу в найбільш критичній зоні охолодження.

Заміри поточних параметрів роботи УППГ Західні Радченки за цією технологією захисту від гідратуутворень проводились протягом 10 днів (табл. 4.1-4.3). Діапазон витрати газу за вказаний період становив від 190 до 210 тис ст. м³/добу, робочий тиск тримався в межах 3,8-4,0 МПа, робоча температура на ділянці, що досліджувалась, змінювалась у межах -25 – -22 °С.

Промислові випробування впровадженої технології захисту від гідратуутворень на УППГ Західні Радченки проводились протягом 10 днів (табл. 4.1-4.3). Витрата газу за вказаний період становила від 196 до 210 тис ст. м³/добу, робочий тиск змінювався в межах 3,85-4,0 МПа, робоча температура на ділянці, що досліджувалась, коливалась у межах -25 – -21 °С.

За результатами промислових випробувань встановлено:

1) зниження витрат метанолу за період випробувань склала:
 $0,45 \cdot 2036 = 916,2$ кг,

2) де 0,45 – зниження питомої витрати інгібітора метанолу кг/тис. м³ газу; 2036 – об'єм обробленого газу, тис. м³.

Виходячи з тривалості випробувань (10 діб), зниження витрат метанолу становить 91,6 кг за добу;

3) збільшення споживання електроенергії за період випробувань завдяки роботі генератора НВЧ-випромінювань при застосуванні технології захисту від гідратуутворень становить: $0,064 \cdot 2036 = 130,2$ кВт·год, де 0,064 – підвищення питомого споживання електроенергії кВт·год/тис. м³ газу; 2036 – об'єм обробленого газу, тис. м³.

Таблиця 4.1

**Видобування газу і витрати метанолу до і після впровадження технології НТС
з використанням мікрохвильового електромагнітного випромінювання**

Дата	Технологія захисту від гідратуутворень традиційним способом			Дата	Технологія захисту від гідратуутворень за запропонованим способом		
	Q _{газу} , тис. м ³ /добу	Q _{метанолу} , т/добу	Q _{пит. метанолу} , кг/тис. м ³ газу		Q _{газу} , тис. м ³ /добу	Q _{метанолу} , тн/добу	Q _{пит. метанолу} , кг/тис. м ³ газу
05.03	195	0,369	1,89	16.03	204	0,310	1,45
06.03	190	0,363	1,91	17.03	207	0,299	1,47
07.03	198	0,382	1,93	18.03	210	0,300	1,47
08.03	196	0,367	1,87	19.03	203	0,296	1,43
09.03	203	0,396	1,95	20.03	205	0,302	1,48
10.03	207	0,391	1,89	21.03	198	0,280	1,43
11.03	210	0,389	1,85	22.03	196	0,280	1,40
12.03	208	0,389	1,87	23.03	202	0,295	1,42
13.03	206	0,394	1,91	24.03	208	0,297	1,45
14.03	207	0,403	1,95	25.03	203	0,293	1,48
Разом	2020	3,843	19,02	Разом	2036	2,952	14,48

Таблиця 4.2

Видобування газу та споживання електроенергії (e/e) для захисту від гідратоутворень до і після впровадження технології з використанням мікрохвильового електромагнітного випромінювання

Дата	Технологія захисту від гідратоутворень традиційним способом			Дата	Технологія захисту від гідратоутворень за запропонованим способом		
	Q _{газу} , тис. м ³ /добу	W, кВт·год/добу	W _{пит.} , Вт·год/тис. м ³ газу		Q _{газу} , тис. м ³ /добу	W, кВт·год/добу	W _{пит.} , Вт·год/тис. м ³ газу
05.03	195	25,0	127,9	16.03	204	40,4	198,0
06.03	190	23,8	124,9	17.03	207	40,1	193,6
07.03	198	24,1	122,3	18.03	210	39,5	188,9
08.03	196	23,6	120,0	19.03	203	37,8	185,6
09.03	203	24,5	120,1	20.03	205	38,2	185,5
10.03	207	23,9	116,3	21.03	198	35,4	179,1
11.03	210	23,6	112,0	22.03	196	34,0	172,5
12.03	208	23,1	110,6	23.03	202	34,7	170,4
13.03	206	22,2	108,2	24.03	208	34,6	166,8
14.03	207	21,9	106,1	25.03	203	33,1	163,8
Разом	2020	235,7	1168,4	Разом	2036	367,8	1804,2

Таблиця 4.3

**Термобаричні характеристики роботи досліджуваної ділянки установки НТС УППГ Західні Радченки в
період промислових замірювань та в період промислових досліджень**

Дата	Робота установки за базовою технологією			Дата	Робота установки за запропонованою технологією		
	Q _{газу} , тис. м ³ /добу	P перед С-2, МПа	T перед С-2, °С		Q _{газу} , тис. м ³ /добу	P перед С-2, МПа	T перед С-2, °С
05.03	195	3,98	-21,9	16.03	204	3,89	-24,0
06.03	190	4,00	-21,0	17.03	207	3,87	-24,5
07.03	198	3,95	-22,6	18.03	210	3,85	-25,0
08.03	196	3,96	-22,4	19.03	203	3,91	-24,2
09.03	203	3,88	-23,0	20.03	205	3,89	-23,5
10.03	207	3,83	-23,9	21.03	198	3,95	-22,1
11.03	210	3,80	-25,0	22.03	196	4,00	-21,0
12.03	208	3,82	-24,4	23.03	202	3,94	-22,1
13.03	206	3,83	-23,6	24.03	208	3,86	-24,5
14.03	207	3,83	-23,7	25.03	203	3,92	-23,8
Разом	2020	3,89	-23,1	Разом	2036	3,91	-23,4

Виходячи з тривалості випробувань (10 діб), підвищення обсягів споживання електроенергії становить у середньому 13,02 кВт·год за добу.

Унаслідок математичного оброблення експериментальних досліджень підібрали апроксимаційні залежності коефіцієнту зменшення витрат метанолу q від витрат газу Q . Коефіцієнт детермінації R^2 становить 0,9.

$$q = 0,8873 - 0,0006Q \quad (4.8)$$

На рис. 4.3 проаналізовані результати експериментальних вимірювань витрат метанолу до і після застосування НВЧ-випромінювання q . Отримана апроксимаційна залежність (4.8) показує збільшення ефективності використання метанолу при збільшенні витрат газу при впровадженні даної технології (рис. 4.3).

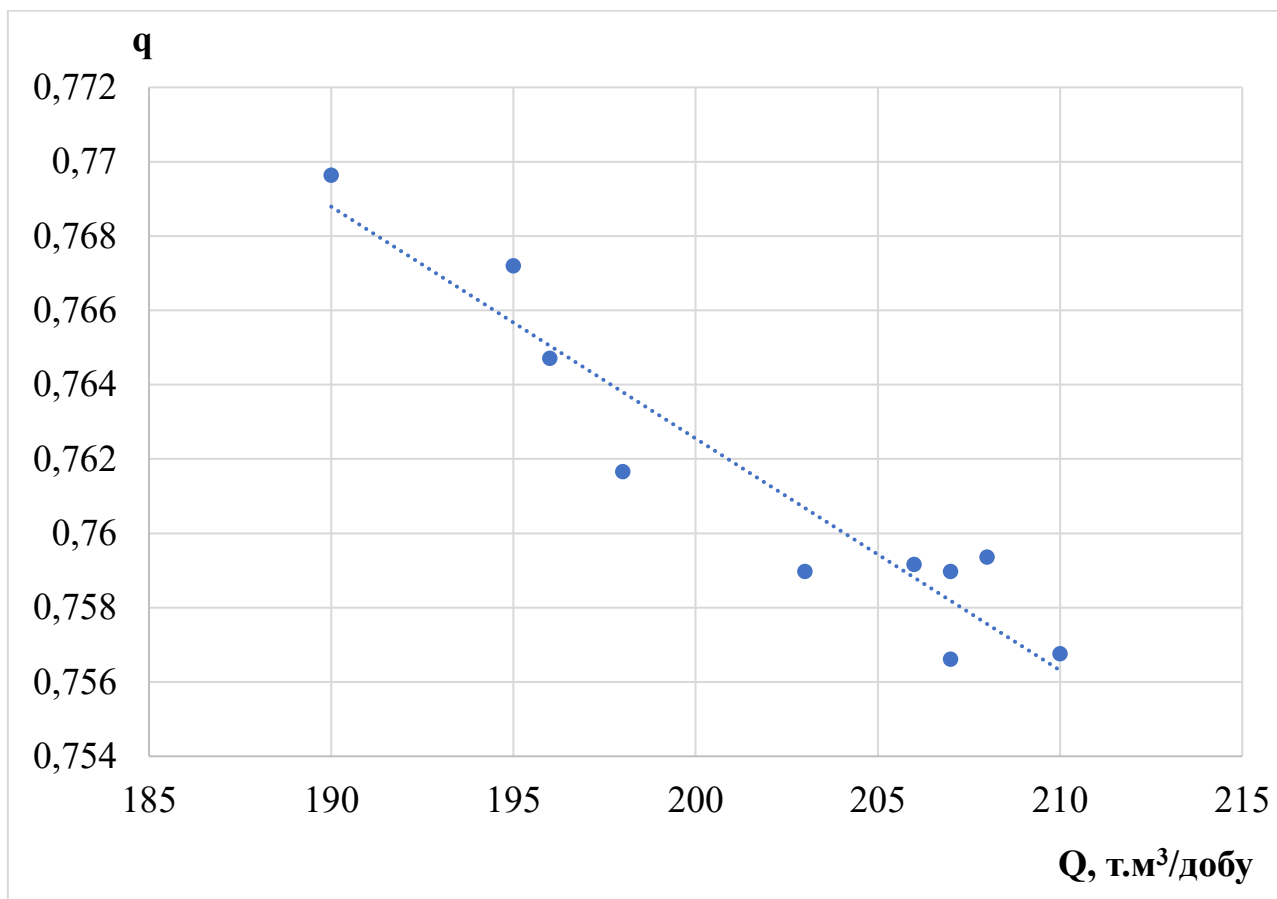


Рисунок 4.3 – Скорочення витрат метанолу (Q) при використанні ЕМ-випромінювання

Унаслідок математичного оброблення експериментальних досліджень підібрали апроксимаційні залежності коефіцієнта збільшення енергоспоживання W від витрат газу Q . Коефіцієнт детермінації R^2 становить 0,89.

$$W = 1,642 - 0,0005Q \quad (4.9)$$

Отримана залежність (4.9) показує, що при збільшенні витрат газу відбувається зменшення питомих витрат електроенергії (рис. 4.4).

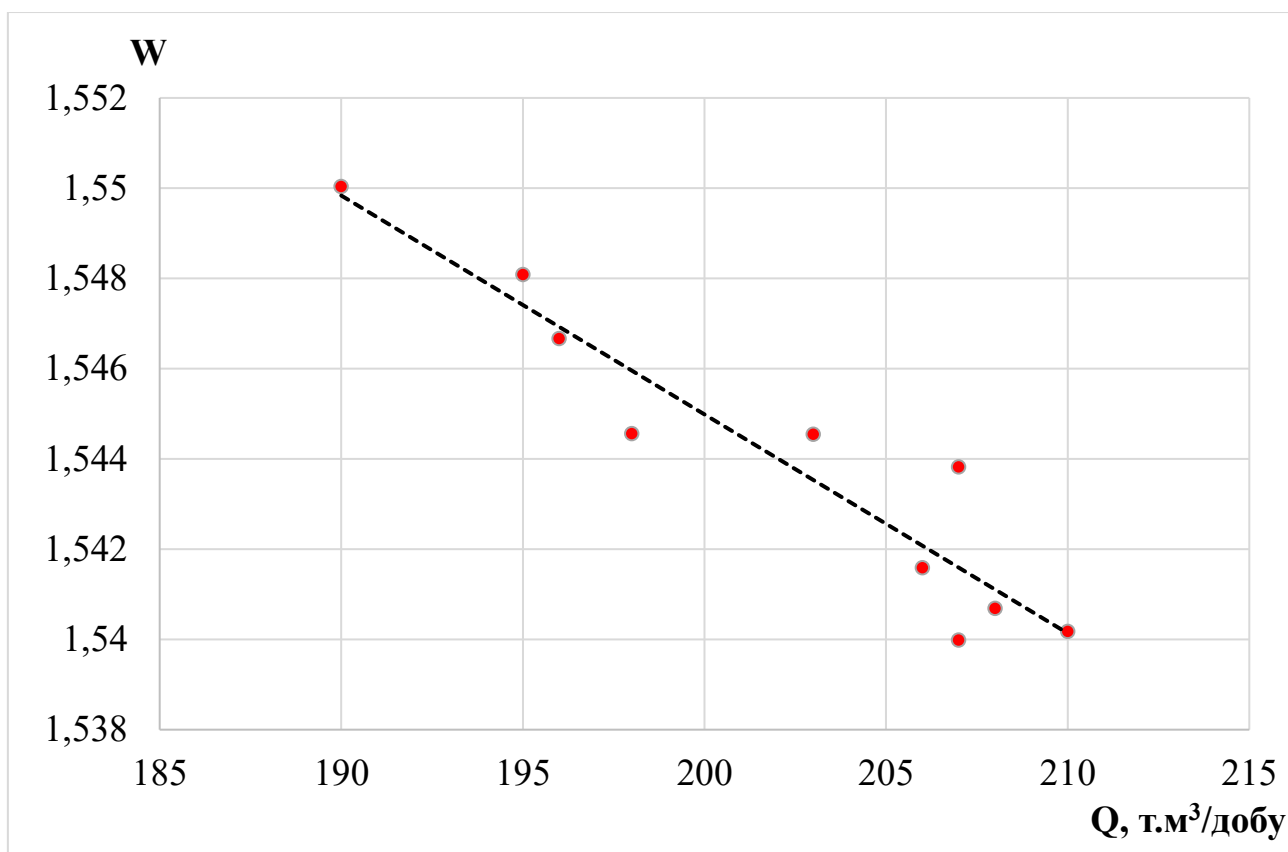


Рисунок 4.4 – Відносне споживання електроенергії при застосуванні (W) НВЧ-випромінювання

Упровадження розробленої автором технології використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання дозволило зменшити питоме споживання метанолу на установці НТС на 22,5%. Зниження питомої витрати метанолу з 1,90 до 1,45 кг/тис. м³ газу. Зменшення витрат на закупівлю метанолу на 22,5 грн/тис. м³ газу.

Запропонована технологія використання метанолу в умовах УППГ Західні Радченки характеризується зростанням споживання електроенергії на ведення процесу низькотемпературної сепарації на 56,05%. Збільшення споживання електроенергії становить на 0,06 кВт·год/тис. м³ газу. Збільшення витрат на закупівлю електроенергії на 0,72 грн/тис. м³ газу.

Отже, результати промислових випробувань підтвердили ефективність технології запобігання гідратуутворенню в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання. Упровадження запропонованої системи антигідратного захисту забезпечило стабільну роботу установки підготовки газу в безгідратному режимі, скорочення питомих витрати вартісного та токсичного метанолу та досягнення значного екологічного ефекту внаслідок запобігання забруднення навколишнього середовища й утилізації використаних реагентів.

4.3. Техніко-економічна ефективність процесів промислової підготовки природного газу на УППГ Західні Радченки після впровадження запропонованої технології

Нині під час видобування та підготовки природного газу на УППГ Західні Радченки застосовується інгібітор гідратуутворення метанол. Втрати метанолу під час промислової обробки газу становлять 100 % через відсутність технології його регенерації. Електроенергія постачається лінією напругою 10 кВ з мереж АТ «Полтаваобленерго».

Ділянка газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень на УППГ Західні Радченки була виготовлена підприємством ТОВ «Інноваційні інженерні рішення», вартість такого виробу склала – 290 тис. грн. (інформація наведена в табл. 4.4).

Вартість будівельно-монтажних робіт з облаштування та підключення технологічної вставки з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень на УППГ Західні Радченки склала 26,889 тис грн.

**Вихідні дані для розрахування економічної ефективності
впровадження запропонованої технології використання метанолу в
процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії
надвисокочастотного випромінювання**

№ з/п	Назва показника	Річний об'єм
1.	Об'єм видобутку газу на УППГ Західні Радченки, млн. м ³ /рік	72,2
2.	Питомі витрати інгібітора гідратуутворення для роботи установки НТС УППГ Західні Радченки за базовою технологією, кг/тис. м ³ газу	1,9
3.	Питомі витрати інгібітора гідратуутворення для роботи установки НТС УППГ Західні Радченки за технологією, запропованою автором, кг/тис. м ³ газу	1,45
4	Середня ринкова вартість інгібітора гідратуутворення метанолу, грн./тонну	50000
5.	Питоме споживання електроенергії для роботи установки НТС УППГ Західні Радченки за базовою технологією, кВт·год /тис. м ³ газу	0,117
6.	Питоме споживання електроенергії для роботи установки НТС УППГ Західні Радченки, запропованою автором, кВт·год /тис. м ³ газу	0,181
7.	Середня вартість електроенергії, грн за кВт·год	11,2
8.	Вартість ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень , грн.	290 000
9.	Вартість будівельно-монтажних робіт з облаштування технологічної вставки з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень на УППГ Західні Радченки, грн.	26 889, 3

Річний економічний ефект від впровадження технології захисту від гідратуутворень під час видобування та підготовки газу до подальшого транспортування визначається за формулою:

$$E = (C_1 \cdot Q_1) - (C_2 \cdot Q_2) - C_3 - C_4 \quad (4.10)$$

де C_1 – вартість метанолу, грн./тонна; C_2 – вартість електроенергії для підприємства, грн./кВт·год; C_3 – ринкова вартість виготовлення ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень, грн; C_4 – вартість будівельно-монтажних робіт з облаштування та підключення технологічної вставки з НВЧ-випромінювачем для уникнення гідратуутворень, грн; Q_1 – зменшення витрати витрати метанолу, тонн/рік; Q_2 – збільшення витрати електроенергії, кВт·год/рік;

Вихідні дані для розрахування економічної ефективності впровадження запропонованої автором технології для захисту від гідратуутворення наведені в таблиці 4.4.

$$E = (50\,000 \cdot 32,49) - (11,2 \cdot 4620,8) - 290000 - 26889,28 = 1\,255\,857,76 \text{ грн/рік}$$

На основі проведеного розрахунку впровадження запропонованої технології використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання в умовах УППГ Західні Радченки економічний ефект за перший рік експлуатації становитиме 1 255 857,76 грн.

Висновки до розділу 4

1. Розроблено технологію використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання, що включає облаштування в лінії низькотемпературної сепарації спеціальної ділянки газопроводу з технологічною вставкою з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем, антена якого знаходиться усередині газопроводу.

2. Випробування нової технології використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання в умовах УППГ «Західні Радченки» є промисловим підтвердженням поставлених завдань. Упровадження запропонованої схеми дозволило знизити витрати метанолу на 22,5%, забезпечуючи безгідратний режим роботи установки.

3. Установлено, що із зростанням витрат газу під час впровадження запропонованої технології підвищується ефективність використання метанолу та зменшуються питомі витрати електроенергії.

4. Розрахунок економічної ефективності за період дослідження показав економічний ефект у сумі 111 196,8 грн. Очікуваний річний економічний ефект від впровадження технології для підприємства становить 1 255 857,76 грн. за рахунок суттєвої економії витрат на закупівлю реагентів за рік.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій, розв'язано конкретне наукове завдання з удосконалення технології застосування метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу. Одержано такі основні висновки.

1. Аналіз сучасного стану застереження гідратуутворення в системах видобування й транспортування вуглеводневої сировини показав, що використання енергії надвисокочастотного випромінювання може бути доцільним для зменшення витрат метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу.

2. За допомогою комп'ютерного моделювання в середовищі Aspen HYSYS визначено, що найбільш критичною зоною активного гідратуутворення на технологічній лінії Мачухського ГКР є ділянка 10 між дросельним пристроєм VLV-100 та сепаратором С-2-2. Встановлено, що інгібіторний захист цієї ділянки за класичною схемою потребує на 30% більше метанолу, що визначає перспективність упровадження пристрою для мікрохвильового запобігання гідратуутворенню на цій ділянці трубопроводу.

3. Розроблено конструкцію ділянки газопроводу з інтегрованою мікрохвильовою технологічною вставкою та системою відбивних елементів, що дозволить досягти максимальної концентрації електромагнітної енергії в газопроводі та запобігти гідратуутворенню в процесах низькотемпературної сепарації газу за рахунок поглинання електромагнітної енергії молекулами води та газогідрату.

4. Розроблено математичну модель для розрахунку перехідних процесів синтезу й дисоціації гранул газогідрату в умовах дії надвисокочастотного електромагнітного випромінювання, яка враховує гідродинаміку газового потоку та дозволяє прогнозувати зміну розмірів та концентрації гранул газового гідрату вздовж газопроводу.

5. На основі результатів багатомодового моделювання (моди H_{11} , E_{01} , H_{01}) отримана аналітична залежність $P_w = 124 \cdot C_{gg} / R^{1,7}$, яка дозволяє визначати необхідну потужність випромінювача залежно від поточної концентрації гідратів та розміру їх гранул. Отримані результати дозволяють підбирати необхідну потужність електромагнітного випромінювача для уникнення накопичення газових гідратів у газопроводі.

6. Розроблено технологію використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання, що включає облаштування у лінії низькотемпературної сепарації спеціальної ділянки газопроводу з технологічною вставкою з розташованим на ній мікрохвильовим електромагнітним випромінювачем, антена якого розташована всередині газопроводу.

7. Промислові випробування нової технології використання метанолу в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання в умовах УППГ «Західні Радченки» підтвердили ефективність розв'язання поставлених задач. Установлено, що впровадження запропонованої схеми дозволяє знизити витрати метанолу на 22,5 %. Економічний ефект від упровадження розробленої технології за період дослідження становить 111 196,8 грн., очікуваний річний економічний ефект для підприємства за рік – 1 255 857,76 грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Abdullah, N., Kutnyi, B., Leshchenko, M., & Shumska, L. (2018). Decomposition of hydrates under the action of ultrahigh-frequency radiation. *International Journal of Engineering & Technology*, 7(4.8), 7–16. https://www.researchgate.net/publication/382632434_Decomposition_of_Hydrates_under_the_Action_of_Ultrahigh-Frequency_Radiation
2. Abu-Nab, A. K., Koldoba, A. V., Koldoba, E. V., Poveshchenko, Y. A., Podryga, V. O., Rahimly, P. I., & Bakeer, A. E. (2023). On the theory of methane hydrate decomposition in a one-dimensional model in porous sediments: Numerical study. *Mathematics*, 11(2), Article 341. <https://doi.org/10.3390/math11020341>
3. Ahmad, A. A. M., Li, M., Rensing, P. J., Turner, D. J., & Koh, C. A. (2025). Measurements of thermodynamic hydrate inhibitor methanol partitioning in methane at high pressures. *Energy & Fuels*, 39(44), 21238–21245. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5c03946>
4. Aimikhe, V. J., & Datong, J. Y. (2023). Gas-to-methanol production at lower operating conditions: Techno-economic analysis of SMR, ATR, and DMR. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 7(1), 000327. <https://doi.org/10.23880/ppej-16000327>
5. Anderson, F. E., & Prausnitz, J. M. (1986). Inhibition of gas hydrates by methanol. *AIChE Journal*, 32(8), 1276–1282. <https://doi.org/10.1002/aic.690320810>
6. Baccanelli, M., Langé, S., Rocco, M. V., Pellegrini, L. A., & Colombo, E. (2016). Low temperature techniques for natural gas purification and LNG production: An energy and exergy analysis. *Applied Energy*, 180, 546–559. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.119>
7. Bahadori, A., & Vuthaluru, H. B. (2010). Prediction of methanol loss in vapor phase during gas hydrate inhibition using Arrhenius-type functions. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 23(3), 379–384. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2010.01.002>
8. Bahadori, A., Vuthaluru, H. B., & Mokhatab, S. (2008). Estimation of

methanol vaporization loss and solubility in hydrocarbon liquid phase. *Oil Gas European Magazine*, 34(3), 149–151.

9. Balakirev, V. A., Sotnikov, G. V., Tkach, Yu. V., & Yatsenko, T. Yu. (2001). Removal of asphalt-paraffin deposits in oil pipelines by a moving source of high-frequency electromagnetic radiation. *Technical Physics*, 46(9), 1069–1075. <https://doi.org/10.1134/1.1404155>

10. Balanis, C. A. (2012). *Advanced engineering electromagnetics* (2nd ed.). John Wiley & Sons. <https://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/88007/4/Balanis-AdvancedEngineeringElectromagnetics-2012.pdf>

11. Bellucci, M. A., Walsh, M. R., & Trout, B. L. (2018). Molecular dynamics analysis of anti-agglomerant surface adsorption in natural gas hydrates. *The Journal of Physical Chemistry C*, 122(5), 2673–2683. <https://doi.org/10.1021/acs.jpcc.7b09573>

12. Bera, A., & Babadagli, T. (2017). Effect of native and injected nanoparticles on the efficiency of heavy oil recovery by radio frequency electromagnetic heating. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 244–256. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.051>

13. Bharathi, A., Nashed, O., Lal, B., & Foo, K. S. (2021). Experimental and modeling studies on enhancing the thermodynamic hydrate inhibition performance of monoethylene glycol via synergistic green material. *Scientific Reports*, 11(1), 2396. DOI:10.1038/s41598-021-82056-z.

14. Bozorgian, A. (2020). Methods of predicting hydrates formation. *Advanced Journal of Science and Engineering*, 1(2), 34–39. <http://www.ajscieng.com>

15. Bruinsma, D. F. M., Desens, J. T., Notz, P. K., & Sloan, E. D., Jr. (2004). A novel experimental technique for measuring methanol partitioning between aqueous and hydrocarbon phases at pressures up to 69 MPa. *Fluid Phase Equilibria*, 222–223, 311–315. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2004.06.025>

16. Carroll, J. (2014). *Natural gas hydrates: A guide for engineers* (4th ed.). Elsevier. <http://182.72.188.194:8080/jspui/bitstream/123456789/1509/1/Natural%20Gas%20Hydrate>

17. Chikwe, A. O., Okereke, N. U., & Anyanwu, E. E. (2025). Study on hydrate formation potential in natural gas pipeline. *Improved Oil and Gas Recovery*, 9. <https://doi.org/10.14800/IOGR.1355>

18. Chong, Z. R., Yang, S. H. B., Babu, P., Linga, P., & Li, X. S. (2016). Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. *Applied Energy*, 162, 1633–1652. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.061>

19. Covington, K. C., & Collie, J. T., III. (1999, March). Selection of hydrate suppression methods for gas streams. *Proceedings of the 78th GPA Annual Convention* (pp. 46–52). Gas Processors Association.

20. Daminov, T., Shokhsuvorovich, S., & Abdurakhmanova, S. (2024). Technologies used in natural gas dehydration: Problems and solutions. *E3S Web of Conferences*, 497, 01023. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202449701023>

21. Davletshina, M., Stolpovsky, M., Chiglintseva, A., & Gimaltdinov, I. (2020). Features of decomposition of gas hydrate when exposed to microwave radiation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 919, 062071. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/919/6/062071>

22. Dmytrenko, V., & Podoliak, T. (2023, November 16). Analysis of the efficiency of using methanol to prevent hydrate formation in gas gathering and processing systems. *Innovative development of resource-saving technologies and sustainable use of natural resources: Book of Abstracts 6th International Scientific and Technical Internet Conference* (pp. 115–117). UNIVERSITAS Publishing. https://www.upet.ro/cercetare/manifestari/Ukraine_2023_Book_of_Abstracts.pdf

23. Dmytrenko, V., & Podoliak, T. (2024). Research of methanol content in technological flows of facilities that process gas preparation by low-temperature separation method. *Technology Audit and Production Reserves*, 6/1(80), 46–53. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.318926>

24. Dmytrenko, V., Vynnykov, Y., & Zezekalo, I. (2020). Selection of effective corrosion inhibitors for bischofite solutions and simulated medium of formation waters. *E3S Web of Conferences*, 166, 06005. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016606005>

25. Dmytrenko, V., Zezekalo, I., & Vynnykov, Yu. (2022). The use of bischofite in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1049(1), 012052. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1049/1/012052>
26. Dmytrenko, V., Zezekalo, I., Vynnykov, Y., & Manhura, A. (2021). Efficiency evaluation of using highly mineralized reservoir waters for preventing hydrate formation of natural gas in the conditions of Zakhidno-Radchenkivske gas–condensate field. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 628(1), 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/628/1/012015>
27. Don-Ugbaga, C., & Saturday, E. G. (2022). Effects of ethylene glycol on hydrate formation in subsea pipelines. *Global Journal of Engineering and Technology Advances*, 12(2), 86–95. <https://doi.org/10.30574/gjeta.2022.12.2.0137>
28. Dreus, A. Y., Lysenko, K. O., Horbonos, S. M., & Kyslytsia, A. O. (2022). Numerical study of microwave impact on gas hydrate plugs in a pipeline. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, 4, 28–34. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-4/028>
29. Elhenawy, S., Khraisheh, M., Almomani, F., Al-Ghouti, M. A., Hassan, M. K., & Al-Muhtaseb, A. (2022). Towards gas hydrate-free pipelines: A comprehensive review of gas hydrate inhibition techniques. *Energies*, 15(22), 8551. <https://doi.org/10.3390/en15228551>
30. Fan, S., Zhang, X., Wang, Y., Wang, H., Sun, B., Yang, N., Meng, X., Song, B., Zhang, Y., Ran, Y., & Chen, H. (2025). Enhancing hydrate reservoir temperature by microwave heating: Research on different types of microwave radiation antenna. *Applied Thermal Engineering*, 262, 125283. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.125283>
31. Fatykhov, M. A., & Bagautdinov, N. Ya. (2005). Experimental investigation of the decomposition of a nonpolar-gas hydrate in a pipe under the action of a microwave electromagnetic field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 78(3), 524–531. <https://doi.org/10.1007/s10891-005-0090-x>
32. Fatykhov, M. A., & Idrisov, R. I. (2007). Degassing of a hydrocarbon fluid

in a high-frequency electromagnetic field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 80(4), 630–633. <https://doi.org/10.1007/s10891-007-0083-z>

33. Fatykhov, M. A., Akchurina, V. A., & Stolpovsky, M. V. (2020). Numerical simulation of a thermodynamic process to decompose gas hydrate in a gas production well using radiofrequency electromagnetic radiation. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 862, 062075. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/862/6/062075>

34. Folas, G. K., Gabrielsen, M., Michelsen, M. L., Stenby, E. H., & Kontogeorgis, G. M. (2005). Application of the Cubic-Plus-Association (CPA) equation of state to cross-associating systems. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 44(10), 3823–3833. <https://doi.org/10.1021/ie048832j>

35. Fu, S. B., Cenegy, L. M., & Neff, C. S. (2001, February 13–16). A summary of successful field applications of a kinetic hydrate inhibitor [Paper presentation]. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Houston, TX, United States.

36. Gardner, J. F. (2021). *Thermodynamic analysis for industrial refrigeration systems* (Synthesis Lectures on Mechanical Engineering № 33). Morgan & Claypool Publishers.

37. Gear, C. W. (1971). *Numerical initial value problems in ordinary differential equations*. Prentice-Hall. <https://www.amazon.com/Numerical-Differential-Equations-Automatic-Computation/dp/0136266061>

38. Ghaani, M. R., & English, N. J. (2018). Non-equilibrium molecular-dynamics study of electromagnetic-field-induced propane-hydrate dissociation. *The Journal of Chemical Physics*, 149(12), 124702. <https://doi.org/10.1063/1.5029457>

39. Ghiasi, M. M., Arabloo, M., Bahadori, A., & Zendehboudi, S. (2015). Prediction of methanol loss in liquid hydrocarbon phase during natural gas hydrate inhibition using rigorous models. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 33, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2014.11.002>

40. Gurbanov, A., Sardarova, I., & Huseynov, I. (2025). Determination of reagent flow rate during natural gas transport. *Reliability: Theory & Applications*, 20(9), 122–129.

https://gnedenko.net/Journal/2025/SI_092025/RTA_SI092025_RISK2025-012.pdf

41. Hammerschmidt, E. G. (1936). Gas hydrates. *American Gas Association Monthly*, 18(7), 273–276.

42. Haque, M. E., Xu, Q., & Palanki, S. (2019). Glycol loss minimization for a natural gas dehydration plant under upset conditions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 58(5), 1995–2005. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b04675>

43. Holcek, R. G., Minkinen, A., & Larue, J. (1996, October). The IFPEX-1 process for natural gas dehydration/hydrate inhibition - the North American experience [Paper presentation]. *Canadian Gas Processors Association Quarterly Meeting*, Calgary, AB, Canada. <https://www.osti.gov/biblio/417045>

44. Iskandarov, E. K., Baghirov, A. N., & Shikhiyeva, L. M. (2024). Method for assessing the hydrate formation from a mixture of natural gas flows of varying degrees of moisture content. *Nafta-Gaz*, 1, 39–44. <https://doi.org/10.18668/NG.2024.01.05>

45. Kapateh, M. H., Chapoy, A., Burgass, R., & Tohidi, B. (2016). Experimental measurement and modeling of the solubility of methane in methanol and ethanol. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 61(1), 666–673. <https://doi.org/10.1021/acs.jced.5b00793>

46. Khan, S. H., Misra, A. K., Majumder, C. B., & Arora, A. (2020). Hydrate dissociation using microwaves, radio frequency, ultrasonic radiation, and plasma techniques. *ChemBioEng Reviews*, 7(4), 130–146. <https://doi.org/10.1002/cben.202000004>

47. Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2019). *Fundamentals of natural gas processing* (3rd ed.). CRC Press.

48. King, H. E., Hutter, J. L., Lin, M. Y., & Sun, T. (2000). Polymer conformation of gas-hydrate kinetic inhibitor: A small-angle neutron scattering study. *The Journal of Chemical Physics*, 112(5), 2523–2532. DOI:10.1063/1.480892

49. Kutnyi, B. A., Krot, O. P., & Chernetska, I. V. (2024). Intensification of hydrate formation by microbubbles. *Problems of the Regional Energetics*, 4(64), 200–213. <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2024.4-64.17>

50. Kutnyi, B., Pavlenko, A., & Cherednikova, O. (2023). Theoretical foundations of gas hydrate synthesis intensification. *Environmental and Climate Technologies*, 27(1), 666–682. <https://doi.org/10.2478/rtuct-2023-0049>
51. Kvamme, B., Selvåg, J., Saeidi, N., & Kuznetsova, T. (2018). Methanol as hydrate inhibitor and hydrate activator. *Physical Chemistry Chemical Physics*, 20(34), 21923–21937. <https://doi.org/10.1039/C8CP02447B>
52. Kvamme, B., Wei, N., Zhao, J., Zhou, S., Zhang, L., Sun, W., & Saeidi, N. (2022). Alcohols for hydrate inhibition – Different alcohols and different mechanisms. *Petroleum*, 8(1), 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.10.007>
53. Lee, W., Kim, K.-S., Kang, S.-P., & Kim, J.-N. (2018). Synergetic performance of the mixture of poly(N-vinylcaprolactam) and a pyrrolidinium-based ionic liquid for kinetic hydrate inhibition in the presence of the mineral oil phase. *Energy & Fuels*, 32(4), 4932–4941. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b01830>
54. Lervik, J. K., Iversen, Ø., & Solheim, K. T. (2016). High frequency heating of subsea oil production pipelines. *Proceedings of the Twenty-sixth (2016) International Ocean and Polar Engineering Conference*, 398–405.
55. Li, D.-L., Liang, D.-Q., Fan, S.-S., Li, X.-S., & Huang, N. (2008). In situ hydrate dissociation using microwave heating: Preliminary study. *Energy Conversion and Management*, 49(8), 2207–2213. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.02.012>
56. Li, X. S., Li, G., Tang, L. Q., Zhang, Y., & Li, F. (2005). Experimental investigation of production behavior of gas hydrate under thermal stimulation in unconsolidated sediment. *Energy & Fuels*, 19(6), 2402–2407. <https://doi.org/10.1021/ef050223g>
57. Lin, M., Yan, G., Liu, T., Wu, X., & Yu, P. (2023). Simulation and optimization of surface gas injection systems for underground gas storage. *ACS Omega*, 8(35), 32099–32107. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c04321>
58. Longbottom, J. R. (2018). *Microwave antenna assembly and methods* (World Intellectual Property Organization Patent № WO2018191743A1). <https://patents.google.com/patent/WO2018191743A1/en>

59. Lowry, E., Yuan, Y., & Thomas, D. (2020, February 24–27). Removal of methanol from natural gas liquids using a proven extraction technology [Paper presentation]. *Laurance Reid Gas Conditioning Conference (LRGCC)*, Norman, OK, United States.
https://www.researchgate.net/publication/339474751_Removal_of_Methanol_from_Natural_Gas_Liquids_Using_a_Proven_Extraction_Technology
60. Marsetyo, M. M., Suranto, Herianto, Ratnaningsih, D. R., & Kristanto, D. (2023). Study of hydrate formation due to the Joule-Thomson effect and optimization of methanol (MeOH) injection as a hydrate prevention method. *AIP Conference Proceedings*, 2598(1), 030012. <https://doi.org/10.1063/5.0126565>
61. Minklinen, A., Larue, Y. M., Patel, S., & Levier, J.-F. (1992). Methanol gas-treatment scheme offers economic, versatility. *Oil & Gas Journal*, 90(22), 65–72.
62. Moghadam Dezfouli, A., & Saffarian, M. R. (2022). Investigating the possibility of using the turbo-expander for natural gas pressure reduction stations. *Thermophysics and Aeromechanics*, 29(2), 185–195.
<https://doi.org/10.1134/S0869864322020044>
63. Mohammadi, A., Manteghian, M., Mohammadi, A. H., & Kamran-Pirzaman, A. (2014). Thermodynamic modeling of the dissociation conditions of hydrogen sulfide clathrate hydrate in the presence of aqueous solution of inhibitor (alcohol, salt or ethylene glycol). *Chemical Engineering Research and Design*, 92(11), 2283–2293. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2014.01.010>
64. Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2018). *Handbook of natural gas transmission and processing: Principles and practices* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
65. Mukhsaf, M. H., Li, W., & Jani, G. H. (2025). Optimizing methanol injection quantity for gas hydrate inhibition using machine learning models. *Applied Sciences*, 15(6), 3229. <https://doi.org/10.3390/app15063229>
66. Naseer, M., & Brandstätter, W. (2011). Hydrate formation in natural gas pipelines. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, 70, 261-270.

67. Nazari, K., Moradi, M. R., & Ahmadi, A. N. (2013). Kinetic modeling of methane hydrate formation in the presence of low-dosage water-soluble ionic liquids. *Chemical Engineering & Technology*, 36(11), 1915–1923. DOI:10.1002/CEAT.201300285

68. Ndunagu, P. U., Joel, O. F., Akuma, O., & Alaike, E. E. (2022). Production of natural gas and liquefied petroleum gas from flare gas using methanol based process. *Nigerian Journal of Technological Development*, 19(1), 60–67. <https://doi.org/10.4314/njtd.v19i1.8>

69. Ng, H.-J., & Robinson, D. B. (1985). Hydrate formation in systems containing methane, ethane, propane, carbon dioxide or hydrogen sulfide in the presence of methanol. *Fluid Phase Equilibria*, 21(1–2), 145–155. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(85\)90065-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(85)90065-2)

70. Nielsen, R. B., & Bucklin, R. W. (1983). Why not use methanol for hydrate control? *Hydrocarbon Processing*, 62(4), 71–78.

71. Ning, F., Guo, D., Din, S. U., Zhang, H., Ou, W., Fang, B., Liang, Y., Zhang, L., Lee, K., & Koh, C. A. (2022). The kinetic effects of hydrate anti-agglomerants/surfactants. *Fuel*, 318, 123566. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123566>

72. Nixdorf, J., & Oellrich, L. R. (1997). Experimental determination of hydrate equilibrium conditions for pure gases, binary and ternary mixtures and natural gases. *Fluid Phase Equilibria*, 139(1–2), 325–333. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(97\)00141-6](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(97)00141-6)

73. Noaman, A. A. (2022). Optimization and controlling of gas hydrate mitigation methods in the gas wellhead flowlines. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 16(1), 9–25. <https://doi.org/10.22587/ajbas.2022.16.1.2>

74. Noda, K., Sato, K., Nagatsuka, K., & Ishida, K. (1975). Ternary liquid-liquid equilibria for the systems of aqueous methanol solution and propane or n-butane. *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 8(6), 492–493.

75. Obanijesu, E. O., Pareek, V., Gubner, R., & Tade, M. O. (2011). Hydrate

formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion. *Nafta*, 62(5–6), 164–173. <https://hrcak.srce.hr/file/104431>

76. Okereke, N. U., Edet, P. E., Baba, Y. D., Izuwa, N. C., Kanshio, S., Nwogu, N., Afolabi, F. A., & Nwanwe, O. (2020). An assessment of hydrates inhibition in deepwater production systems using low-dosage hydrate inhibitor and monoethylene glycol. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3), 1169–1182. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00813-1>.

77. Okonji, S., Ariavie, G., Egware, H., & Kwasi-Effah, C. (2020). Review of gas hydrate plug dissociation in oil and gas pipeline: Downstream pressure reduction approach. *Journal of Science and Technology Research*, 2(1), 182–199.

78. Olayebi, O., & Akpere, H. (2022). Simulation of hydrate formation and prevention in subsea wells using UniSim. *International Journal of Applied and Advanced Engineering Research*, 1(1), 40. <https://mediterraneanpublications.com/mejaaer/article/view/40>

79. Pedchenko, L., Pedchenko, N., & Pedchenko, M. (2025). Applying a dimensional analysis method for implementing the gas hydrate technology when transporting and storing natural gas. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4(1 (136)), 32–41. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2025.336905>

80. Podoliak, T., & Dmytrenko, V. (2026). Application of ultra-high frequency electromagnetic radiation energy to increase the efficiency of gas preparation processes in hydrate formation conditions. *Technology Audit and Production Reserves*, 2/1(88), 46–54. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2026.354467>

81. Podoliak, T., Dmytrenko, V. (2026). Development of a mathematical model for gas hydrate synthesis and dissociation processes in a gas pipeline under microwave radiation. *Technology Audit and Production Reserves*, 3/1(89), 43–49. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2026.363759>

82. Rahim, I., Nomura, S., Mukasa, S., & Toyota, H. (2015). Decomposition of methane hydrate for hydrogen production using microwave and radio frequency in-liquid plasma methods. *Applied Thermal Engineering*, 90, 120–126. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.074>

83. Rahmanian, N., Söyler, N., Wande, F. M., & Hashemi, H. (2025). An investigation on hydrate prediction and inhibition: An industrial case study. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 103(1), 396–413. <https://doi.org/10.1002/cjce.25357>
84. Rebai, N., Hadjadj, A., Benmounah, A., Berrouk, A. S., & Boualleg, S. M. (2019). Prediction of natural gas hydrates formation using a combination of thermodynamic and neural network modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106270. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106270>
85. Records, L. R., & Seely, D. H., Jr. (1951). Low temperature dehydration of natural gas. *Journal of Petroleum Technology*, 3(2), 61–66. <https://doi.org/10.2118/951061-G>
86. Roberts, T. (2019). *Oil and gas field application of hydrate kinetics modeling* [Master's thesis, Memorial University of Newfoundland]. Faculty of Engineering and Applied Science. <https://memorial.scholaris.ca/server/api/core/bitstreams/c53d348a-3091-4050-ba2c-50cdc0750741/content>
87. Rojey, A., & Larue, J. (1988). *Integrated process for the treatment of a methane-containing wet gas in order to remove water therefrom* (U.S. Patent No. 4,775,395). U.S. Patent and Trademark Office.
88. Rubaiee, S. (2023). High sour natural gas dehydration treatment through low temperature technique: Process simulation, modeling and optimization. *Chemosphere*, 320, 138076. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2023.138076>
89. Rubel, V., & Maslenko, M. (2024). Implementation of block artificial cooling units for gas preparation. *Technology Audit and Production Reserves*, 6(1), 41–45. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.317589>
90. Runborg, O. (2007). Mathematical models and numerical methods for high frequency waves. *Communications in Computational Physics*, 2(5), 827–880. <https://www.csc.kth.se/~olofr/Publications/runborg-cicp.pdf>
91. Saeed, Z., & Emamzadeh, A. (2021). Modelling the formation of gas hydrate in the pipelines. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 5(1), 1–

11. <https://doi.org/10.23880/ppej-16000259>

92. Sahith, S. J. K., Pedapati, S. R., & Lal, B. (2020). Investigation on gas hydrates formation and dissociation in multiphase gas dominant transmission pipelines. *Applied Sciences*, 10(15), 5052. <https://doi.org/10.3390/app10155052>

93. Salam, K. K., Arinkoola, A. O., Araromi, D. O., & Ayansola, Y. E. (2013). Prediction of hydrate formation conditions in gas pipelines. *International Journal of Engineering Sciences*, 2(8), 327–331.

94. Sarmiento, R. C., & Ribbe, G. A. S. (2004). Wax blockage removal by inductive heating of subsea pipelines. *Heat Transfer Engineering*, 25(7), 2–12. <https://doi.org/10.1080/01457630490495797>

95. Satenov, K. G., Tkenbayev, S. M., Tashenov, Z. A., & Akhmetov, Z. E. (2024). Processes of methanol regeneration from water-methanol solutions in the oil and gas industry. *Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry*, 6(1), 99–109. <https://doi.org/10.54859/kjogi108691>

96. Shi, M., Yang, L., Gao, S., Wang, G. (2022). Small-diameter tube wall damage-detection method based on TE01 mode microwave. *Sensors*, 22(17), Article 6476. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9460451>

97. Sidi-Yacoub, I., Feddag, A., & Khelifa, I. (2023). ASPEN-HYSYS simulation of AREW's multi-stage adiabatic reactor with inter-stage quenching for methanol synthesis. *Improved Oil and Gas Recovery*, 7, 1255. <https://doi.org/10.14800/IOGR.1255>

98. Sloan, E. D. (1998). *Clathrate hydrates of natural gases* (2nd ed.). Marcel Dekker. <https://www.abebooks.com/9780824799373/Clathrate-Hydrates-Natural-Gases-Second-0824799372/plp>

99. Song, S.-F., Yu, J.-H., Li, Y.-B., Chen, H.-Q., Liu, D.-Q., Shan, X.-Y., Chen, H.-H., Yao, H.-Y., Shi, B.-H., & Gong, J. (2026). Investigation of hydrate inhibitor tracking in oil-gas-water multiphase flow pipelines. *Petroleum Science*. Advance online publication. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2026.02.015>

100. Sun, J., Sun, R., Ming Chou, I., Nguyen, A. V., & Jiang, L. (2022). Experimental measurement and thermodynamic modeling of dissociation conditions

of hydrogen sulfide hydrate in the presence of electrolyte solutions. *Chemical Engineering Journal*, 431(Part 1), 133821. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.133821>

101. Tohidi, B., Anderson, R., Mozaffar, H., & Tohidi, F. (2015). The return of kinetic hydrate inhibitors. *Energy & Fuels*, 29(12), 8254–8260. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01794>

102. Tybjerg, P. C. V., Kontogeorgis, G. M., Michelsen, M. L., & Stenby, E. H. (2010). Phase equilibria modeling of methanol-containing systems with the CPA and sPC-SAFT equations of state. *Fluid Phase Equilibria*, 288(1-2), 128–138. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2009.10.021>

103. Tzotzi, C., Parenteau, T., Kaye, D., Turner, D. J., Bass, R., Morgan, J. E. P., Zakarian, E., Rolland, J., & Decrin, M.-K. (2016). *Safe hydrate plug dissociation in active heating flowlines and risers – Full scale test* (OTC-27051-MS). Offshore Technology Conference. <https://doi.org/10.4043/27051-MS>

104. Venet, S., Guerton, F., Desmedt, A., & Broseta, D. (2022). Insights into the porous structure of surfactant-promoted gas hydrate. *Chemical Engineering Science*, 248, 117193. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.117193>

105. Volovetskyi, V. B., Doroshenko, Y. V., Bugai, A. O., Kogut, G. M., Raiter, P. M., Femiak, Y. M., & Bondarenko, R. V. (2022). Developing measures to eliminate of hydrate formation in underground gas storages. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 111(2), 64–77. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0015.9996>

106. Volovetskyi, V. B., Doroshenko, Y. V., Matkivskyi, S. V., Raiter, P. M., Shchyrba, O. M., Stetsiuk, S. M., & Protsiuk, H. Y. (2023). 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*, 117(1), 25–41. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0053.5955>

107. Vysniauskas, A., & Bishnoi, P. R. (1983). A kinetic study of methane hydrate formation. *Chemical Engineering Science*, 38(7), 1061–1072. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(83\)80027-X](https://doi.org/10.1016/0009-2509(83)80027-X)

108. Wang, B., Fan, Z., Wang, P., Liu, Y., Zhao, J., & Song, Y. (2020).

Numerical analysis of microwave stimulation for enhancing energy recovery from depressurized methane hydrate sediments. *Applied Energy*, 262, 114559. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114559>

109. Wang, S., Zhu, Y., Bondarenko, V., Dreus, A., Liang, J., & Liu, B. (2021). Design and numerical simulation of a microwave antenna with coaxial slots for preventing secondary formation of gas hydrate. *E3S Web of Conferences*, 230, 01008. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001008>

110. Wang, Y., Li, S., Wang, J., Sun, B., & Chen, L. (2024). Study on microwave heating energy supplement technology for gas hydrate reservoir. *Energy*, 286, 129624. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129624>

111. Wise, M., Chapoy, A., & Burgass, R. (2016). Solubility measurement and modeling of methane in methanol and ethanol aqueous solutions. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 61(9), 3054–3059. <https://doi.org/10.1021/acs.jced.6b00192>

112. Xu, Z.-B., Wang, X.-H., Wu, Y.-W., Bu, Y.-H., Chen, Y.-Z., Wang, L.-B., Wang, H.-S., Sun, C.-Y., & Chen, G.-J. (2025). Study on the removal efficiency of hydrate blockage by injection ethylene glycol in vertical pipeline. *Chemical Engineering Science*, 313, 121770. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2025.121770>

113. Yang, H., Liu, X., Yue, J., & Tang, X. (2021). Analysis of factors affecting microwave heating of natural gas hydrate combined with numerical simulation method. *Petroleum*, 8(3), 391–402. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2021.12.003>

114. Yang, J., Vajari, S. M., Chapoy, A., & Tohidi, B. (2014, December 10–12). *Minimizing hydrate inhibitor injection rates* (Paper No. IPTC-17835-MS). International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17835-MS>

115. Zahn, C. W. (1972). *Apparatus for dehydration of natural gas* (U.S. Patent No. 3,633,338). U.S. Patent and Trademark Office.

116. Zhang, X., Guan, Y., Yue, C., Sun, Z., Guo, H., Zhang, Y., Wang, D., & Wang, Y. (2026). Multiphysics modeling of synergistic microwave heating and

nitrogen injection for methane hydrate recovery. *Fuel*, 410, 137880.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.137880>

117. Zhang, X., Wang, Y., Wang, H., Fan, S., Meng, X., & Xu, H. (2024). Structural parameters optimization of microwave radiation antenna in hydrate reservoir based on multiphysical coupling model. *Case Studies in Thermal Engineering*, 64, Article 105449. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2024.105449>

118. Zhao, J., Fan, Z., Wang, B., Dong, H., Liu, Y., & Song, Y. (2016). Simulation of microwave stimulation for the production of gas from methane hydrate sediment. *Applied Energy*, 168, 25–37.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.091>

119. Zhou, S., Chen, X., He, C., Wang, S., Zhao, S., & Lv, X. (2018). Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts. *Energies*, 11(10), 2610. <https://doi.org/10.3390/en11102610>

120. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., & Щирба, О. М. (2010). Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, 1(34), 160–164.
<http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4125/1/986p.pdf>

121. Дмитренко, В. І. (2009). *Підвищення надійності експлуатації газоконденсатних родовищ в умовах вуглекислотної корозії і гідратуутворення із застосуванням комплексного інгібітору на основі бішофіту* [Кандидатська дисертація, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу].

122. Дмитренко, В. І., & Подоляк, Т. М. (2022, 23–25 листопада). Інгібіторні технології попередження гідратуутворення під час низькотемпературної підготовки газу. *Молодь: наука та інновації: Тези X-ої Міжнародної науково-технічної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених* (с. 65–66). НТУ «Дніпровська політехніка».

123. Дмитренко, В. І., & Подоляк, Т. М. (2024, 12–13 грудня). Технології використання метанолу на установках НТС. *Академічна й університетська наука: результати та перспективи: збірник наукових праць XVII-ої*

Міжнародної науково-технічної конференції (с. 319–322). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

124. Дмитренко, В. І., Зезекало, І. Г., & Іванків, О. О. (2008). Перспективи створення нових інгібіторів гідратоутворення на основі бішофіту. *Нафтова і газова промисловість*, 3, 41–43.

125. Дмитренко, В. І., Зезекало, І. Г., & Іванків, О. О. (2010). Новий комплексодіючий реагент на основі бішофіту для запобігання гідратоутворенню і корозії. *Нафтова і газова промисловість*, 6, 26–28.

126. Кондрат, О. Р., & Гутак, А. Д. (2015). Енергоєфективна модифікація установки низькотемпературної сепарації газу. *Нафтогазова галузь України*, 5, 26–30. <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/317?locale=ru>

127. Дреус, А. Ю., Бондаренко, В. І., Білецький, В. С., & Лисенко, Р. С. (2020). Математичне моделювання процесів тепломасообміну при розкладенні газових гідратів у пористому середовищі. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, 5, 33–39. https://nvngu.in.ua/jdownloads/pdf/2020/04/05_2020_Dreus.pdf

128. Мельник, А. П., Кривуля, С. В., Крамарев, С. О., Малік, С. Г., Марценюк, Т. І., & Діхтенко, К. М. (2014). Дослідження інгібіторів гідратоутворення для заміни метанолу. *Нафтогазова галузь України*, 5, 20–21.

129. Педченко, М. М. (2014). *Гідратоутворення вуглеводневих газів* (В. С. Білецький, Ред.). ПолтНТУ. https://www.researchgate.net/publication/338117028_Pedcenko_MM_Gidratoutvorennia_v_uglevodnevih_gaziv_monografia_MM_Pedcenko_za_red_VS_Bileckogo_-_Poltava_PoltNTU_2014-182_s_ISBN_978-966-616-129-4

130. Педченко, Н. М., & Педченко, Л. О. (2020). Адаптація елементів технології свердловинного гідровидобутку для розробки покладів газових гідратів і природних бітумів. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 1, 97–105. <https://doi.org/10.31474/1999-981x-2020-1-97-105>

131. Петруняк, М. В., & Кулакова, С. Ю. (2017). Технологічні та економічні аспекти використання інгібіторів гідратів у захисті

газопромислового обладнання. *Нафтогазова інженерія*, 2, 122–127.
<https://journals.nupp.edu.ua/oge/uk/article/view/276>

132. Подоляк, Т. М. & Дмитренко, В. І. (2026). Технологія попередження гідратоутворення в процесах низькотемпературної підготовки газу із застосуванням енергії надвисокочастотного випромінювання. *Збірник наукових праць Національного гірничого університету*, 84, 134–148.
<https://doi.org/10.33271/crpnmu/84.134>

133. Подоляк, Т. М. (2023, 2–25 травня). Аналіз розподілу метанолу по технологічних потоках установок низькотемпературної сепарації газу. *Тези 75-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету* (Т. 2, с. 89–92). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

134. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026). *Ділянка газопроводу з технологічною вставкою для уникнення гідратоутворення* (Патент України на корисну модель № 163245). Український національний офіс інтелектуальної власності та інновацій. <https://sis.nipo.gov.ua/uk/search/detail/1927963/>

135. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2025, 16–22 травня). Огляд методик розрахунку утворення гідратів у промислових умовах. *Тези 77-ої наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету* (Т. 2, с. 89–92). Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

136. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026, 15–22 травня). Оптимізація витрат метанолу в процесах низькотемпературної сепарації підготовки газу. *78-ма наукова конференція професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів університету: тези доповідей* (Т. 2, с. 180–182). Національний університет «Юрій Кондратюк Полтавська політехніка».

137. Подоляк, Т. М., & Дмитренко, В. І. (2026, 18 березня). Удосконалення конструкції пристрою для мікрохвильового запобігання гідратоутворення у промислових газопроводах. *Тези XVI Всеукраїнської конференції молодих вчених «Молоді вчені 2026 – від теорії до практики»* (с.

516–520). НТУ «Дніпровська політехніка».

138. Расцветаев, В. О., Азюковський, О. О., Пашенко, О. А., Бабенко, М. В., & Васильченко, Д. О. (2025). Термодинамічні та кінетичні аспекти формування газогідратів у магістральних трубопроводах. *Вісті Донецького гірничого інституту*, 2(57), 7–14. <https://doi.org/10.31474/1999-981X-2025-2-7-14>

139. Склабінський, В. І., & Ляпощенко, О. О. (2023). *Технологічні лінії та комплекси нафто- і газопереробних виробництв* [Навч. посіб.]. Сумський державний університет.

Додаток А
Вихідні робочі параметри потоків для моделювання технологічних ліній
НТС

**Вихідні робочі параметри потоків технологічної лінії НТС з
використанням ефекту Джоуля-Томпсона**

Назва потоку	Тиск, МПа	Температура, °С	Діаметр трубопроводу, мм
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	6,0	20	114x14
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	6,0	20	114x14
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	6,0	20	114x14
Лінія 5	6,0	19,99	219x12
Лінія 6	6,0	19,99	57x4
Лінія 7	6,0	19,99	219x12
Лінія 8	6,0	19,71	219x12
Лінія 9	5,95	-15	219x12
Лінія 10	3,5	-30,11	273x8
Лінія 11	3,5	-30,11	273x8
Лінія 12	3,5	-30,11	57x4
Лінія 13	3,5	-30,11	273x8
Лінія 15	1,4	-36,69	57x4
Лінія 16	3,5	19,10	57x4
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	6,0	20	12x2

1	2	3	4
Stream 1 (gas to pipeline) – лінія товарного газу в магістральний газопровід	3,45	10,87	273x8
Stream 2 (gas R-1) – лінія газу дегазації із розділювача P-1	3,5	19,10	57x4
Stream 3 (condensate R-1) – лінія конденсату із розділювача P-1	3,5	19,10	57x4
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	3,5	19,10	57x4
Stream 5 (gas R-2) – лінія газу дегазації із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 6 (condensate R-2) – лінія конденсату із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	1,4	20	57x4

**Вихідні робочі параметри потоків технологічної лінії НТС з
використанням турбодетандерного агрегату**

Назва потоку	Тиск, МПа	Температура, °С	Діаметр трубопроводу, мм
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	4,5	20	114x14
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	4,5	20	114x14
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	4,5	20	114x14
Лінія 3	4,45	-10	219x12
Лінія 4	4,45	-10	219x12
Лінія 5	4,5	19,99	219x12
Лінія 6	4,5	19,99	57x4
Лінія 7	4,5	19,99	219x12
Лінія 8	4,5	19,71	219x12
Лінія 9	4,45	-10	219x12
Лінія 10	3,0	-30,13	273x8
Лінія 11	3,0	-30,13	273x8
Лінія 12	3,0	-30,13	57x4
Лінія 13	3,0	-30,13	273x8
Лінія 14	4,45	-10	57x4
Лінія 15	1,4	-35,88	57x4
Лінія 16	3,5	19,58	57x4
Лінія 17	2,95	2,98	273x8

1	2	3	4
Лінія 18	1,4	-15,21	57x4
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	4,5	20	12x2
Methanol injection 2 (лінія вприску метанолу 2)	4,45	20	12x2
Stream 1 (gas to pipeline) – лінія товарного газу в магістральний газопровід	3,45	17,93	273x8
Stream 2 (gas R-1) – лінія газу дегазації із розділювача P-1	3,5	19,58	57x4
Stream 3 (condensate R-1) – лінія конденсату із розділювача P-1	3,5	19,58	57x4
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	3,5	19,58	57x4
Stream 5 (gas R-2) – лінія газу дегазації із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 6 (condensate R-2) – лінія конденсату із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	1,4	20	57x4

**Вихідні робочі параметри потоків технологічної лінії НТС з
використанням установки штучного холоду**

Назва потоку	Тиск, МПа	Температура, °С	Діаметр трубопроводу, мм
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	3,6	20	114x14
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	3,6	20	114x14
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	3,6	20	114x14
Лінія 5	3,6	19,7	219x12
Лінія 6	6,0	19,7	57x4
Лінія 7	3,6	19,7	219x12
Лінія 8	3,6	19,2	219x12
Лінія 9	3,55	-25	219x12
Лінія 10	3,5	-30	273x8
Лінія 11	3,5	-30	273x8
Лінія 12	3,5	-30	57x4
Лінія 13	3,5	-30	273x8
Лінія 15	1,4	-36,15	57x4
Лінія 16	3,5	19,68	57x4
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	3,6	20	12x2

1	2	3	4
Stream 1 (gas to pipeline) – лінія товарного газу в магістральний газопровід	3,45	17,93	273x8
Stream 2 (gas R-1) – лінія газу дегазації із розділювача P-1	3,5	19,68	57x4
Stream 3 (condensate R-1) – лінія конденсату із розділювача P-1	3,5	19,68	57x4
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	3,5	19,68	57x4
Stream 5 (gas R-2) – лінія газу дегазації із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 6 (condensate R-2) – лінія конденсату із розділювача P-2	1,4	20	57x4
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	1,4	20	57x4

Додаток Б
Результати розрахунку умов формування газових гідратів у
технологічних лініях установок НТС

Результати розрахунку умов формування газових гідратів у технологічних лініях установки НТС з використанням ефекту Джоуля-Томпсона

Назва потоку	T_{гідрат.}, °C	T_{роб.}, °C	Умови формування газових гідратів
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	14,37	20,0	Відсутні
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	13,85	20,0	Відсутні
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	-	20,0	Відсутні
Лінія 5	14,35	19,99	Відсутні
Лінія 6	13,85	19,99	Відсутні
Лінія 7	14,37	19,99	Відсутні
Лінія 8	-24,45	19,62	Відсутні
Лінія 9	-24,56	-15,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 10	-31,23	-30,08	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 11	-30,74	-30,08	Відсутні
Лінія 12	-31,50	-30,08	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 13	-30,74	-30,08	Відсутні
Лінія 15	-39,26	-36,50	Відсутні завдяки вприску метанолу

1	2	3	4
Лінія 16	10,57	19,10	Відсутні
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	-	20,0	Відсутні
Stream 1 (gas to pipeline) – лінія товарного газу в магістральний газопровід	-30,74	10,86	Відсутні
Stream 2 (gas R-1) – лінія газу дегазації із розділювача P-1	11,08	19,10	Відсутні
Stream 3 (condensate R-1) – лінія конденсату із розділювача P-1	10,12	19,10	Відсутні
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	11,63	19,10	Відсутні
Stream 5 (gas R-2) – лінія газу дегазації із розділювача P-2	-36,73	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 6 (condensate R-2) – лінія конденсату із розділювача P-2	-39,26	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	-30,63	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції

Результати розрахунку умов формування газових гідратів у технологічних лініях установки НТС з використанням турбодетандерного агрегату

Назва потоку	T_{гідрат.}, °C	T_{роб.}, °C	Умови формування газових гідратів
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	12,28	20,0	Відсутні
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	12,24	20,0	Відсутні
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	-	20,0	Відсутні
Лінія 3	-12,65	-10,0	Відсутні
Лінія 4	-12,74	-10,01	Відсутні
Лінія 5	12,27	19,9	Відсутні
Лінія 6	11,49	19,9	Відсутні
Лінія 7	12,32	19,9	Відсутні
Лінія 8	-10,91	19,67	Відсутні
Лінія 9	-10,91	-10,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 10	-32,28	-30,13	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 11	-30,73	-30,13	Відсутні
Лінія 12	-32,38	-30,13	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 13	-30,73	-30,13	Відсутні

1	2	3	4
Лінія 14	-30,91	-10,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 15	-47,47	-35,85	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 16	10,22	19,58	Відсутні
Лінія 17	-30,80	2,97	Відсутні
Лінія 18	-18,98	-15,21	Відсутні
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	-	20,0	Відсутні
Methanol injection 2 (лінія вприску метанолу 2)	-	20,0	Відсутні
Stream 1 (gas to pipeline) –лінія товарного газу в магістральний газопровід	-30,74	17,92	Відсутні
Stream 2 (gas R-1) –лінія газу дегазації із розділювача P-1	10,79	19,58	Відсутні
Stream 3 (condensate R-1) –лінія конденсату із розділювача P-1	9,74	19,58	Відсутні
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	11,68	19,58	Відсутні

Stream 5 (gas R-2) –лінія газу дегазації із розділювача P-2	-24,10	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 6 (condensate R-2) –лінія конденсату із розділювача P-2	-26,26	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	-22,98	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції

Результати розрахунку умов формування газових гідратів у технологічних лініях установки НТС з використанням ефекту Джоуля-Томпсона

Назва потоку	T_{гідрат.}, °C	T_{роб.}, °C	Умови формування газових гідратів
1	2	3	4
Gas from wells (газ від свердловин)	10,57	20,0	Відсутні
Condensate from wells (конденсат від свердловин)	10,76	20,0	Відсутні
H ₂ O from wells (супутньопластова вода від свердловин)	-	20,0	Відсутні
Лінія 5	10,58	19,7	Відсутні
Лінія 6	9,56	19,7	Відсутні
Лінія 7	10,63	19,7	Відсутні
Лінія 8	-31,41	19,20	Відсутні
Лінія 9	-31,56	-25,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 10	-31,71	-30,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 11	-30,64	-30,0	Відсутні
Лінія 12	-32,07	-30,0	Відсутні завдяки вприску метанолу
Лінія 13	-30,64	-30,0	Відсутні
Лінія 15	-38,88	-36,15	Відсутні завдяки вприску метанолу

1	2	3	4
Лінія 16	9,55	19,68	Відсутні
Methanol injection (лінія вприску метанолу)	-	20,0	Відсутні
Stream 1 (gas to pipeline) – лінія товарного газу в магістральний газопровід	-30,69	17,93	Відсутні
Stream 2 (gas R-1) – лінія газу дегазації із розділювача P-1	11,46	19,68	Відсутні
Stream 3 (condensate R-1) – лінія конденсату із розділювача P-1	9,37	19,68	Відсутні
Stream 4 (H ₂ O R-1) – лінія супутньопластової води із розділювача P-1	11,57	19,68	Відсутні
Stream 5 (gas R-2) – лінія газу дегазації із розділювача P-2	-39,58	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 6 (condensate R-2) – лінія конденсату із розділювача P-2	-41,26	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції
Stream 7 (H ₂ O R-2) – лінія супутньопластової води із розділювача P-2	-31,87	20,0	Відсутні завдяки нагріву продукції

Додаток В

Значення густини водних розчинів метанолу залежно від концентрації та температури

**Значення густини водних розчинів метанолу залежно від
концентрації та температури (г/см³)**

Концентрація, % мас	Температура, °С				
	-30	-20	-10	0	10
50	0,9493	0,9423	0,9354	0,9287	0,9221
55	0,9393	0,9326	0,9259	0,9191	0,9122
60	0,9306	0,9234	0,9162	0,9090	0,9018
65	0,9142	0,9096	0,9042	0,8980	0,8911
70	0,9150	0,9046	0,8952	0,8869	0,8794
75	0,8956	0,8894	0,8827	0,8754	0,8676
80	0,8888	0,8803	0,8718	0,8634	0,8551
85	0,8806	0,8702	0,8603	0,8510	0,8422
90	0,8643	0,8552	0,8462	0,8374	0,8287
95	0,8493	0,8411	0,8326	0,8240	0,8152
100	0,8744	0,8487	0,8274	0,8102	0,8009

Додаток Г

**Акт впровадження ділянки газопроводу з технологічною вставкою з
НВЧ-випромінювачем**

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
Перший директор ТОВ «Прайм-газ»
Оболоник Є.М.
« 26 » 2026 р.
М.П.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ випромінювачем для уникнення гідратуутворень в лінію низькотемпературної сепарації установки попередньої підготовки газу (УППГ) Західні Радченки

1. Назва впровадження: «ДІЛЯНКА ГАЗОПРОВОДУ З ТЕХНОЛОГІЧНОЮ ВСТАВКОЮ ДЛЯ УНИКНЕННЯ ГІДРАТУУТВОРЕННЯ».
2. Ким запроваджено, адреса, автори:
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
36011, м. Полтава, проспект Віталія Грицаєнка, 24
Навчально-науковий інститут нафти і газу та енергетики
Кандидат технічних наук Дмитренко В.І., здобувач Подоляк Т.М.
3. Джерело інформації: № заявки а202506532 на патент України на корисну модель від 24.12.2025р.
4. Назва підприємства, де проведено впровадження:
ТОВ «ПРАЙМ-ГАЗ»
2026 рік
дата початку впровадження
5. Термін проведення дослідження: з 16 березня 2026 року по 25 березня 2026 року.
Після вказаного періоду експлуатація впровадженого виробу продовжується.
6. Назва об'єктів, де розпочато впровадження: лінія низькотемпературної сепарації газу установки попередньої підготовки газу (УППГ) Західні Радченки.
7. Основні результати впровадження: зменшення витрати інгібітора гідратуутворення метанолу для забезпечення безгідратного режиму роботи НТС УППГ Західні Радченки у 1,31 раза (зниження витрати метанолу на 23,2%).
8. Економічний ефект за період дослідження – 43 070,48 грн.
9. Очікуваний річний економічний ефект для підприємства - 1 255 857,76 грн.

Висновок: Впровадження ділянки газопроводу з технологічною вставкою з НВЧ випромінювачем для уникнення гідратуутворень в лінію низькотемпературної сепарації установки попередньої підготовки газу (УППГ) Західні Радченки дозволяє суттєво зменшити споживання дороговартісного та екологічно небезпечного інгібітора гідратуутворення метанолу та рекомендується для застосування на інших аналогічних об'єктах.

Відповідальні за впровадження:

Директор з виробництва ТОВ «Прайм-газ»

Здобувач


Мотречко Б.О.

Подоляк Т.М.