

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ФУРСА РОМАН ПЕТРОВИЧ

УДК 622.2; 622.7; 622.8

ДИСЕРТАЦІЯ
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ НАФТОГАЗОВОГО
ОБЛАДНАННЯ В УМОВАХ НИЗЬКИХ ТЕМПЕРАТУР ШЛЯХОМ
ЗАСТОСУВАННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ СИСТЕМ ОБІГРІВУ

133 – Галузеве машинобудування

13 - Механічна інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

 Р. П. Фурса

Науковий керівник **Лях Михайло Михайлович**,
кандидат технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2026

АНОТАЦІЯ

Фурса Р. П. Забезпечення працездатності нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом застосування енергоефективних систем обігріву. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 133 – Галузеве машинобудування. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2026.

Дисертаційна робота, враховуючи нестабільність світової нафтогазової енергетики та воєнний стан на території України, присвячена вирішенню актуальної науково-технічної задачі підвищення енергоефективності, надійності та екологічної безпеки нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом розроблення та наукового обґрунтування нових технічних рішень, математичних моделей і методик дослідження теплогідродинамічних процесів у теплотехнічних і сепараційних системах.

У першому розділі проаналізовано сучасний стан проблеми енергоефективності при обігріві промислових приміщень та елементів машин і обладнання нафтогазової галузі, розглянуто причини аварій на нафтогазових об'єктах, а також проведено аналіз ефективності використання вугілля та роботи сепараційного обладнання. Встановлено, що існуючі системи теплозабезпечення характеризуються недостатньою енергоефективністю та не забезпечують стабільних режимів роботи обладнання.

У другому розділі наведено методики моніторингу технічного стану обладнання, розрахунку ефективності котлів ESB, дослідження їх конструкцій, а також методику імітаційного моделювання газорідного сепаратора.

У третьому розділі змодельовано процеси витоку нафти із нафтових свердловин та оцінено їх екологічні наслідки, проаналізовано рух промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу та процеси витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора дегазації бурового

розчину. Розроблено та верифіковано математичну модель витоку нафти з відкритої свердловини і її поширення на поверхні землі, яка, на відміну від існуючих аналогів, враховує одночасний вплив поглинання ґрунтом, випаровування, рельєфу та рослинності. Виведено аналітичні залежності руху в'язкопластичної промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу, що встановлюють зв'язок між параметрами газорідинної суміші та геометрією апарата; показано, що зменшення радіуса камери підвищує ефективність дегазації за рахунок зростання відцентрової сили. Для насадку сепаратора встановлено, що раціональний вибір його геометричних параметрів забезпечує зменшення об'ємного вмісту газу в промивній рідині з 30 % до майже 2 %.

У четвертому розділі проведено дослідження процесу збагачення вугілля методом масляної агрегації, виконано моделювання роботи газорідинного сепаратора та надано практичні рекомендації щодо застосування енергоефективних котлів для підігріву нафтогазового обладнання.

У роботі розроблено нові технічні рішення, математичні моделі та методики, що дозволяють підвищити ефективність теплових і гідродинамічних процесів, знизити енергоспоживання та негативний вплив на довкілля. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні та модернізації нафтогазового обладнання для забезпечення його надійної працездатності в умовах низьких температур.

Ключові слова: енергоефективність, нафтогазове обладнання, сепаратор, розділювальний пристрій, двигун внутрішнього згорання, викопні палива, котел, теплоутворення, режими роботи, моделювання, чисельне моделювання, математичне моделювання, насос, відновлювальна енергія, кавітація, агломерація, гідродинаміка, екологічна безпека.

ABSTRACT

Fursa R. P. Ensuring the operational reliability of oil and gas equipment in low-temperature conditions through the use of energy-efficient heating systems. – Academic qualification scientific work on the rights of a manuscript.

Thesis for the degree of Doctor of Philosophy in major 133 – Industrial machinery engineering. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026.

Given the instability of the global oil and gas energy sector and the state of war in Ukraine, this doctoral thesis is devoted to addressing the pressing scientific and technical challenge of improving the energy efficiency, reliability and environmental safety of oil and gas equipment in low-temperature conditions through the development and scientific justification of new technical solutions, mathematical models and methodologies for investigating thermohydrodynamic processes in thermal engineering and separation systems.

The first chapter analyses the current state of the problem of energy efficiency in the heating of industrial premises and components of machinery and equipment in the oil and gas industry, examines the causes of accidents at oil and gas facilities, and analyses the efficiency of coal utilisation and the operation of separation equipment. It has been established that existing heating systems are characterised by insufficient energy efficiency and do not ensure stable operating conditions for the equipment.

The second chapter presents methods for monitoring the technical condition of equipment, calculating the efficiency of ESB boilers, studying their designs, as well as a method for simulation modelling of a gas-liquid separator.

In the third chapter, oil spill processes from oil wells are modelled and their environmental consequences assessed; the flow of flushing fluid along the inner surface of the hydrocyclone-type degasser chamber is analysed, as are the processes of flushing fluid outflow through the packing of the drilling fluid degassing separator. A mathematical model of oil leakage from an open well and its spread across the ground

surface has been developed and verified; unlike existing models, this model takes into account the combined effects of soil absorption, evaporation, terrain and vegetation. Analytical relationships governing the flow of a viscoplastic flushing fluid in a hydrocyclone-type degasser chamber have been derived, establishing a link between the parameters of the gas-liquid mixture and the geometry of the apparatus; it has been shown that reducing the chamber radius increases degassing efficiency due to an increase in centrifugal force. For the separator packing, it has been established that the rational selection of its geometric parameters ensures a reduction in the volumetric gas content in the wash liquid from 30 per cent to almost 2 per cent.

Chapter 4 examines the coal enrichment process using the oil aggregation method, models the operation of a gas-liquid separator, and provides practical recommendations on the use of energy-efficient boilers for heating oil and gas equipment.

The study has developed new technical solutions, mathematical models and methodologies that enable the efficiency of thermal and hydrodynamic processes to be improved, whilst reducing energy consumption and the negative impact on the environment. The results obtained can be utilised in the design and modernisation of oil and gas equipment to ensure its reliable operation in low-temperature conditions.

Keywords: energy efficiency, oil and gas equipment, separator, separation device, internal combustion engine, fossil fuels, boiler, heat recovery, operating modes, modelling, numerical modelling, mathematical modelling, pump, renewable energy, cavitation, agglomeration, hydrodynamics, environmental safety.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Закордонні видання

1. Yatsyshyn T., Fursa R., Liakh M., Mykhailiuk V., Fursa T. Improvement of Energy Efficiency and Eco-improvement of Heating Equipment. *Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control* / ed. A. Zaporozhets. Cham : Springer, 2023. Vol. 481. P. 23. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_23 (Scopus, Q4)

2. Popov O., Yatsyshyn T., Liakh M., Fursa R., Iatsyshyn A., Kovach V. Software and Modeling Tools for Assessment of Environmental Consequences of Open Flowing of Oil Wells. *Systems, Decision and Control in Energy IV. Volume II. Nuclear and Environmental Safety. Studies in Systems, Decision and Control* / ed. A. Zaporozhets, O. Popov. Cham : Springer, 2023. Vol. 456. P. 261–280. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22500-0_18 (Scopus, Q4)

3. Білецький В., Молчанов П., Сокур М., Гайко Г., Савик В., Орловський В., Лях М., Яцишин Т., Фурса Р. Дослідження процесу збагачення українського вугілля методом масляної агрегації. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. Т. 3, № 5 (87). С. 45–53. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.104123> (Scopus, Q3)

Фахові видання України

4. Вакалюк В. М., Лях М. М., Солоничний Я. В., Фурса Р. П., Юр'єв Є. В., Вільчик О. Г. Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 2 (7). С. 52–56. URL: <https://nge.nung.edu.ua/index.php/ngc/article/view/161>

5. Вакалюк В. М., Лях М. М., Солоничний Я. В., Юр'єв Е. В., Фурса Р. П. Дослідження руху промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. № 3. С. 12–17.

6. Лях М. М., Фурса Р. П., Витвицький В. С., Михайлюк В. В., Процюк Г. Я., Михайлюк В. Т. Моделювання роботи газорідинного сепаратора. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. 2025. № 2 (288). С. 24–31. <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2025-288-2-24-31>

Патенти

7. *Автономна система опалення*: пат. Україна: № u202204396; заявл. 22.11.2022. опубліковано 01.11.2023, бюл. № 44/2023 4 с. Автори: Фурса Р.П., Окрепний В.Я., Фурса Т.П. (патент на корисну модель).

Матеріали конференцій

8. Фурса Р. П., Буланян П. А., Лях М. М. Результати досліджень енергоощадних нагрівальних котлів. *Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу» (ІМ – 2016)*, 16–20 травня 2016 р. Івано-Франківськ, 2016. С. 353.

9. Яцишин Т. М., Лях Ю. М., Фурса Р. Р. Моніторинг стану нафтогазового обладнання. *Матеріали третьої науково-практичної конференції «Моніторинг навколишнього природного середовища: науково-методичне, нормативне, технічне та програмне забезпечення»*, 22–25 вересня 2008 р. Коктебель, АР Крим, 2008.

10. Лях М. М., Фурса Р. П., Дейнега Р. О., Михайлюк В. В., Марченко О. О. Визначення основних напрямів дослідження та підвищення ефективності сепараційного обладнання для очищення бурового розчину. *The driving force of science and trends in its development : collection of scientific papers «SCIENTIA» with Proceedings of the VII International Scientific and Theoretical Conference*, November

8, 2024. Coventry, United Kingdom : International Center of Scientific Research, 2024. ISBN 979-8-88955-773-9. [DOI: 10.36074/scientia-08.11.2024](https://doi.org/10.36074/scientia-08.11.2024)

11. Лях М. М., Фурса Р. П., Витвицький В. С., Михайлюк В. В., Процюк Г. Я., Михайлюк В. Т. Вплив температури на ефективність роботи газорідного сепаратора. *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні – ІТММ'2025»*, 23–24 квітня 2025 р. Дніпро : УДУНТ, 2025. <https://doi.org/10.34185/1991-7848.itmm.2025.01.054>

Зміст

ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1 СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ВИБІР НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕНЬ	22
1.1 Актуальність проблеми енергоефективності при обігріві елементів машин та обладнання нафтогазової галузі	23
1.1.1 Загальний стан енергетичної проблематики в нафтогазовій галузі	23
1.1.2 Сучасні підходи до вирішення проблеми теплозабезпечення нафтогазового обладнання.....	26
1.2 Аналіз роботи устаткування для обігріву елементів обладнання у нафтогазовій галузі	32
1.3 Аварії на нафтогазових об'єктах	37
1.4 Аналіз енергоефективності використання вугілля	41
1.5 Аналіз роботи сепараційного обладнання	48
Висновки до розділу та постановка задач досліджень.....	51
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКИ АНАЛІЗУ, ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ	54
2.1 Моніторинг стану нафтогазового обладнання.....	54
2.2 Методика дослідження розроблених конструкцій котлів ESB.....	57
2.3 Визначення ефективності котлів ESB	59
2.4 Порівняльний аналіз опалювального обладнання різних типів	60
2.5 Чинники, що забезпечують підвищену енергоефективність котлів ESB	66
2.5 Методика імітаційного моделювання сепаратора з кожухом охолодження .	68
Висновки до розділу	70
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ, ТЕПЛООБМІННИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У ПРОМИСЛОВИХ СИСТЕМАХ	72
3.1 Програмне забезпечення та інструменти моделювання для оцінки екологічних наслідків витоку нафти з нафтових свердловин.....	72

3.1.1 Математична модель забруднення нафтою поверхні Землі під час витоку з відкритої свердловини	76
3.2.2 Програмно-моделюючий комплекс (ПМК) для вирішення завдань щодо запобігання надзвичайним ситуаціям, пов'язаним із забрудненням навколишнього середовища під час аварійного витоку нафти з нафтових свердловин.....	88
3.2.3 Моделювання забруднення поверхні землі під час витоку нафти з нафтової свердловини.....	92
3.2 Дослідження руху промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу	96
3.3 Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора дегазації бурового розчину.....	110
Висновки до розділу	122
РОЗДІЛ 4 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ТЕПЛОТЕХНІЧНОГО І НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ.....	125
4.1 Дослідження процесу збагачення вугілля методом масляної агрегації	125
4.2 Моделювання роботи газорідинного сепаратора	141
4.3 Практичні рекомендації щодо застосування енергоефективних котлів ESB для підігріву елементів нафтогазового обладнання	148
Висновки до розділу	151
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	153
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	155
ДОДАТОК А	172
ДОДАТОК Б – Патент на корисну модель	175
ДОДАТОК В – Авторське право на твір.....	176
ДОДАТОК Г – Технічні умови (котли енергозберігаючі ESB).....	177
ДОДАТОК Д – Висновок експертизи з питань охорони праці щодо конструкторської документації	202

ДОДАТОК Е – Акт про доцільність провадження енергоефективної системи підігріву	208
ДОДАТОК Ж – Акт. Рекомендація до доцільності провадження енергоефективної системи підігріву	210

ВСТУП

Сучасний розвиток нафтогазової галузі висуває підвищені вимоги до надійності, енергоефективності та екологічної безпеки технологічного обладнання. Особливої уваги потребує забезпечення стабільної роботи нафтогазопромислових об'єктів у складних кліматичних умовах, зокрема в умовах низьких температур. Значна частина обладнання, включаючи бурове та нафтогазопромислове, експлуатується у безпосередньому контакті з навколишнім середовищем, що зумовлює істотний вплив зовнішніх чинників на його працездатність.

Одним із визначальних чинників, що впливають на ефективність функціонування обладнання, є температура навколишнього середовища. Зниження температури повітря нижче 0 °C призводить до ускладнення умов експлуатації, погіршення фізико-механічних властивостей робочих середовищ і матеріалів, а також може спричиняти відмови окремих елементів систем. Найбільш чутливими до дії низьких температур є системи пневмо- та гідрокерування, противикидне обладнання, двигуни внутрішнього згоряння, елементи насосно-циркуляційної системи, сепараційне устаткування, а також обладнання, що працює з парафіністими та високов'язкими нафтопродуктами.

У таких умовах важливого значення набуває застосування ефективних технічних рішень, спрямованих на підтримання оптимального температурного режиму роботи обладнання. Одним із перспективних напрямів є використання енергоефективних нагрівальних пристроїв, які забезпечують необхідний рівень теплопостачання при мінімальних витратах енергії. Рациональна організація підводу тепла дозволяє не лише підвищити надійність роботи обладнання, але й зменшити енергетичні витрати та негативний вплив на довкілля.

У зв'язку з цим у роботі розглядаються питання визначення об'єктів, що потребують підігрівання, обґрунтування параметрів теплопостачання, а також розроблення та дослідження енергоефективних нагрівальних пристроїв.

Особлива увага приділяється забезпеченню раціонального розподілу тепла та підвищенню ефективності функціонування нафтогазопромислового обладнання в умовах низьких температур.

Актуальність теми.

Актуальність теми дисертаційної роботи зумовлена необхідністю підвищення енергетичної, технологічної та екологічної ефективності функціонування нафтогазопромислового обладнання, особливо в умовах низьких температур навколишнього середовища. При значній енергетичній залежності України від традиційних енергоносіїв важливого значення набуває впровадження енергоощадних технологій, спрямованих на зниження витрат енергії та підвищення надійності роботи виробничих систем.

Процеси спорудження свердловин, видобутку, транспортування та підготовки нафти і газу супроводжуються значними тепловими витратами та ускладнюються в зимовий період. Зниження температури призводить до підвищення в'язкості нафтопродуктів, утворення парафінових відкладень і гідратних корків у трубопроводах, погіршення роботи двигунів внутрішнього згорання та систем пневмо- і гідрокерування, а також зниження ефективності сепараційного та насосного обладнання. У результаті цього зростають енергетичні витрати, знижуються продуктивність і надійність роботи обладнання, а також підвищується ризик виникнення аварійних ситуацій, що призводять до забруднення довкілля, особливо при виникненні некерованих нафтогазових фонтанів. У зв'язку з цим окремої уваги потребує проблема прогнозування наслідків аварійних розливів нафти, оскільки своєчасна та достовірна оцінка площі забруднення і динаміки поширення нафтової плями на поверхні землі є необхідною передумовою для мінімізації екологічних збитків і обґрунтування заходів локалізації аварії.

Не менш важливою складовою забезпечення надійної роботи бурового обладнання в умовах низьких температур є підтримання стабільних реологічних характеристик промивної рідини, насичення якої газом призводить до зниження

густини, зростання в'язкості та статичної напруги зсуву і, відповідно, порушення нормального режиму циркуляції та роботи бурових насосів. Це обумовлює необхідність вдосконалення процесів дегазації бурового розчину, зокрема дослідження гідродинамічних характеристик руху промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу та її витікання крізь живильний насадок, що є ключовим конструктивним елементом, який забезпечує руйнування структури рідини та відділення вільної газової фази.

Окремим резервом підвищення енергетичної автономності систем обігріву нафтогазового обладнання у віддалених районах, де відсутня централізована інфраструктура газо- чи електропостачання, є розширення сировинної бази твердопаливних котлів за рахунок дрібнодисперсних фракцій вугілля та відходів його збагачення, які традиційно не використовуються як паливо через низьку ефективність гравітаційних і флотаційних методів переробки. У зв'язку з цим актуальним є дослідження методу масляної агрегації вугілля, що дозволяє підвищити теплотворну здатність і якість палива, призначеного для енергозберігаючих котлів обігріву нафтогазового обладнання в зимовий період.

Існуючі системи теплопостачання нафтогазових об'єктів часто характеризуються значними тепловтратами, низьким коефіцієнтом корисної дії, відсутністю ефективного регулювання та високою енергоємністю. Використання традиційних котлів, що працюють на твердому, рідкому або газоподібному паливі, не завжди є економічно доцільним і екологічно безпечним, особливо в умовах децентралізованих виробництв та віддалених об'єктів.

У зв'язку з цим особливої актуальності набуває розроблення та впровадження мобільних енергоефективних котлів для підігрівання елементів нафтогазового обладнання. Такі котли дозволяють забезпечити локальний і цілеспрямований підвід тепла до критичних вузлів і систем, що потребують підтримання стабільного температурного режиму. Їх застосування сприяє запобіганню утворенню гідратів і парафінових відкладень, зменшенню

тепловтрат, підвищенню ефективності транспортування флюїдів і стабільності роботи обладнання і технічних систем.

Перспективним напрямом є використання електричних енергозберігаючих котлів нового типу, які забезпечують ефективний підігрів теплоносія, мають високий коефіцієнт корисної дії, компактні габарити та можливість автоматичного регулювання режимів роботи. Додаткове застосування теплових акумуляційних систем і сучасних засобів автоматизації дозволяє оптимізувати процеси теплопостачання та знизити загальне енергоспоживання.

Таким чином, актуальність дисертаційної роботи полягає у необхідності розроблення науково обґрунтованих технічних рішень щодо створення та застосування енергоефективних котлів для підігрівання елементів нафтогазового обладнання, прогнозування та мінімізації наслідків аварійних розливів нафти, вдосконалення процесів дегазації бурового розчину та розширення сировинної бази твердопаливних систем обігріву на основі продуктів збагачення вугілля. Реалізація таких рішень сприятиме зниженню енергетичних витрат, підвищенню надійності експлуатації обладнання та зменшенню негативного впливу на довкілля.

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

Дисертаційна робота виконана відповідно до “Енергетичної стратегії України на період до 2030 року” (Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24.07.13 р. № 1047-р) та базується на результатах науково-дослідних та конструкторських робіт, що проводились у Товаристві з обмеженою відповідальністю "Погос Енерджі".

Мета дослідження. Підвищення енергоефективності, надійності та екологічної безпеки нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом розроблення та наукового обґрунтування нових технічних рішень, математичних моделей і методик дослідження тепло гідродинамічних процесів у теплотехнічних і сепараційних системах нафтогазової галузі.

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

1. проаналізувати способи, методи і засоби теплозабезпечення елементів нафтогазового обладнання, встановити їх обмеження щодо застосування в умовах низьких температур, а також визначити вплив температурного чинника на надійність і безпеку роботи нафтогазових об'єктів;

2. розробити та дослідити конструкцію енергоефективного котла, визначити його енергетичні характеристики, провести порівняльний аналіз з існуючими типами теплогенеруючого обладнання;

3. розробити та верифікувати математичну модель витоку нафти з відкритої свердловини і її поширення на поверхні землі з урахуванням одночасного впливу поглинання ґрунтом, випаровування, та рельєфу;

4. дослідити закономірності руху в'язкопластичної промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу та встановити зв'язок між параметрами газорідинної суміші і геометрією апарата з метою підвищення ефективності дегазації промивної рідини, що використовується під час експлуатації нафтогазового обладнання;

5. обґрунтувати раціональні геометричні параметри насадка як елемента сепаратора для зменшення об'ємного вмісту газу в промивній рідині, що сприяє підвищенню надійності та ефективності функціонування нафтогазового обладнання;

6. дослідити процес масляної агрегації вугілля та визначити раціональні параметри процесу для забезпечення максимального вилучення органічної складової з вугільної сировини з метою отримання альтернативного палива для котлів обігріву нафтогазового обладнання у віддалених районах.

Об'єкт досліджень – є процеси теплозабезпечення, сепарації та дегазації, що супроводжують функціонування нафтогазового обладнання в ускладнених умовах експлуатації.

Предметом дослідження є закономірності теплообміну, гідродинаміки та масоперенесення в теплогенеруючому і сепараційному обладнанні, а також математичні моделі та методи імітаційного моделювання, що описують вплив

температурних умов на ефективність і надійність роботи нафтогазового обладнання.

Методи досліджень: комплексне застосування фізичного, математичного та комп'ютерного моделювання об'єктів дослідження. Основні положення дисертаційної роботи, що складають наукову новизну, науково обґрунтовано із залученням математичних методів. Для підтвердження адекватності отриманих теоретичних результатів застосовано експериментальні методи досліджень.

Положення, що виноситься на захист:

- метод теплозабезпечення працездатності нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом застосування енергоефективних систем обігріву;

- математична модель витоку нафти зі свердловини та її вплив на технологічні процеси та навколишнє середовище;

- закономірності руху газорідинних потоків у дегазаторах і насадках сепараційного обладнання.

Наукова новизна отриманих результатів: На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень отримані такі наукові результати:

вперше:

- розроблено метод теплозабезпечення на основі поєднання флуктаційної колони, індукційних нагрівачів і двоступеневого режиму роботи нагрівальних елементів;

- розроблено математичну модель витоку нафти зі свердловини та її поширення, яка враховує комплекс гідродинамічних, фізико-хімічних і зовнішніх факторів;

удосконалено:

- методику імітаційного моделювання процесів у газорідинних сепараторах із урахуванням багатоконпонентності потоку та впливу температурних режимів;

- підходи до визначення гідродинамічних параметрів руху сумішей у дегазаторах і насадках;

- конструкції та режими роботи енергозберігаючих котлів ESB для обігріву елементів нафтогазового обладнання;

дістало подальший розвиток:

- наукові знання про вплив конструктивних і режимних параметрів на ефективність роботи теплотехнічного та сепараційного обладнання;

- методи масляної агрегації дрібнодисперсного вугілля.

Практичне значення отриманих результатів:

- розроблена, виготовлена та випробувана конструкція енергозберігаючого котла типу ESB та розроблені практичні рекомендації щодо його використання підприємствами нафтогазової галузі;

- розроблено програмно-моделюючий комплекс для оперативного прогнозування площі та параметрів зони нафтового забруднення при аварійних розливах, визначення обсягів втрат нафти внаслідок випаровування та поглинання ґрунтом, що забезпечує підтримку прийняття управлінських рішень під час ліквідації аварій на нафтогазових об'єктах;

- отримані аналітичні залежності для визначення гідродинамічних параметрів руху в'язкопластичної промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу можуть бути використані проектними організаціями при розробленні та вдосконаленні конструкцій дегазаторів бурових розчинів, а також для обґрунтованого вибору раціональних геометричних параметрів камери, зокрема її радіуса, з метою підвищення ефективності дегазації промивної рідини в умовах низьких температур;

- отримані аналітичні залежності для визначення гідродинамічних параметрів промивної рідини у насадку сепаратора можуть бути використані проектними організаціями при розробленні та вдосконаленні конструкцій насадків сепараційного обладнання, а також для обґрунтованого вибору їх раціональних геометричних параметрів з метою зменшення об'ємного вмісту

газу в промивній рідині та підвищення ефективності роботи сепараційного обладнання в умовах низьких температур.

– встановлено закономірності масляної агрегації дрібнодисперсного вугілля та визначені раціональні параметри технологічного процесу, які можуть бути використані для організації виробництва якісного твердого палива із відходів вуглезбагачення для забезпечення роботи твердопаливних котлів на об'єктах нафтогазової галузі у віддалених районах.

Особистий внесок здобувача.

Основні положення та результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно. В опублікованих у співавторстві роботах автором особисто:

[1, 7, 8] – розроблено конструктивні рішення енергозберігаючих котлів типу ESB, проведено експериментальні дослідження їх енергетичних характеристик та обґрунтовано доцільність застосування для обігріву нафтогазового обладнання в умовах низьких температур;

[2] – розроблено математичні моделі для оцінки екологічних наслідків аварійних розливів нафти при відкритому фонтануванні свердловин;

[3] – проведено експериментальні дослідження процесу масляної агрегації українського вугілля та встановлено закономірності впливу основних технологічних параметрів на результати процесу;

[4, 5] – виведено аналітичні залежності для визначення гідродинамічних параметрів промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу та крізь насадок сепаратора дегазації бурового розчину;

[6, 10, 11] – розроблено тривимірну модель газорідинного сепаратора, виконано імітаційне CFD-моделювання його роботи за різних температурних умов та визначено основні напрями підвищення ефективності сепараційного обладнання;

[9] – розроблено структурну схему моніторингу стану нафтогазового обладнання та визначено основні чинники виникнення екологічно небезпечних ситуацій.

Апробація результатів досліджень. Основні положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на міжнародних науково-технічних конференціях: міжнародній науково-технічній конференції "Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу" ІМ – 2016 (м. Івано-Франківськ, Україна) 16-20 травня 2016 р; Міжнародній науково-теоретичній конференції «The driving force of science and trends in its development: collection of scientific papers «SCIENTIA» (м. Ковентрі, Велика Британія) 8 листопада 2024 р.

У повному обсязі результати досліджень доповідалися на наукових семінарах кафедри нафтогазових машин та обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. За результатами досліджень, які викладені в дисертаційній роботі, опубліковано 11 наукових праць, у тому числі 3 статті у фахових виданнях України, 3 у виданнях, які входять до наукометричної бази (Scopus), 4 тез конференцій та 1 патент України на корисну модель.

Структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел із 136 найменувань на 16 сторінках, а також додатків на 39 сторінках. Робота містить 5 таблиць та 36 рисунків. Основний зміст дисертації викладений на 141 сторінках, загальний обсяг дисертації становить 210 сторінок.

РОЗДІЛ 1

СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ВИБІР НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕНЬ

Нафтогазова галузь функціонує в умовах постійно зростаючих вимог до надійності технологічних процесів, енергетичної ефективності та промислової безпеки. Особливу роль у забезпеченні стабільної роботи обладнання відіграє підтримання необхідного теплового режиму, адже вплив низьких температур на вузли та агрегати нафтогазових установок супроводжується цілою низкою негативних явищ: від замерзання пневматичних систем керування та кристалізації рідин у сепараторах до утворення гідратних і парафінових відкладень у трубопроводах і підвищення гідравлічного опору транспортних магістралей. Усе це безпосередньо позначається на техніко-економічних показниках виробництва та підвищує ризик виникнення аварійних ситуацій.

У даному розділі здійснено комплексний аналіз проблематики енергозбереження та теплозабезпечення в нафтогазовій галузі. Розглянуто загальний стан енергетичної проблематики, сучасні підходи до вирішення завдань теплозабезпечення технологічного обладнання із застосуванням як пасивних, так і активних методів, а також проаналізовано порівняльні характеристики різних типів теплогенеруючого обладнання. Окрему увагу приділено питанням промислової безпеки, а саме розглянуто причини та механізми виникнення фонтанних аварій на нафтогазових об'єктах, серед яких температурний фактор посідає важливе, хоча нерідко недооцінене місце. Крім того, проаналізовано питання енергоефективності при переробці вугільної сировини та принципи роботи газорідинного сепараційного обладнання, ефективність якого суттєво залежить від фізико-хімічних властивостей розділюваних середовищ і умов навколишнього середовища.

1.1 Актуальність проблеми енергоефективності при обігріві елементів машин та обладнання нафтогазової галузі

1.1.1 Загальний стан енергетичної проблематики в нафтогазовій галузі

Нафтогазова галузь є одним із найбільш енергоємних секторів світової економіки, що водночас виступає як основний постачальник енергоносіїв для інших галузей промисловості та комунального господарства. Глобальне зростання споживання вуглеводневої сировини, ускладнення умов її видобутку та транспортування, а також посилення вимог до екологічної безпеки виробничих процесів зумовлюють необхідність системного підходу до вирішення проблеми енергоефективності на всіх етапах технологічного ланцюга нафтогазового виробництва.

Нафта посідає провідне місце у світовому паливно-енергетичному балансі. Згідно з даними Міжнародного енергетичного агентства, частка викопного палива у світовому енергобалансі стабільно утримується на рівні 80%, причому нафта та вугілля разом забезпечують понад половину світового енергоспоживання [1]. Зростаючий попит на вуглеводневу сировину з боку хімічної, нафтохімічної та транспортної галузей зумовлює щорічне збільшення обсягів видобутку нафти та природного газу, що, у свою чергу, підвищує вимоги до енергоефективності нафтогазового обладнання [2].

Видобуток, первинна підготовка та транспортування нафти і газу супроводжуються значними витратами теплової та електричної енергії. Значна її частина витрачається на підтримання необхідного температурного режиму роботи технологічного обладнання, особливо в умовах низьких температур навколишнього середовища. За наявними оцінками, питомі витрати теплової енергії на технологічні потреби нафтогазовидобувних підприємств становлять від 15 до 30% від загального обсягу споживаних ними енергоресурсів залежно від кліматичних умов та технологічних особливостей виробничого процесу [3].

Довгострокова державна енергетична політика України спрямована на максимально ефективне освоєння природних ресурсів та реалізацію потенціалу енергетичного сектора з метою забезпечення сталого економічного зростання, підвищення рівня та якості життя населення, а також виконання взятих на себе міжнародних зобов'язань у сфері енергетики та кліматичної безпеки.

Експлуатація нафтогазового обладнання в умовах від'ємних температур навколишнього середовища супроводжується цілою низкою негативних явищ, які суттєво знижують ефективність виробничих процесів, скорочують міжремонтний ресурс обладнання та підвищують ризик виникнення аварійних ситуацій. Для раціонального вибору джерел теплової енергії з метою обігріву елементів обладнання в нафтогазовій галузі, зокрема бурових установок, опрацьовано ряд добових дрілограм (рис. 1.1), отриманих у процесі буріння в зимовий період. Аналіз зазначених дрілограм дозволив ідентифікувати основні причини негативного впливу низьких температур навколишнього середовища на функціонування основного технологічного обладнання, серед яких визначальними є:

- замерзання ліній та елементів устаткування системи пневматичного керування;

- замерзання окремих ділянок насосно-циркуляційної системи.

Поряд із зазначеними, підігріву потребують й інші складові частини нафтогазового обладнання, що зумовлено такими чинниками:

- кристалізація рідини в сепараторі попередньої дегазації бурового розчину внаслідок зниження температури нижче точки замерзання [4];

- ускладнений запуск двигунів внутрішнього згорання через підвищення в'язкості моторних масел та зниження ємності акумуляторних батарей за низьких температур;

- погіршення ефективності роботи газорідинного сепараційного обладнання внаслідок зміни фізико-хімічних властивостей розділюваних середовищ [5];

- інтенсифікація процесів парафіновідкладення у трубопровідних системах і технологічному обладнанні [6, 7];
- зростання динамічної в'язкості нафти, що перекачується з родовища до пунктів збору, та відповідне підвищення гідравлічного опору транспортних систем [6, 7].



Рисунок 1.1 – Добові дрілограми буровиз уствновок при бурінні у зимовий період

Масштаби енергетичних втрат у нафтогазовій галузі, обумовлених необхідністю підтримання теплового режиму технологічного обладнання, є значними як в абсолютному, так і у відносному вимірі. Огляд методів підвищення енергоефективності нафтогазових підприємств свідчить про те, що резерви зниження енергоспоживання в цій галузі є суттєвими та можуть бути реалізовані через комплекс технічних і організаційних заходів [3].

Середній ККД котельного обладнання, що використовується на нафтогазових підприємствах, становить 70–80%, тоді як сучасні енергоефективні котли з конденсаційними теплообмінниками забезпечують ефективне відновлення теплоти відпрацьованих газів. Дослідження показують, що застосування конденсаційних теплообмінників дозволяє додатково утилізувати теплоту конденсації водяної пари, підвищуючи загальний ККД котла до 96–98% [8]. Підвищення енергоефективності промислових котлів за рахунок систем рекуперації теплоти відпрацьованих газів є підтвердженням і практично значущим напрямом [9].

Зіставлення питомих показників енергоємності систем теплопостачання в Україні та провідних країнах Європи свідчить про значне відставання вітчизняних підприємств за рівнем енергоефективності. Середнє питоме енергоспоживання старих житлових будівель в Україні сягає близько 194 кВт·год/м², що перевищує середньоєвропейський показник на 30–50% [10]. Будівельний фонд країни, понад 85% якого зведено до 2002 року без урахування вимог енергозбереження, акумулює 33,2% кінцевого енергоспоживання держави [11]. Реалізація потенціалу енергозбереження у будівельному секторі та на промислових підприємствах є одним із пріоритетів, визначених Агентством з енергоефективності та енергозбереження України [12].

1.1.2 Сучасні підходи до вирішення проблеми теплозабезпечення нафтогазового обладнання

Теплозабезпечення нафтогазового обладнання є одним із ключових чинників, що визначають надійність, безпеку та ефективність роботи всього технологічного комплексу галузі. В умовах видобування, транспортування та переробки вуглеводнів обладнання постійно зазнає дії низьких температур, що спричиняє утворення газових гідратів, відкладення парафінів і асфальтенів,

замерзання трубопроводів та арматури [13, 14]. Усе це призводить до зниження пропускної здатності трубопроводів, передчасних відмов обладнання та аварійних зупинок виробництва. Отже, забезпечення необхідного теплового режиму є невід’ємною умовою стабільної роботи нафтогазових підприємств.

Сучасна нафтогазова галузь застосовує два принципово різні підходи до вирішення проблеми теплозабезпечення: пасивний та активний. Пасивний підхід полягає у використанні теплоізоляційних матеріалів і конструкцій, що сповільнюють тепловіддачу обладнання та трубопроводів у навколишнє середовище. Активний підхід передбачає безпосереднє підведення теплової енергії до обладнання за допомогою різноманітних нагрівальних систем [15]. На практиці найбільшої ефективності досягають за умови поєднання обох підходів, що дозволяє мінімізувати втрати теплової енергії та знизити витрати на обігрів.

Пасивна теплоізоляція є найбільш поширеним і економічно доцільним засобом захисту обладнання від температурного впливу. Для теплоізоляції нафтогазових трубопроводів і апаратів застосовують мінеральну вату, піноскло, пінополіуретан, аерогелеві матеріали та їх комбінації [16]. Вибір теплоізоляційного матеріалу визначається робочою температурою, агресивністю середовища, механічними навантаженнями та вимогами пожежної безпеки. У підводних трубопровідних системах застосовують конструкцію «труба в трубі» (pipe-in-pipe), яка забезпечує надійний тепловий захист у глибоководних умовах за температур морського дна, близьких до 4°C [15]. Розрахунок теплових втрат і вибір оптимальних параметрів теплоізоляції здійснюють методами обчислювальної гідродинаміки (CFD), що дозволяє враховувати конвективний теплообмін у середині трубопроводу та умови теплообміну на зовнішній поверхні [16].

Активні системи теплозабезпечення поділяють на електричні та рідинні. Електричний обігрів (electric heat tracing) набув широкого застосування завдяки точності регулювання температури, простоті монтажу та відсутності рухомих частин [13]. Принцип дії полягає у прокладанні нагрівальних кабелів або стрічок

уздовж трубопроводу або по поверхні апарату, через які пропускають електричний струм, що генерує теплову енергію. Сучасні інтелектуальні системи електрообігріву оснащені датчиками температури, контролерами та засобами дистанційного моніторингу, що дозволяє оптимізувати енергоспоживання й запобігати перегріву [13, 17]. Зокрема, розроблено системи теплозабезпечення трубопроводів на основі відновлюваних джерел енергії в поєднанні з акумуляторами на основі CO_2 , що одночасно сприяє зниженню вуглецевого сліду виробництва [17].

Рідинний обігрів реалізується шляхом циркуляції теплоносія (перегрітої пари, гарячої води або теплових олив) у трубах-супутниках, що прокладаються паралельно основному трубопроводу. Цей метод ефективний для підтримання температури в'язких нафт і нафтопродуктів, де потрібне рівномірне прогрівання великих поверхонь [14]. Перевагою рідинного обігріву є висока теплова потужність, недоліком – складність системи та ризик витоків теплоносія.

Окремим напрямом є теплозабезпечення свердловинного та устьового обладнання. У видобувних свердловинах проблема полягає у формуванні гідратних і парафінових пробок у насосно-компресорних трубах та арматурі. Для її вирішення застосовують хімічні інгібітори, теплові промивки гарячою нафтою або водою, а також електричні нагрівачі, що вмонтовуються безпосередньо в устьове обладнання [14, 15]. Аналіз умов гідратоутворення на викидних лініях свердловин засвідчив, що критичними є зони мілкового залягання трубопроводів у зоні сезонного промерзання ґрунту, де навіть короткочасне зниження температури може призвести до утворення гідратних пробок [14].

Перспективним напрямом є застосування імітаційного моделювання для оптимізації систем теплозабезпечення нафтогазового обладнання. Метод скінченних елементів та обчислювальна гідродинаміка дозволяють з високою точністю прогнозувати температурні поля в конструкціях обладнання, визначати критичні зони тепловтрат і обирати оптимальні параметри теплоізоляції та систем обігріву [16, 18]. Так, CFD-моделювання підводного фонтанного дерева

дозволило виявити найбільш вразливі елементи конструкції щодо охолодження та обґрунтувати розміщення теплоізоляційних вставок [16]. Розрахунки показали, що конвективний теплообмін усередині трубопроводу в стаціонарних умовах може не враховуватись, оскільки температура внутрішньої стінки практично збігається з температурою флюїду; натомість у перехідних режимах тепловий вплив флюїду суттєво позначається на динаміці охолодження системи [16].

Цифровізація та впровадження інтернету речей (IoT) відкривають нові можливості для підвищення ефективності теплозабезпечення нафтогазових об'єктів. Розгортання мережі датчиків температури з передачею даних у режимі реального часу на центральний диспетчерський пункт дозволяє переходити від планово-попереджувального до предиктивного технічного обслуговування систем обігріву [13, 18]. Алгоритми машинного навчання, що аналізують показники датчиків і метеорологічні дані, здатні прогнозувати ризик утворення гідратів і парафінових відкладень і своєчасно активувати відповідні засоби теплозахисту. Такий підхід дозволяє суттєво скоротити нераціональне споживання енергії та мінімізувати ризики технологічних порушень.

Важливим аспектом сучасних підходів до теплозабезпечення є інтеграція з принципами низьковуглецевого переходу. Традиційні системи рідинного обігріву, що використовують природний газ або мазут як паливо для котлів, поступово замінюються електричними системами на основі відновлюваних джерел енергії [17]. Крім того, рекуперація теплоти відхідних газів технологічних установок для потреб обігріву трубопроводів та апаратів стає дедалі поширенішою практикою, що дозволяє підвищити загальну енергоефективність підприємства. Таким чином, сучасні підходи до теплозабезпечення нафтогазового обладнання поєднують технічну ефективність із екологічною відповідальністю.

Отже, проблема теплозабезпечення нафтогазового обладнання є комплексною і вирішується шляхом поєднання пасивної теплоізоляції, активних

систем обігріву та засобів цифрового моніторингу. Застосування сучасних методів імітаційного моделювання дозволяє оптимізувати конструктивні рішення і знизити матеріальні та енергетичні витрати. Перехід до інтелектуальних систем теплозабезпечення на основі відновлюваних джерел енергії відповідає як вимогам промислової безпеки, так і цілям сталого розвитку галузі.

Відповідно до Національного плану дій з енергоефективності України, серед пріоритетів державної енергетичної політики визначено принцип «енергоефективність передусім» (Energy Efficiency First), що передбачає надання пріоритету енергоефективним заходам під час розробки регуляторних актів, стратегічних документів та прийняття рішень щодо фінансування розвитку газової інфраструктури і систем теплопостачання [19]. Основними завданнями державної програми «Енергоефективність та розвиток енергетики» є:

- розвиток енергозбереження та підвищення енергоефективності в усіх секторах економіки, включаючи нафтогазову промисловість;
- удосконалення технологій видобутку, транспортування і глибокої переробки нафтогазової сировини;
- розвиток використання відновлюваних джерел енергії та підвищення екологічної ефективності енергетики;
- сприяння інноваційному розвитку паливно-енергетичного комплексу шляхом підтримки науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт.

Реалізація зазначених завдань потребує системного підходу до впровадження енергоефективних технологій, що не лише знижує витрати і підвищує конкурентоспроможність галузі, але й поліпшує екологічну ситуацію та сприяє зняттю технологічних бар'єрів економічного розвитку [20].

Стан системи теплопостачання нафтогазових об'єктів. Система теплопостачання нафтогазових підприємств України перебуває в незадовільному технічному стані, що зумовлено комплексом взаємопов'язаних проблем. Основними з них є: зниження надійності джерел теплової енергії

внаслідок фізичного зносу котельного обладнання; високі теплові втрати через недоінвестування систем теплопостачання та застосування застарілих технологій передачі і розподілу тепла; відсутність або незадовільний стан теплової ізоляції трубопроводів і технологічного обладнання. Слід зазначити, що за даними Міжнародного енергетичного агентства, через низьку ефективність систем теплогенерації в Україні більше половини вхідного палива витрачається марно [21].

Заходи з підвищення енергоефективності. Міжнародна асоціація виробників нафти і газу (IOGP) визначає підвищення енергоефективності операцій як один із ключових пріоритетів галузі, що включає заходи зі зниження енергоспоживання в наземних і морських нафтогазових установках [22]. Аналіз сучасних підходів до підвищення енергоефективності нафтогазових підприємств дозволяє систематизувати основні заходи та очікуваний ефект від їх реалізації, що наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Заходи з підвищення енергоефективності нафтогазового обладнання та очікуваний ефект

№	Захід	Об'єкт застосування	Очікуваний ефект
1	Енергетичний аудит	Все обладнання	Зниження споживання енергоресурсів на 5–10%
2	Встановлення приладів обліку теплової енергії	Системи теплопостачання	Зниження витрат на тепло на 10–30%
3	Встановлення автоматизованих індивідуальних теплових пунктів	Об'єкти теплозабезпечення	Скорочення витрат тепла на 15–20%, ліквідація надмірного опалення
4	Теплова ізоляція трубопроводів та обладнання	Трубопроводи, арматура, сепаратори	Скорочення теплових втрат на 2–5%
5	Встановлення регуляторів температури теплоносія	Системи опалення	Скорочення витрат тепла на 7–15%
6	Системи рекуперації теплоти відпрацьованих газів двигунів	ДВЗ бурових установок	Утилізація 15–30% теплоти відпрацьованих газів

7	Використання систем припливно-витяжної вентиляції з рекуперативним теплообмінником	Виробничі приміщення	Скорочення витрат тепла на підігрів припливного повітря на 25–40%
8	Застосування енергоефективних котлів нових конструкцій	Системи теплогенерації	Зниження питомого енергоспоживання в 1,15–3,65 рази порівняно з аналогами
9	Заміна вікон та зовнішнє утеплення приміщень	Виробничі та адміністративні будівлі	Скорочення витрат тепла на опалення на 10–20%
10	Системи автоматичного управління освітленням	Виробничі приміщення	Скорочення витрат електроенергії на 5–10%

Впровадження систем утилізації вторинних теплових ресурсів – теплоти відпрацьованих газів двигунів внутрішнього згорання, теплоти охолоджувальних рідин компресорів і насосів – є одним із найбільш перспективних напрямів підвищення енергоефективності бурових установок. Дослідження свідчать, що системи рекуперації теплоти відпрацьованих газів дозволяють суттєво підвищити загальний ККД енергетичної установки [23]. Застосування систем моніторингу та управління енергоспоживанням із засобами автоматичного регулювання теплових режимів дозволяє знизити нераціональні витрати енергії та підвищити стабільність технологічних процесів [24].

1.2 Аналіз роботи устаткування для обігріву елементів обладнання у нафтогазовій галузі

Вибір джерела теплової енергії для обігріву машин та обладнання нафтогазовидобувної галузі є комплексним інженерним завданням, що потребує врахування низки чинників: доступності енергоносія, габаритних обмежень промислового об'єкта, вимог пожежної та екологічної безпеки, а також економічної ефективності експлуатації теплогенеруючого обладнання. Нижче наведено порівняльний аналіз основних типів котлів і теплових установок, що застосовуються для теплозабезпечення об'єктів нафтогазової промисловості.

Твердопаливні котли. Твердопаливні котли функціонують на відновлюваних та традиційних видах твердого палива: дровах, деревних гранулах (пелетах), вугіллі, коксі, торфі тощо. Різноманітність доступних видів палива є визначальною перевагою цього класу обладнання, що особливо актуально для віддалених об'єктів нафтогазової галузі з обмеженою транспортною інфраструктурою [25]. Відповідно до вимог Регламенту Комісії ЄС 2015/1189, мінімальна сезонна енергоефективність твердопаливних котлів із номінальною тепловою потужністю понад 20 кВт повинна становити не менше 77% [26].

Водночас твердопаливні котли мають суттєві технологічні та організаційні недоліки, що обмежують їх застосування на промислових об'єктах нафтогазової галузі:

- необхідність постійного контролю та ручного або автоматизованого обслуговування процесу подачі палива;
- потреба у заготівлі, транспортуванні та зберіганні значних обсягів твердого палива;
- виділення спеціальних складських площ для зберігання палива з дотриманням вимог пожежної безпеки;
- значні габаритні розміри котлів і допоміжного обладнання;
- підвищений рівень пожежної небезпеки, пов'язаний із відкритим горінням твердого палива та утворенням золи;
- для забезпечення обігріву виробничого приміщення площею 160 м² необхідна теплова потужність котла не менше 16 кВт.

Газові котли. Котли, що працюють на природному газі, є найпоширенішим видом теплогенеруючого обладнання за умови наявності магістрального газопостачання. Сучасні конденсаційні газові котли досягають ефективності понад 98%, утилізуючи теплоту конденсації водяної пари з продуктів згорання, що забезпечує економію палива до 30% порівняно з традиційними котлами [27].

Водночас реальна ефективність старих газових котлів становить лише 56–70% [28].

До основних недоліків газових котлів відносяться:

- необхідність офіційної реєстрації в газовій службі та оформлення відповідної дозвільної документації;
- залежність від наявності електроживлення для функціонування автоматики та засобів керування;
- обмежений діапазон допустимого тиску газу в мережі, поза межами якого котел не може функціонувати в штатному режимі;
- залежність від стану та цілісності магістральної газотранспортної інфраструктури;
- для забезпечення обігріву приміщення площею 160 м² необхідна теплова потужність котла не менше 16 кВт.

Рідкопаливні котли. Рідкопаливні котли функціонують переважно на дизельному паливі та характеризуються високим значенням ККД і питомою тепловою потужністю. Системи спалювання рідкого палива відрізняються добре відпрацьованою технологією та забезпечують стабільний температурний режим [29]. Такі котли повинні встановлюватися у добре провітрюваних приміщеннях з регульованим температурним режимом.

До основних недоліків рідкопаливних котлів відносяться:

- значний рівень акустичного шуму під час роботи форсункового пальника;
- жорсткі вимоги до температурного режиму котельного приміщення (не нижче +7 °C);
- необхідність регулярного технічного обслуговування пальника та паливної системи;
- значні габарити як самого котла, так і резервуарів для зберігання рідкого палива;

– підвищена пожежна небезпека та особливі вимоги до умов зберігання рідкого палива відповідно до чинних норм пожежної безпеки.

Електричні котли. Електричні котли вирізняються простотою конструкції, зручністю управління та відсутністю необхідності у паливній інфраструктурі. Вони відрізняються малими габаритними розмірами та практично безшумною роботою, оскільки не потребують пальника. Коефіцієнт перетворення електричної енергії на теплову в електричних котлах досягає 98–99%, що ставить їх у один ряд із найбільш енергоефективними з погляду перетворення підведеної енергії видами теплогенеруючого обладнання [30, 31].

До основних недоліків електричних котлів відносяться:

– для обігріву приміщення площею 160 м² необхідна потужність 16 кВт, що потребує підключення від трифазної мережі 380 В, – це є суттєвим технологічним обмеженням для об'єктів, забезпечених лише однофазною мережею напругою 220 В;

– висока вартість одиниці електричної енергії зумовлює значні експлуатаційні витрати на опалення при значних теплових навантаженнях;

– залежність від надійності електропостачання, що є критичним чинником для об'єктів нафтогазовидобутку у віддалених районах.

Теплові насоси. Теплові насоси є обладнанням, принцип дії якого базується на перенесенні теплоти від низькотемпературного джерела (зовнішнє повітря, ґрунтові води, ґрунт) до теплоносія системи опалення за рахунок підведення механічної роботи компресора [32]. Ефективність теплового насоса характеризується коефіцієнтом перетворення (COP – Coefficient of Performance), який визначається як відношення корисної теплоти, переданої в систему опалення, до витраченої електроенергії. Для сучасних теплових насосів COP становить від 3 до 6, тобто для передачі 1 кВт·год теплової енергії витрачається лише 0,17–0,33 кВт·год електроенергії [33].

Найкращих результатів тепловий насос досягає у поєднанні з низькотемпературними системами опалення великої площі – підлоговим або

настінним опаленням, де температура теплоносія є нижчою, ніж у радіаторних системах. Аналіз реальних експлуатаційних даних 1023 теплових насосів у 10 країнах Центральної Європи підтвердив, що ефективність роботи суттєво залежить від різниці між температурою джерела теплоти та температурою подачі теплоносія [34].

До основних недоліків теплових насосів відносяться:

- необхідність прокладання додаткових зовнішніх комунікацій (водяних, ґрунтових зондів або повітряних теплообмінників);
- потреба у спеціальному обладнанні та спорудах для відбору низькопотенційної теплоти з навколишнього середовища;
- необхідність виділення додаткових площ для розміщення зовнішнього контуру та допоміжного обладнання;
- регулярне технічне обслуговування компресорної установки та холодоагентного контуру;
- суттєве зниження ефективності за умов надзвичайно низьких зовнішніх температур, характерних для зимового буріння в нафтогазовій галузі;
- обов’язкова наявність надійного електропостачання.

Порівняльний аналіз розглянутих типів теплогенеруючого обладнання свідчить про те, що жоден із них не є універсальним рішенням для забезпечення теплового режиму обладнання нафтогазовидобувної галузі в широкому діапазоні умов експлуатації. Газові та рідкопаливні котли забезпечують задовільну ефективність, однак потребують відповідної паливної інфраструктури та мають обмеження щодо умов застосування. Електричні котли та теплові насоси характеризуються високою ефективністю перетворення енергії, але суттєво залежать від наявності та надійності зовнішнього електропостачання. Розробка та дослідження вдосконалених конструкцій теплогенеруючого обладнання, зокрема котлів типу ESB та кавітаційних теплогенераторів, є перспективним напрямом підвищення енергоефективності систем теплопостачання нафтогазових підприємств.

1.3 Аварії на нафтогазових об'єктах

Аварії на нафтогазових об'єктах, пов'язані з виникненням відкритих фонтанів, належать до найбільш небезпечних і складних техногенних подій у сфері видобутку вуглеводнів. Під терміном «фонтан» у цьому контексті розуміють неконтрольований викид пластових флюїдів – нафти, газу або газонафтової суміші – на поверхню через гирло свердловини або наявні дефекти в її конструкції. Такі аварії спричиняють значні матеріальні збитки, несуть тяжкі екологічні наслідки та становлять серйозну загрозу для життя і здоров'я виробничого персоналу [35].

Причини виникнення фонтанних аварій. Визначальною причиною виникнення неконтрольованих фонтанів є порушення рівноваги між пластовим тиском і тиском у стовбурі свердловини. За нормальних умов буріння та експлуатації цей баланс підтримується шляхом застосування бурових розчинів або спеціальних технологічних рідин, густину яких розраховують таким чином, щоб гідростатичний тиск стовпа рідини перевищував або врівноважував пластовий тиск. У разі зниження тиску у свердловині нижче пластового флюїд починає інтенсивно надходити у стовбур і може вийти на поверхню [36].

Комплексний аналіз причин виникнення фонтанних аварій дозволяє виділити три основні групи факторів [37]:

- *проектно-технологічні фактори*: неправильний розрахунок густини бурового розчину, недооцінка пластового тиску, помилки при проектуванні конструкції свердловини, що призводять до неспроможності гідростатичного тиску утримувати флюїд;

- *технічні несправності обладнання*: відмова превенторного обладнання, негерметичність обсадних колон, пошкодження бурильних труб або фонтанної арматури. Превентори є ключовими пристроями, призначеними для запобігання неконтрольованим викидам шляхом перекриття гирла свердловини у разі виникнення небезпеки [38];

– *геологічні фактори*: нерівномірність пластових тисків, наявність газонасичених зон та раптове розкриття високоенергетичних пластів. Особливо небезпечними є газові прояви, оскільки газ характеризується високою рухливістю і швидко розширюється при зниженні тиску, що суттєво ускладнює контроль над ситуацією.

Роль людського фактора. Людський фактор відіграє значну роль у причинно-наслідковому ланцюгу виникнення фонтанних аварій. За даними аналізу аварій на нафтогазових об'єктах, серед людських факторів найчастіше виявляються: неналежний нагляд (8,9%), недостатня оцінка ризиків (8,7%), порушення технологічних регламентів (8,0%), недостатній рівень підготовки персоналу (7,8%) та несправності систем попередження (5,1%) [39]. Несвоєчасне виявлення газопрояву або помилкові дії персоналу під час його ліквідації можуть спричинити перехід контрольованого газонафтопрояву в неконтрольований відкритий фонтан. Дослідження конкретних аварій підтверджує, що основною кореневою причиною є недотримання базових практик контролю свердловини [40].

Стадії розвитку аварії. Процес переростання газонафтопрояву у відкритий фонтан, як правило, має кілька послідовних стадій. На першій стадії у стовбурі свердловини виникає так зване «кік» (газо- або нафтоводопрояв) – надходження пластового флюїду в свердловину внаслідок перевищення пластового тиску над гідростатичним. Якщо на цьому етапі не вжити оперативних заходів з контролю свердловини, об'єм флюїду зростає, і він починає рухатися вгору по стовбуру. При досягненні гирла відбувається різке розширення газу та викид флюїду на поверхню – відкритий фонтан. Аналіз реальної аварії показує, що перехід від «кік» до відкритого фонтану може відбутися менш ніж за три години, причому в останні хвилини об'єм кік-флюїду може подвоїтися внаслідок раптового розширення газу [40]. У низці випадків фонтан супроводжується займанням, що призводить до виникнення потужних пожеж.

Наслідки фонтанних аварій. Наслідки фонтанних аварій є надзвичайно серйозними і охоплюють кілька взаємопов'язаних сфер. Економічні збитки включають: безповоротні втрати значних обсягів нафти і газу, пошкодження або повне знищення бурового та технологічного обладнання, тривале призупинення виробництва, а також колосальні витрати на ліквідацію аварії та відновлення свердловини.

Не менш значущими є екологічні наслідки. Викиди нафти і газу призводять до забруднення ґрунтів, підземних і поверхневих водних ресурсів та атмосферного повітря. Оцінка екологічних наслідків відкритих фонтанів потребує застосування спеціалізованих програмних засобів моделювання, що дозволяють прогнозувати поширення забруднення залежно від типу вуглеводнів, метеорологічних і гідрологічних умов [41]. У разі займання фонтану виникають додаткові небезпеки: горіння супроводжується виділенням значної кількості теплоти і токсичних продуктів згоряння, що може призвести до ураження людей і руйнування навколишніх об'єктів. Соціальні наслідки включають травмування або загибель працівників, евакуацію населення з прилеглих територій та суттєве погіршення ділової репутації підприємства.

Роль температурного фактора у виникненні аварій. Важливим, хоча нерідко недооціненим, чинником безпеки нафтогазових об'єктів є контроль температурного режиму роботи обладнання. При зниженні температури в'язкість нафти зростає, що ускладнює рівномірний рух флюїду по трубах, призводить до виникнення застійних зон та локальних перепадів тиску, здатних спровокувати неконтрольований прорив газу або газонафтової суміші [42].

Особливо небезпечним явищем є утворення газових гідратів і парафінових відкладень. Газові гідрати – тверді кристалічні сполуки газів із водою – формуються за одночасного поєднання підвищеного тиску і зниженої температури та здатні швидко закупорювати трубопроводи, фонтанну арматуру й елементи превенторного обладнання [43]. За даними досліджень, підтримання температури і тиску за межами рівноважної зони гідратоутворення є основним

принципом запобігання цьому явищу, а нагрівання є одним з найбільш ефективних методів для досягнення цієї мети [44]. Аналогічно, парафіни при охолодженні кристалізуються й осідають на внутрішніх поверхнях труб, що зменшує прохідний переріз і збільшує гідравлічний опір системи [45].

Закупорювання каналів гідратними або парафіновими пробками створює передумови для накопичення надмірного тиску в окремих ділянках системи. У разі раптового руйнування таких пробок можливе різке вивільнення енергії з імпульсним викидом флюїду, що може стати початковою стадією розвитку фонтанної аварії. Крім того, при низьких температурах металеві елементи конструкцій, ущільнення та гумові вироби можуть втрачати еластичність і ставати крихкими, що підвищує ризик розгерметизації та виникнення тріщин.

Запобігання фонтанним аваріям здійснюється шляхом реалізації комплексу технічних і організаційних заходів. Ключовими серед них є:

- точне визначення пластових тисків і відповідний підбір параметрів бурових розчинів на етапі проектування свердловини;
- застосування надійного сучасного превенторного обладнання з регулярним технічним обслуговуванням і перевіркою його працездатності;
- впровадження систем безперервного моніторингу параметрів буріння та експлуатації свердловин, що дозволяють виявляти навіть незначні відхилення як ознаки початку газопрояву. Оцінки ризику із застосуванням байєсівських мереж і динамічного аналізу дерев відмов є сучасними методами для кількісного оцінювання ймовірності фонтанних аварій [37, 46];
- підтримання оптимального температурного режиму роботи обладнання та запобігання утворенню гідратів і парафінових відкладень шляхом підігрівання елементів фонтанної арматури, сепараторів, трубопроводів і вузлів дроселювання [44];
- систематична підготовка та навчання персоналу, розробка і відпрацювання планів ліквідації аварій.

Таким чином, фонтанні аварії на нафтогазових об'єктах є складним багатофакторним явищем, що виникає внаслідок поєднання проектно-технологічних, технічних, геологічних та людських чинників. Підігрівання елементів обладнання є не лише допоміжним, а й важливим профілактичним заходом у системі запобігання таким аваріям – воно забезпечує стабільність фізичних властивостей флюїдів, запобігає утворенню відкладень і закупорок, підтримує герметичність обладнання та сприяє надійному контролю технологічних параметрів. Лише комплексний підхід, що поєднує сучасні технологічні рішення, ефективні системи моніторингу та належну підготовку персоналу, дозволяє забезпечити безпечну та ефективну експлуатацію нафтогазових об'єктів [39, 41].

1.4 Аналіз енергоефективності використання вугілля

Зважаючи на тематику дисертаційного дослідження, присвяченого забезпеченню працездатності нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом застосування енергоефективних систем обігріву, аналіз можливостей підвищення якості вугільної сировини набуває додаткового практичного значення. Вугілля, зокрема його дрібнодисперсні фракції, традиційно розглядається як один із доступних видів твердого палива для теплогенеруючого обладнання, що застосовується для обігріву об'єктів нафтогазової галузі у віддалених районах, де відсутня централізована інфраструктура газо- чи електропостачання. Підвищення якості паливних характеристик вугілля методами селективної масляної агрегації, зокрема, зростання теплотворної здатності та зниження вмісту золи й сірки, безпосередньо впливає на ефективність роботи твердопаливних котлів,

скорочуючи питому витрату палива та зменшуючи інтенсивність забруднення теплообмінних поверхонь золовідкладеннями.

Окрім підвищення енергетичної цінності палива, методи масляної агрегації дозволяють утилізувати дрібнодисперсні вугільні шлами та відходи збагачення, які традиційно не використовуються як паливо через низьку ефективність гравітаційного та флотаційного збагачення фракцій розміром менше 0,05 мм. Перетворення таких відходів на якісний агломерований паливний продукт з підвищеною теплотворною здатністю (до 6 257 ккал/кг) відкриває додаткове джерело твердого палива для енергоефективних котлів, що застосовуються для обігріву нафтогазового обладнання в зимовий період. Таким чином, результати аналізу технологій вугільної агрегації створюють підґрунтя для розширення сировинної бази твердопаливних систем обігріву, що є одним із напрямів забезпечення енергетичної автономності та надійності експлуатації нафтогазового обладнання в умовах низьких температур.

Сучасні передові механізовані технології видобутку вугілля дозволяють заздалегідь визначити вміст дрібнодисперсних фракцій певного розміру. Вміст дрібнодисперсних фракцій у звичайному вугіллі становить 0-1 мм на рівні 3,2 – 40%. З урахуванням утворенням шламу при транспортуванні та підготовці вміст дрібнодисперсних фракцій збільшується до 50-60% [47]. Переробка цієї сировини є серйозною проблемою, особливо для дрібнодисперсних фракцій розміром 0 – 0,15 (0,2) мм, ефективність підготовки яких гравітаційними методами (гідроциклони з важкою рідиною, гідрокласифікатор) є значно нижчою. Єдиним широко застосовуваним на сьогодні методом первинної переробки (збагачення вугілля) дрібнодисперсних фракцій вугілля є флотація [48]. Однак ефективність вилучення вугільних зерен розміром 0,05 мм у флотаційний концентрат є невисокою. Причиною цього є невелика маса мікрочастинок вугілля, які рухаються вздовж ліній потоку рідини та огинають бульбашки повітря. Таким чином, вони зовсім не беруть участі у процесі флотації [48]. Були зроблені спроби подолати зазначені труднощі шляхом застосування

колонної флотації, яка є більш ефективною для дрібних фракцій, «турбулентної мікрофлотації» або технології TMF, використання «флотації з носієм» тощо [49]. Таким чином, основною проблемою, що потребує подальшого дослідження, є збагачення вугілля розміром 0,05 мм [48, 49].

Найефективнішим способом вирішення проблеми підготовки дрібно- та тонкодисперсного (особливо ультратонкого) вугілля є попередня селективна агрегація. Наприклад, флокуляція, агломерація, грануляція у водному середовищі за допомогою гідрофобного реагенту з подальшим відокремленням та переробкою продукту [50–52]. Промислові випробування показали високу ефективність збагачення вугілля розміром 0...0,15 (0,2) мм, включаючи ультратонкий фракцію 0...0,05 мм, шляхом селективної масляної флокуляції (процес «ОВЗУМС»), шляхом впровадження масляної агломерації та грануляції [50, 51], селективної латексної флокуляції [52]. У цьому випадку слід підкреслити, що сфера практичного застосування селективної агломерації дрібного вугілля охоплює як шлам збагачувальної фабрики (водно-шламова система), так і витриманий вуглевмісний матеріал відходів збагачення в шламонакопичувачах [53].

Отже, агрегація нафти як спеціалізований метод переробки українського дрібно- та тонкодисперсного вугілля є перспективним напрямом. Актуальним завданням є вивчення застосування цього методу для підготовки донецького вугілля різного ступеня вуглеутворення та визначення характеру впливу основних параметрів варіації на результати агрегації нафти з вугілля.

У роботі [54] показано, що на результати процесу агломерації дрібнодисперсного вугілля під впливом олії впливають тип олії, розмір частинок вугілля та значення рН водного середовища. У ході експериментів як сполучні речовини використовували рицинову та ріпакову олію, що забезпечило, відповідно, 75 % та 64 % вихід агломератів. Теплотворна здатність вугільно-олійних агломератів досягла 6,257 ккал/кг порівняно з 4903 ккал/кг для вихідного вугілля. У цьому випадку вміст золи у вугільному паливі зменшився

на 66 %. Ці показники дозволили оцінити процес агломерації олією дрібнодисперсного вугілля як ефективний. Однак обрані змінні вхідні фактори не враховують гідродинамічні параметри суспензії, які впливають на процес грануляції (агрегації).

Під час агломерації дрібнодисперсного китайського вугілля на рослинній олії як зв'язувальний матеріал використовували рослинну олію [55]. Фракційний склад вихідного вугілля: –75; 75–150; 150–212; 212–300 мкм. Витрата олійного сполучного на вугілля – 25 % за масою. Співвідношення «вугілля:вода» у суспензії становить 15:200. Змінні параметри: тривалість перемішування та швидкість обертання робочого колеса змішувача. Автори досліджували вплив розмірності вихідного матеріалу на результати процесу, швидкості обертання робочого колеса змішувача та тривалості перемішування. Найвищий показник ефективності процесу було отримано для вихідного вугілля розміром 0–75 мкм.

Режим перемішування у всіх експериментах – турбулентний, але автори зафіксували зниження показника ефективності процесу при швидкості обертання робочого колеса 2000 об/хв; при 1000 та 2500 об/хв цей показник є відносно вищим. Вплив тривалості перемішування на результати процесу досліджувався в діапазоні 5–25 хв, тоді як важливий період 0–5 хв залишився недослідженим. Найбільший показник ефективності процесу було зареєстровано на 15-й хвилині, і він мало змінювався надалі. Важливою та позитивною особливістю дослідження [55] є інфрачервона спектроскопія сполучного – рослинної олії, що дало змогу ідентифікувати функціональні групи, які надають можливість характеризувати структуру реагенту. Отриманий емпіричний матеріал є дуже цінним. Зокрема, автори визначили раціональні межі швидкості обертання імелера та тривалості перемішування пульпи, розмірності вихідного вугілля.

Отримані ІЧ-спектри вказують на наявність у реагенті-зв'язувачі функціональних груп, які посилюють взаємодію «вугілля-реагент». Однак це дослідження є фрагментарним і носить з'ясувальний характер, не даючи

пояснення ефекту агрегації. Крім того, всі результати стосуються виключно досліджуваного китайського вугілля.

Агломерація нафти в «солоному вугіллі», як впливає з дослідження [56], має свої особливості. Це вугілля, як правило, малометаморфізоване і характеризується високим вмістом солей лужних металів, насамперед натрію (NaCl, KCl). Тому поверхня «солоного вугілля» є високогідрофільною. З метою гідрофобізації вугілля автори в [56] запропонували додаткову операцію – попередню механічну обробку з додаванням невеликої кількості (до 1 % за масою) нафтового сполучного. Ця операція забезпечує механіко-хімічну активацію та подальшу гідрофобізацію поверхні твердої фази вугілля. Остання є обов'язковою умовою для утворення вугільно-масляних агрегатів. Позитивним результатом даного дослідження є експериментальне підтвердження особливої ролі гідрофобності вугілля у досягненні агрегації вугільно-масляної фази у гідросуміші. Механізм агрегації залишається поза увагою і взагалі не враховується, тоді як результати досліджень стосуються виключно солоного вугілля та, як і слід було очікувати, гідрофільних (вивітрюваних) аналогів.

При підготовці вугілля з провінції Фуцзянь до агломерації з використанням олії в статті [57] було виділено такі основні фактори, що впливають на процес: концентрація вугілля в суспензії, витрата олійного сполучного, тип олії (використовували нафту; ріпакову олію). Результати показали, що при концентрації вугілля у суспензії 11,1 % та витраті олії 12,5 % вміст золи можна зменшити з 32 % до 2,8 %, вміст золи у відходах становить 93,0 %. Це підтвердило високу ефективність процесів агрегації та вилучення вугілля різними гідрофобними реагентами з дифузної гідросуміші (суспензії з концентрацією твердої фази 11 %). Крім того, важливим для раціонального вибору робочих параметрів процесу є фіксація витрати масляного сполучного (12,5 %). Механізм процесу агрегації не розглядається. Вибрані змінні вхідні фактори, подібно до роботи [54], не враховують гідродинамічні параметри

пульпи, які впливають на процес селективного гранулювання вугільно-масляних агрегатів. Отримані чисельні показники стосуються підготовки вугілля Фуцзянь.

У дослідженні [58] було встановлено такі фактори, що впливають на процес агрегації масел у кам'яному вугіллі: тип масла, вміст вугілля в суспензії, вміст масла, тривалість агломерації, розмірність вихідного вугілля, агломерація, рН суспензії, швидкість перемішування. Автори зафіксували не лише зниження вмісту золи, а й десульфуріацію вихідного вугілля. Останнє має велике практичне значення, оскільки вміст сірки у вугільному концентраті значною мірою визначає екологічну складову подальшого застосування як палива або для підготовки коксової шихти. Позитивним є широкий діапазон технологічних факторів, що впливають на процес, описаний авторами. Водночас механізм агрегації не розглядався, вплив фізико-хімічних характеристик вугілля (крім розмірності) на результати процесу не досліджувався.

Процес агломерації нафтою досліджувався декількома науковими школами з метою десульфуріації та дезолування бурого вугілля. У роботі [59] було встановлено такі технологічні фактори, що впливають на процес агломерації бурого вугілля нафтою: концентрація твердої речовини в пульпі, витрата нафтового сполучного, тривалість агломерації та тип нафти. У цьому випадку застосовували різні вуглеводневі олії – толуол, дизельне паливо та соснову олію. Теплотворна здатність зразка бурого вугілля збільшилася до 2190 ккал/кг з 1687 ккал/кг. Отримані результати підтверджують можливість очищення (видалення золи, агрегації, десульфуріації) шляхом агломерації олією не тільки кам'яного вугілля, але й бурого вугілля. Однак механізм процесу, як і у випадку з вищезазначеними дослідженнями, не досліджувався, отримані результати стосуються вугілля з низьким ступенем метаморфізму.

У першій частині дослідження [60] встановлено вплив таких факторів на підготовку бурого вугілля методом масляної агломерації: концентрація твердої фази в суспензії, витрата масляного сполучного, тип масла, рН рідкої фази. Вони, зокрема, визначають результати знезолення та десульфуріації вугілля. Фактично,

отримані результати підтвердили відомі дані [58, 59] про вирішальний вплив зазначених технологічних факторів на процес. У другій частині дослідження розглядається вплив водної фази на хід та результати процесу: озерна та морська вода (води Середземного моря, Егейського моря та води Чорного моря). Аналогічне дослідження впливу середземноморської води на десульфугацію вугілля шляхом агломерації олії було проведено з використанням як сировини суббітумінозного (довгопаливного) вугілля із Зонгулдака [61].

У третій частині дослідження [61] вивчався вплив різних солей (NaCl , MgCl_2 та FeCl_3) на агломерацію бурого вугілля. Результати агломерації показали, що використання прожареної озерної води та морської води позитивно впливає на зниження загального вмісту сірки в агломератах. Крім того, застосування NaCl , MgCl_2 та FeCl_3 у середовищі агломерації позитивно впливає на зниження вмісту золи в агломератах. Абсолютну практичну цінність у цьому дослідженні має підтвердження можливості успішного процесу агломерації вугілля не тільки у прісній воді, але й у солоній, зокрема, морській воді. Однак хімія процесів, параметричні обмеження фази солоної води не досліджувалися. Отримані результати, як і у попередньому дослідженні [59], стосуються вугілля з низьким ступенем метаморфізму.

Таким чином, багатий експериментальний матеріал достатньо чітко висвітлює ключові технологічні фактори, що впливають на процес агрегації нафти з вугілля. Основними технологічними факторами є тип і витрата нафтового зв'язувача, розмірність вихідного вугілля, величина рН водного середовища, співвідношення «вугілля:вода» у суспензії, тривалість перемішування та швидкість робочого колеса змішувача. Водночас на результати процесу олігомерації значний вплив мають характеристики вихідного збагаченого вугілля, зокрема ступінь вугіллязації, зольність, умови утворення та розміщення родовища, спосіб видобутку, умови утворення та розташування родовища тощо. Саме тому в деяких аналогічних дослідженнях виокремлюються подібні якісні тенденції щодо впливу факторів на результати збагачення вугілля

методом олігомерації. Водночас кількісні результати досліджень зазвичай відрізняються залежно від впливу зазначених факторів на показники вугільного концентрату та відходів, отриманих під час збагачення вугілля з різних родовищ і ділянок.

1.5 Аналіз роботи сепараційного обладнання

Різноманітні промислові виробничі процеси вимагають розділення газорідинних сумішей з метою очищення продуктів або вторинної переробки корисної сировини. Природний газ, який видобувається з нафтогазових свердловин, містить певну частку рідин (води або газового конденсату), які можуть блокувати трубопроводи та обладнання, а також знижувати точність контрольно-вимірювальних приладів. Ці рідини можуть також викликати корозію обладнання, трубопроводів і контрольно-вимірювальних приладів, та навіть спричиняти вібрації, які пошкоджують трубопроводи та обладнання, що впливає на нормальний видобуток і збільшує витрати на експлуатацію обладнання. Тому газорідинні суміші необхідно зневоднювати перед надходженням до станції збору. Газорідинне розділення також використовується в хімічній промисловості, на атомних електростанціях, мембранних біореакторах, для видалення пилу, утилізації відпрацьованих газів гідрування дизельного палива тощо. Особливо актуальним є вплив температури на ефективність роботи газорідинних сепараторів. В нафтогазовій галузі сепараційне обладнання в основному знаходиться під відкритим небом, тому зміна температур суттєво впливає на експлуатаційні характеристики. Це стосується як сезонних змін температури, так і її зміни протягом доби.

Очищення газу від рідких та твердих домішок, розділення гетерогенних газорідинних і трифазних сумішей – найпоширеніші процеси в нафто- і газовидобувній, нафтогазопереробній, хімічній та нафтохімічній, будівельній та інших галузях промисловості [62-64]. Обладнання, що при цьому застосовується

є різноманітні газорідинні сепаратори, які є конструктивно простими пристроями. Відділення краплинної рідини з газового потоку у сепараторах може відбуватись за рахунок відцентрової сили, сили тяжіння тощо. Перевагами цих пристроїв є низька вартість їх експлуатації, простота технічного обслуговування, оскільки у їх конструкції відсутні складні елементи та рухомі частини. Сьогодні основним завданням при вдосконаленні сепараторів є мінімізація перепаду тиску, підвищення ефективності сепарації, збільшення продуктивності та зменшення габаритних розмірів і маси [65, 66].

У роботах [67, 68] аналізуються особливості процесу сепарації потоку двофазної газорідинної суміші. Краплі рідкої фази (конденсату) формуються в потоці починаючи від джерела надходження і до самого входу в сепаратор. Для того, щоб оцінити ефективність роботи сепаратора, необхідно знати об'ємний вміст рідкої фази, середній радіус краплі та розподіл їх за розмірами. Вздовж шляху руху газу від джерела надходження до сепаратора тиск і температура неперервно змінюються. Під час руху порушується термодинамічна рівновага двофазної багатокомпонентної системи і відбувається процес масообміну між фазами.

Конденсація веде до утворення дрібних крапель, розмір яких змінюється за рахунок конденсаційного росту в умовах перенасичення і коагуляції, а також подрібнення в потоці газу. В результаті в підвідній трубі перед сепаратором встановлюється розподіл крапель за розмірами, який характеризується: вмістом рідкої фази, середнім діаметром краплі та дисперсією розподілу.

Якщо перед сепаратором відсутній пристрій попередньої конденсації, то потік газу зі встановленим розподілом потрапляє в сепаратор, в якому відбувається розділення фаз. В цьому випадку основними механізмами формування крапель в турбулентному потоці газу є процеси подрібнення і коагуляції, що протікають одночасно [67, 69, 70].

Основним параметром, який характеризує ступінь відділення рідини від газу в сепараторі, є коефіцієнт ефективності.

Коефіцієнт ефективності залежить від особливостей конструкції сепаратора, термобаричних умов, параметрів технологічної схеми, складу і фізико-хімічних властивостей газорідного потоку [71, 72].

Донедавна розробку нових конструкцій сепараційного обладнання проводили на основі практичного досвіду попередніх дослідників, а також використовуючи спрощені математичні моделі. Такий підхід вимагав значних фізичних та економічних затрат та часто не забезпечував очікуваних результатів. В сучасних умовах розвитку комп'ютерної техніки вирішення складних актуальних задач здійснюється з допомогою програмних комплексів, які дають можливість моделювати різноманітні робочі процеси та явища [73, 74, 75]. Сьогодні під час розроблення сепараційного обладнання застосовуються програми обчислювальної гідродинаміка (англ. computational fluid dynamics, CFD) [76, 77]. Завдяки розвитку комп'ютерної техніки і впровадженню програмних комплексів, таких як SolidWorks Flow Simulation, стало можливим ефективно вирішувати складні задачі проєктування, що значно підвищує точність і економічну ефективність інженерних рішень. [78, 79].

Дослідження поведінки частинок нафти в сепараторах за допомогою CFD проведено у працях [80, 81]. У роботі [80] проведене дослідження підтверджує точність засобів і методів CFD шляхом порівняння чисельних результатів з експериментальними даними. З іншого боку, автори в роботі [81] у основному представляють різні CFD дослідження сепараторів з використанням методу VOF, дійшовши висновку, що чисельний підхід має багато переваг, оскільки є економічно ефективним і гнучким щодо конструкційних змін. Крім того, використовуючи чисельні результати, оптимізація процесу сепарації призводить до покращених конструкцій сепараторів, що дає можливість вловлювати частинки рідини розміром до 10 мікрометрів [82]. У роботах [79, 83, 84] автори застосовують інструменти CFD для дослідження руху потоку через сепаратор з різними конструкціями входу, дійшовши висновку, що методи CFD є

ефективним інструментом для оцінки продуктивності та процесів оптимізації конструкції сепаратора.

Висновки до розділу та постановка задач досліджень

Проведений аналіз дозволяє зробити такі висновки:

1. Нафтогазова галузь є одним із найбільш енергоємних секторів економіки, в якому витрати теплової енергії на підтримання необхідного температурного режиму технологічного обладнання становлять від 15 до 30% від загального обсягу споживаних енергоресурсів. Існуючий потенціал енергоефективності є значним і може бути реалізований через комплекс технічних та організаційних заходів.

2. Експлуатація нафтогазового обладнання в умовах від'ємних температур супроводжується замерзанням ліній пневматичного керування, кристалізацією рідин у сепараторах, інтенсифікацією парафіновідкладення, погіршенням ефективності газорідинного сепараційного обладнання та зростанням гідравлічного опору трубопровідних систем, що в сукупності суттєво знижує надійність і ефективність виробничих процесів.

3. Сучасні підходи до теплозабезпечення нафтогазового обладнання поєднують пасивну теплоізоляцію та активні системи обігріву. Жоден із розглянутих типів теплогенеруючого обладнання, а саме твердопаливні, газові, рідкопаливні та електричні котли, теплові насоси не є універсальним рішенням для широкого діапазону умов експлуатації. Перспективним напрямом є розробка вдосконалених конструкцій теплогенераторів, зокрема кавітаційного типу.

4. Температурний фактор є одним із визначальних чинників виникнення аварійних ситуацій на нафтогазових об'єктах. Утворення гідратних і парафінових відкладень за умов зниженої температури здатне спричинити накопичення надмірного тиску в окремих ділянках системи і стати початковою стадією розвитку фонтанної аварії. Підігрівання елементів обладнання є не лише

допоміжним, а й важливим профілактичним заходом у системі запобігання таким аваріям.

5. Дрібнодисперсні фракції вугілля (до 50–60% видобутку) погано піддаються традиційним методам збагачення, особливо частинки менше 0,05 мм [47–49]. Найперспективнішим рішенням є селективна масляна агрегація, що підвищує теплотворність вугілля до 6 257 ккал/кг і знижує вміст золи до 2,8% [50–61], проте гідродинамічні параметри суспензії в існуючих дослідженнях не враховувались. У контексті дисертації такий метод розглядається як спосіб отримання якісного палива для твердопаливних котлів обігріву нафтогазового обладнання у віддалених районах в умовах низьких температур.

6. Ефективність газорідного сепараційного обладнання суттєво залежить від фізико-хімічних властивостей розділюваних середовищ та температурних умов експлуатації. Зміна густини та в'язкості розділюваних фаз внаслідок зниження температури навколишнього середовища безпосередньо погіршує показники сепарації, що потребує підтримання стабільного теплового режиму роботи сепараторів.

На основі аналізу сформульовано **мету і задачі досліджень**.

Мета дослідження. Підвищення енергоефективності, надійності та екологічної безпеки нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом розроблення та наукового обґрунтування нових технічних рішень, математичних моделей і методик дослідження теплогідродинамічних процесів у теплотехнічних і сепараційних системах нафтогазової галузі.

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

1. проаналізувати способи, методи і засоби теплозабезпечення елементів нафтогазового обладнання, встановити їх обмеження щодо застосування в умовах низьких температур, а також визначити вплив температурного чинника на надійність і безпеку роботи нафтогазових об'єктів;

2. розробити та дослідити конструкцію енергоефективного котла, визначити його енергетичні характеристики, провести порівняльний аналіз з існуючими типами теплогенеруючого обладнання;

3. розробити та верифікувати математичну модель витоку нафти з відкритої свердловини і її поширення на поверхні землі з урахуванням одночасного впливу поглинання ґрунтом, випаровування, та рельєфу;

4. дослідити закономірності руху в'язкопластичної промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу та встановити зв'язок між параметрами газорідинної суміші і геометрією апарата з метою підвищення ефективності дегазації промивної рідини, що використовується під час експлуатації нафтогазового обладнання;

5. обґрунтувати раціональні геометричні параметри насадка як елемента сепаратора для зменшення об'ємного вмісту газу в промивній рідині, що сприяє підвищенню надійності та ефективності функціонування нафтогазового обладнання;

6. дослідити процес масляної агрегації вугілля та визначити раціональні параметри процесу для забезпечення максимального вилучення органічної складової з вугільної сировини з метою отримання альтернативного палива для котлів обігріву нафтогазового обладнання у віддалених районах.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКИ АНАЛІЗУ, ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Вирішення задач підвищення енергоефективності та надійності нафтогазового обладнання в умовах низьких температур потребує застосування науково обґрунтованих методик дослідження, що поєднують теоретичний аналіз, експериментальні випробування та сучасні засоби числового моделювання. Лише комплексний підхід дозволяє отримати достовірні результати, придатні для практичного використання при проєктуванні та вдосконаленні технологічного обладнання галузі.

У другому розділі викладено методичну базу досліджень, що використовується в дисертаційній роботі. Описано підходи до моніторингу технічного стану нафтогазового обладнання та визначення чинників, що впливають на ймовірність виникнення екологічно небезпечних ситуацій. Представлено методику визначення ефективності розроблених енергоефективних котлів типу ESB, що включає теоретичні розрахунки та експериментальні дослідження в реальних умовах експлуатації. Проведено порівняльний аналіз опалювального обладнання різних типів та обґрунтовано конструктивні рішення, що забезпечують підвищену енергоефективність котлів ESB. Окремо викладено методику імітаційного моделювання газорідинного сепаратора методом скінченних елементів у середовищі SolidWorks Flow Simulation, що є основою для чисельного дослідження гідродинамічних процесів у сепараційному обладнанні.

2.1 Моніторинг стану нафтогазового обладнання

Нафтогазова галузь як в Україні, так і у світі, належить до найбільш екологічно небезпечних видів промисловості. Усі технологічні процеси нафтової

та газової промисловості, такі як розвідування, буріння свердловин, видобування, транспортування, зберігання та подальша переробка нафти і газу можуть негативно впливати на екологічний стан довкілля [85].

Досліджували основне обладнання бурових установок, однак особливу увагу приділено обладнанню для очищення промивальних рідин, обладнанню для обертання бурильної колони (вертлюгам, роторам) та газонафтопромисловим сепараторам різного призначення.

На бурових підприємствах України основними причинами виникнення ситуацій, небезпечних для довкілля та обслуговуючого персоналу, є застаріле обладнання й технологія виробництва, а також висока енерго- та матеріаломісткість, яка в окремих випадках перевищує відповідні показники розвинених країн у два-три рази.

Слід також зазначити, що сучасний стан нафтогазової галузі України характеризується тим, що значна частина обладнання вже відпрацювала проектний термін служби, а інша частина не вичерпала свій ресурс через незадовільний рівень технічного обслуговування. Тому оптимальним шляхом вирішення цієї проблеми є диференційований підхід до прийняття рішень.

На рисунку 2.1 наведено структурну схему впливу різних чинників на ймовірність виникнення екологічно небезпечних ситуацій у нафтогазовій галузі, пов'язаних зі станом обладнання, а також представлено рекомендації щодо підвищення рівня екологічної безпеки.

Запропонована структурна схема може бути доповнена та вдосконалена, а наведені рекомендації – у подальшому деталізовані.

Для зниження ймовірності виникнення критичних ситуацій з точки зору екологічної безпеки довкілля та охорони праці в нафтогазовій галузі, пов'язаних із технічним станом обладнання та механізмів, необхідно:

- визначити найвідповідальніші технічні об'єкти та виявити в них найнебезпечніші місця;

- своєчасно проводити ревізію та діагностування технічного стану найвідповідальніших об'єктів;
- невідкладно усувати виявлені дефекти та негативні явища в роботі обладнання, не обмежуючи фінансування цих заходів;
- постійно підвищувати кваліфікацію та виконавську дисципліну обслуговуючого персоналу;
- здійснювати своєчасну заміну фізично та морально застарілого обладнання;
- заохочувати розроблення та впровадження нових високоефективних технічних засобів і технологій.

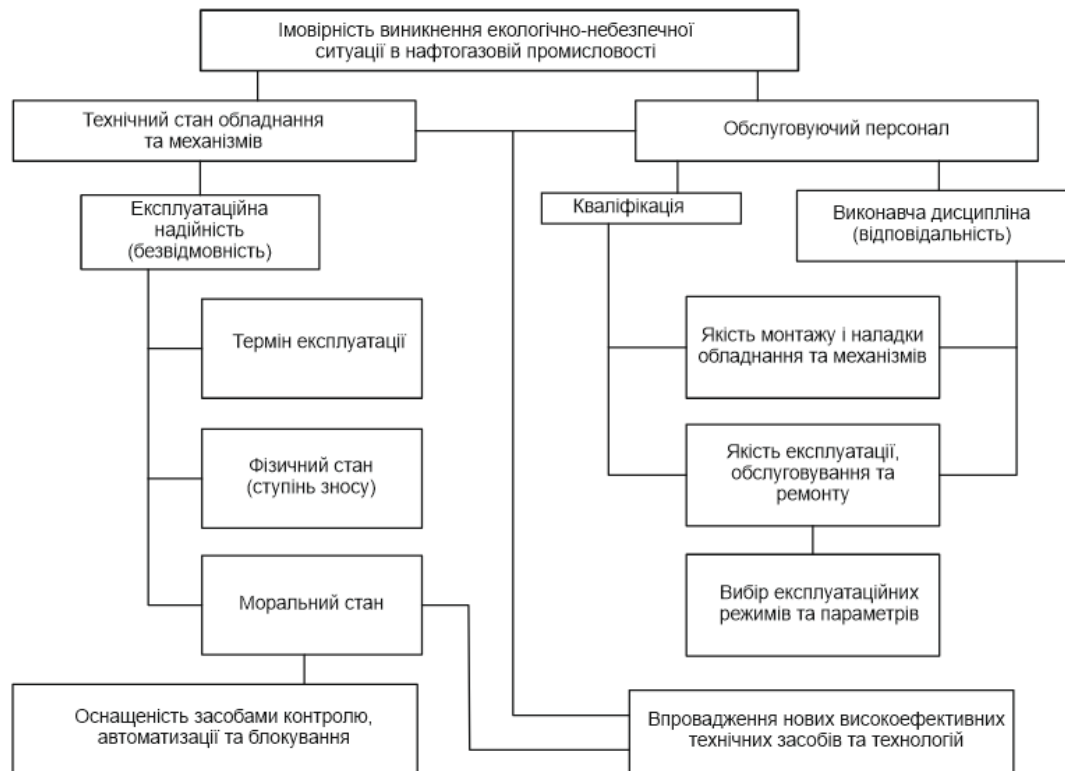


Рисунок 2.1 – Структурна схеми впливу різних чинників на ймовірність виникнення екологічно небезпечної ситуації в нафтогазовій галузі

Реалізація зазначених заходів дозволить суттєво знизити ймовірність виникнення критичних ситуацій, а саме: скоротити витрати на ліквідацію аварій

та їхніх наслідків, зменшити кількість простоїв, підвищити продуктивність і покращити основні якісні показники роботи нафтогазової галузі в цілому.

2.2 Методика дослідження розроблених конструкцій котлів ESB

Методика дослідження розроблених конструкцій енергоефективних котлів типу ESB ґрунтується на системному підході, що передбачає поєднання теоретичних, розрахункових, експериментальних та чисельних методів аналізу. Такий підхід забезпечує комплексне дослідження процесів теплообміну, гідродинаміки та енергоспоживання, що відбуваються у котлах, а також дозволяє обґрунтувати їх конструктивні та режимні параметри з урахуванням реальних умов експлуатації в нафтогазовій галузі.

На початковому етапі проводиться аналіз конструктивних особливостей котлів ESB. Досліджується геометрія корпусу, конфігурація теплообмінних поверхонь, тип і розташування нагрівальних елементів, а також особливості циркуляції теплоносія. Особлива увага приділяється інтенсифікації процесів теплопередачі, яка досягається за рахунок раціонального розміщення нагрівальних елементів, створення вихрових потоків, використання кавітаційних ефектів та інших конструктивних рішень. На цьому ж етапі визначаються основні параметри, що підлягають дослідженню: потужність котла, витрата теплоносія, температурний режим, коефіцієнти теплопередачі та гідравлічні характеристики.

Другий етап передбачає проведення теоретичних та аналітичних досліджень. Виконується складання теплового балансу котла, який включає визначення підведеної теплової енергії, корисно використаної енергії та теплових втрат (через стінки, з теплоносієм, внаслідок випромінювання та конвекції). На основі цього визначається коефіцієнт корисної дії котла. Розрахунки здійснюються із використанням рівнянь теплопередачі, зокрема рівнянь конвективного та теплопровідного теплообміну, а також рівнянь руху

рідини. Додатково визначаються критерії подібності (числа Рейнольдса, Нуссельта, Прандтля), що дозволяє оцінити режим течії теплоносія та інтенсивність теплопередачі.

Третій етап включає побудову імітаційних (чисельних) моделей процесів, що відбуваються в котлі. Для цього можуть використовуватися сучасні програмні засоби, які дозволяють моделювати розподіл температур, швидкостей та тиску у внутрішньому об'ємі котла. Імітаційне моделювання дає можливість дослідити вплив конструктивних змін на ефективність роботи без проведення великої кількості фізичних експериментів. Особливо важливим є аналіз зон локального перегріву, застійних зон, а також нерівномірності розподілу температур, що можуть негативно впливати на довговічність обладнання.

Четвертий етап передбачає проведення експериментальних досліджень. Для цього створюється експериментальна установка, яка включає досліджуваний котел ESB, систему циркуляції теплоносія, ємності для теплоносія, регулюючу та запірну арматуру, а також комплекс вимірювальних приладів. Вимірювальна система включає термопари або термометри опору для вимірювання температури, витратоміри для визначення витрати рідини, манометри для контролю тиску та електролічильники для визначення споживаної потужності. Всі вимірювання виконуються у встановлених режимах роботи з фіксацією параметрів у часі.

Під час експериментальних досліджень визначаються основні експлуатаційні характеристики котлів: швидкість нагріву теплоносія, стабільність температурного режиму, рівень енергоспоживання, тривалість виходу на робочий режим, а також поведінка системи при зміні навантаження. Дослідження проводяться при різних режимах роботи, що дозволяє отримати повну картину функціонування котла.

На п'ятому етапі здійснюється варіювання конструктивних і режимних параметрів. Зокрема, досліджується вплив потужності нагрівальних елементів, їх розташування, швидкості руху теплоносія, геометричних розмірів теплообмінної

камери, а також застосування додаткових пристроїв (кавітаційних генераторів, флуктаційних колон тощо). Це дозволяє встановити оптимальні параметри, за яких досягається максимальна ефективність при мінімальних енерговитратах.

Окремо проводиться дослідження процесів інтенсифікації теплопередачі. Вивчається вплив індукційного нагріву, вихрових потоків і кавітаційних явищ на швидкість нагріву теплоносія та загальну ефективність системи. Встановлюється, що використання таких ефектів дозволяє значно підвищити коефіцієнти теплопередачі та скоротити час нагрівання.

На завершальному етапі виконується обробка результатів досліджень. Проводиться статистичний аналіз отриманих даних, перевіряється відтворюваність результатів. Отримані залежності узагальнюються у вигляді графіків і емпіричних формул. Виконується порівняння отриманих результатів із характеристиками існуючих аналогів, що дозволяє оцінити переваги розроблених конструкцій.

Додатково проводиться оцінка економічної ефективності використання котлів ESB, яка включає аналіз витрат енергії, вартості обладнання, терміну окупності та експлуатаційних витрат. Це дозволяє обґрунтувати доцільність впровадження розроблених рішень у виробництво.

Таким чином, запропонована методика дослідження забезпечує комплексне вивчення процесів, що відбуваються у котлах ESB, дозволяє визначити їх оптимальні конструктивні та режимні параметри, а також підтвердити їх високу енергоефективність і доцільність використання в нафтогазовій галузі.

2.3 Визначення ефективності котлів ESB

Для розрахунку ефективності розроблених нових енергоефективних котлів введено таку систему позначень в технічній документації: *Котел енергозберігаючий / Energy Saving Boiler ESB 1-1,4/220-100-135/89-D-1-S-T*, де:

1 – модель; 1,4 – номінальна потужність (кВт); 220 – розрахункова номінальна напруга (В); 100 – орієнтовна площа обігріву (м²); 135 – діаметр нагрівальної колони (мм); 89 – діаметр флуктуаційної колони (мм); D (double) – двоконтурне виконання; 1 – односекційна конструкція; S (short) – короткий варіант; T (ten) – з тенним нагрівачем та вбудованою циркуляційною помпою.

За основу теоретичних і експериментальних досліджень взято режими систем обігріву приміщення площею 160 м², висотою 3,2 м та об'ємом 512 м³. Дослідження тривали протягом шестимісячного опалювального сезону, з яких три місяці (зимовий період) котел працював безперервно на повну потужність, а три місяці (осінньо-весняний період) – у режимі 50% завантаження (12 годин на добу). Розрахункова температура в приміщенні становила 22 °С, необхідна теплова потужність – 16 кВт.

2.4 Порівняльний аналіз опалювального обладнання різних типів

З метою всебічного оцінювання ефективності розробленого котла ESB проведено порівняльний аналіз п'яти типів опалювального обладнання: електричних котлів, рідкопаливних котлів (дизельне паливо), газових котлів, твердопаливних котлів (дрова) та теплових насосів. Для всіх типів обладнання розрахунки виконано для однакових умов – обігрів приміщення площею 160 м² (об'єм 512 м³) з теплопотребою 16 кВт.

Електричні котли перетворюють електричну енергію безпосередньо на теплову з ККД, близьким до 100%. Проте висока вартість електроенергії та необхідність підключення до трифазної мережі 380 В для забезпечення потужності 16 кВт є суттєвими обмеженнями. За розрахунковими даними, середнє споживання електроенергії на підтримання теплового режиму в досліджуваному приміщенні становить 10,87 кВт/год, що зумовлює найвищу серед усіх розглянутих типів питому потужність на одиницю площі та об'єму.

Рідкопаливні котли працюють на дизельному паливі з питомою теплотою згоряння $9,33 \text{ кВт}\cdot\text{год/л}$ та умовним ККД 85%. Вони забезпечують стабільний температурний режим, однак характеризуються найвищою вартістю одиниці енергоносія серед усіх розглянутих варіантів, що формує найбільші місячні експлуатаційні витрати – майже в 5,5 рази вищі, ніж у котла ESB.

Газові котли, за наявності магістрального газопостачання, є одним із найбільш поширених рішень для промислового опалення. Природний газ марки G20 має питому теплоту згоряння $9,00 \text{ кВт}\cdot\text{год/м}^3$. Місячні витрати на газове опалення є помірними, однак суттєво залежать від тарифної політики та доступності газової інфраструктури.

Твердопаливні котли на сухих дровах з питомою теплотою згоряння $2,78 \text{ кВт}\cdot\text{год/кг}$ потребують найбільшого споживання палива в фізичному вимірі (кілограмах). Незважаючи на відносно низьку вартість одного кілограму твердого палива, необхідність зберігання значних обсягів (понад 3 400 кг на місяць) та найвища питома споживана потужність роблять цей варіант найменш ефективним з енергетичної точки зору.

Теплові насоси забезпечують суттєву економію електроенергії завдяки використанню низькопотенційної теплоти навколишнього середовища. Для передачі $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ теплової енергії в систему опалення тепловий насос витрачає лише $0,20\text{--}0,35 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ електроенергії, що відповідає коефіцієнту перетворення (COP) на рівні $2,86\text{--}5,00$. За розрахунковими показниками тепловий насос посідає друге місце за ефективністю серед розглянутих типів обладнання.

Розроблений енергоефективний котел ESB досліджувався експериментально. Для підтримання температури 22°C в приміщенні площею 160 м^2 використовувався котел потужністю 5 кВт ; показання електричного лічильника зафіксували фактичне споживання $3,7 \text{ кВт}\cdot\text{год}$. Це свідчить про те, що для генерування $1 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ теплової енергії котел ESB витрачає лише $0,232 \text{ кВт}\cdot\text{год}$ електроенергії, що відповідає умовному коефіцієнту ефективності близько 4,32. Порівняно з тепловим насосом, котел ESB демонструє вищу

питому ефективність при значно простішій конструкції та менших первинних капіталовкладеннях. Питома потужність обігріву на 1 м² у котла ESB (23,13 Вт/м²) є найменшою серед усіх розглянутих типів обладнання і в 1,15 рази нижчою, ніж у теплового насоса, та в 3,64 рази нижчою, ніж у твердопаливного котла. Систематизовані результати порівняльного аналізу наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Зведені порівняльні характеристики опалювального обладнання для приміщення 160 м²

№	Показник	Електр котел	Рідкопал котел	Газовий котел	Твердопа ливний котел	Тепловий насос	Котел ESB
1	Метод визначення	Розрахунок					Експери -мент
2	Встановлена потужність, кВт	16	16	16	16	16	5
3	Фактична витрата енергії, кВт/год	10,87	12,50	12,02	13,49	4,25	3,70
4	Вид енергоносія	Електро енергія	Диз. паливо	Природн ий газ	Дрова	Електро енергія	Електро енергія
5	Питома потужність на 1 м ² , Вт/м ²	67,93	78,20	75,13	84,33	26,56	23,13
6	Питома потужність на 1 м ³ , Вт/м ³	21,23	24,42	23,48	26,35	8,30	7,23
7	Витрата енергоносія на місяць	8 736 кВт	960,96 л	960,96 м ³	3 494,4 кг	3 057,6 кВт	2 664 кВт
8	Вартість місячного енергоносія, грн/міс	13 104	22 102	7 765	6 360	4 586	3 996
9	Вартість опалення 1 м ² , грн/міс	81,90	138,14	48,53	39,75	28,67	24,98
10	Вартість опалення 1 м ³ , грн/міс	25,59	43,17	15,17	12,43	8,96	7,81

Примітка. Вартісні показники наведено за цінами станом на 01.08.2015р.: електроенергія – 1,5 грн/кВт·год; дизельне паливо – 23 грн/л; природний газ – 8,08 грн/м³; тверде паливо – 1,82 грн/кг; курс долара – 23 грн/1 USD.

Порівняльний аналіз свідчить про те, що розроблений котел ESB демонструє найкращі показники енергоефективності серед усіх розглянутих типів опалювального обладнання. Його фактична питома витрата енергії (3,70 кВт/год) є на 13% нижчою, ніж у теплового насоса (4,25 кВт/год), і в 3,65 рази нижчою, ніж у твердопаливного котла. Місячні експлуатаційні витрати на

опалення 160 м² при застосуванні котла ESB є найнижчими і становлять 3 996 грн/міс, що в 1,15 рази менше, ніж для теплового насоса, і в 5,53 рази менше, ніж для рідкопаливного котла. Отримані результати підтверджують доцільність застосування котлів ESB для теплозабезпечення об'єктів нафтогазової галузі та інших промислових підприємств з метою підвищення енергоефективності виробничих процесів.

На рисунках 2,3-2,4 наведені порівняльні діаграми витрат теплової енергії.

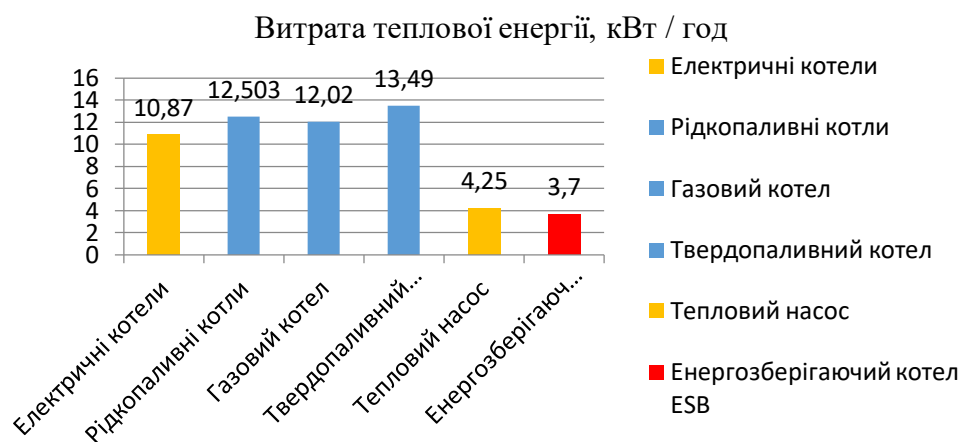


Рисунок 2.2 - Порівняльна діаграма витрат теплової енергії за 1 год для обігріву площі 160м²

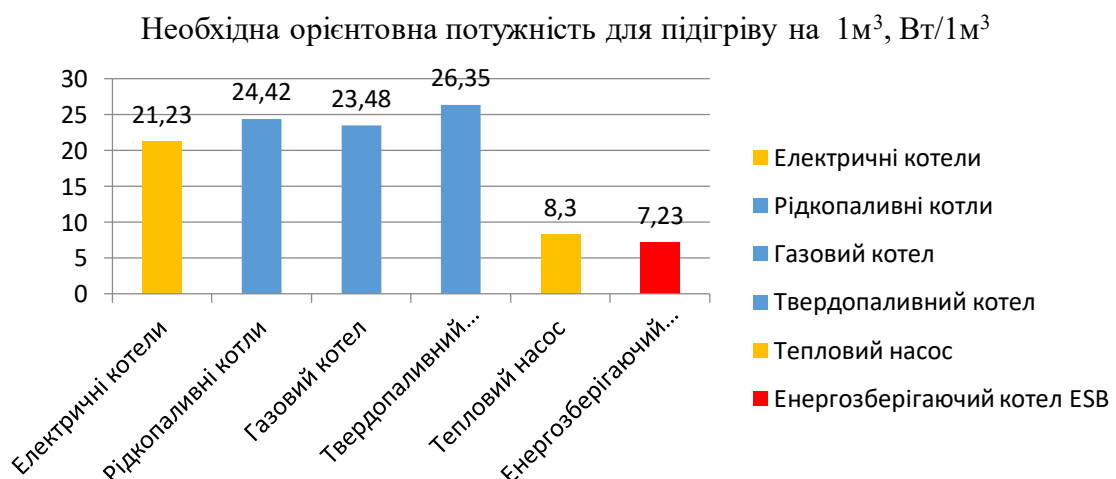


Рисунок 2.3 - Порівняльна діаграма витрат теплової енергії за 1 год для обігріву площі 1м³

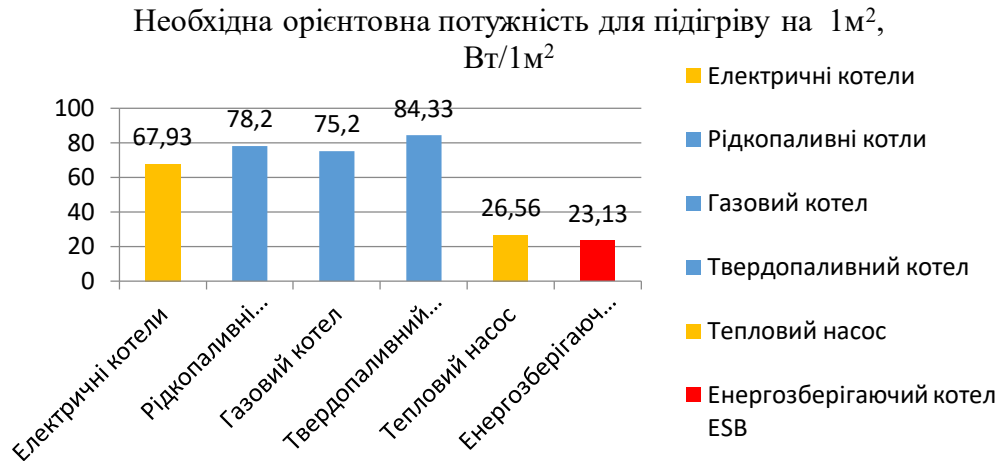


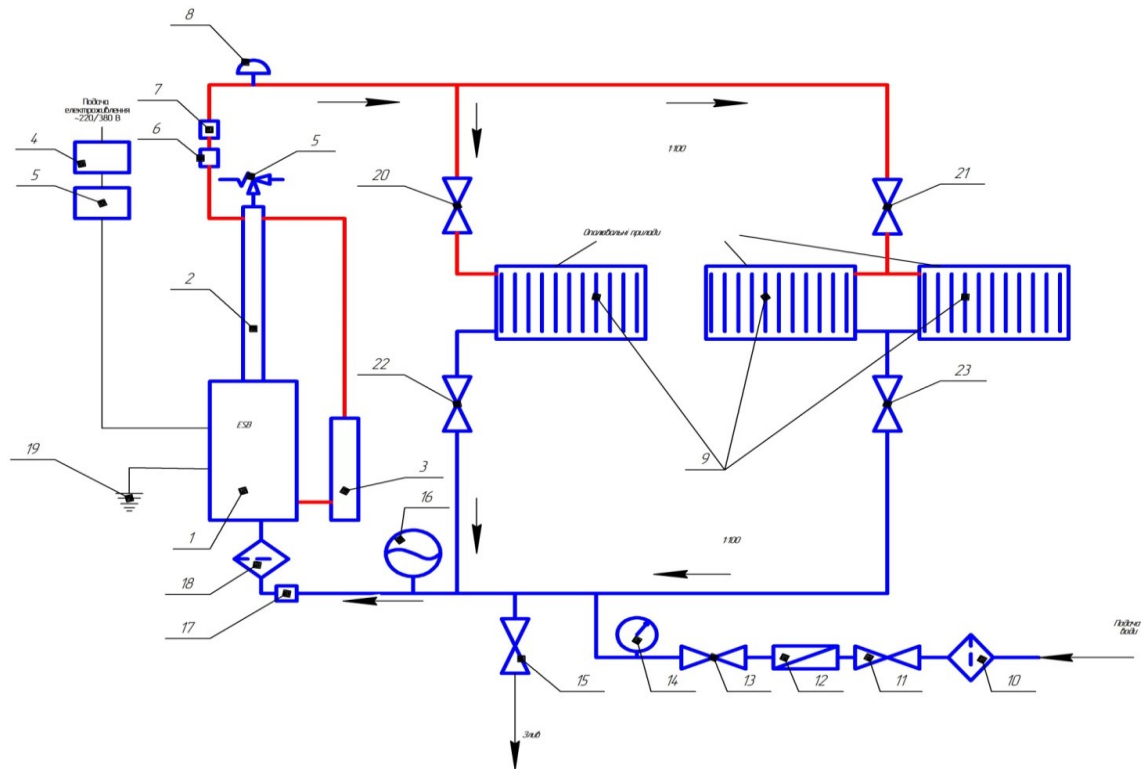
Рисунок 2.4 – Порівняльна діаграма витрат теплової енергії за 1 год для обігріву площі 1м^2

Враховуючи результати проведених експериментів, розрахунків і діаграм можна зробити висновок, що для обігріву приміщення 160 м^2 доцільно використовувати енергоефективний котел ESB потужністю 5кВт.

2.4 Конструктивні варіанти та технічні характеристики котлів ESB

Розроблений енергоефективний котел ESB це – електричний водогрійний апарат оригінальної конструкції, принципова схема обігріву енергоефективним котлом ESB наведена на рисунку 2.5.

Схема включає підсилюючий нагрівальний блок, флуктуаційну (підсилюючу нагрівальну) колону, нагрівальний блок, контролюючі прилади витрат електроенергії, температури вихідної та зворотної теплової лінії, а також прилад обліку отриманої теплоти. Крім того, до складу системи входять запобіжний та повітряний клапани, зворотний клапан, манометр, розширювальний бак, фільтри, запірна арматура та заземлення. Обігрівальні батареї (у кількості трьох) є кінцевими елементами системи теплорозподілу.



1 – підсилюючий нагрівальний блок; 2 – флуктуаційна колона; 3 – нагрівальний блок; 4 – контролюючий прилад електровитрат; 5 – запобіжний клапан; 6 – прилад контролю температури; 7 – прилад контролю тепла; 8 – клапан повітряний; 9 – обігрівачі батареї; 10, 18 – фільтр; 11, 13, 15, 20, 21, 22, 23 – запірний елемент; 12 – зворотній клапан; 14 – манометр; 16 – бак розширювальний; 17 – прилад контролю температури зворотньої теплової лінії; 19 – заземлення

Рисунок 2.5 – Принципова схема обігріву енергоефективним котлом ESB

Конструктивно котел ESB може виконуватися у кількох варіантах: з однією довгою або двома довгими флуктуаційними колонами; з однією короткою або двома короткими флуктуаційними колонами. Як нагрівальні елементи використовуються трубчасті електронагрівачі (ТЕН) або індукційні нагрівачі різноманітних конструктивних виконань. Така варіативність дозволяє адаптувати конструкцію до конкретних умов застосування та вимог замовника.

Основні технічні характеристики котлів ESB п'яти типорозмірів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Основні технічні дані енергоефективних котлів ESB

Назва параметрів	Тип котла/ значення				
	1	2	3	4	5
Напруга живлення, В, $\pm 10\%$	110/220	110/220	110/220	110/220	110/220
Орієнтовна площа обігріву, м ²	до 70	100	130	150	200
Частота с груму, Гц	50 або 60				
Тип нагрівача	ТЕН або індукційні				
Номінальна споживана потужність ТЕН, кВт:	1,4	1,7	3	5	6
1-й ступінь	0,7	0,7	1,5	2	3
2-й ступінь	0,7	1	1,5	3	3
Номінальна споживана потужність індукційні, кВт:	1	1,2	2,1	3,5	4,2

Діапазон типорозмірів охоплює площі обігріву від 70 до 200 м², що дозволяє застосовувати котли ESB як для окремих виробничих приміщень, так і для обігріву об'єктів нафтогазової галузі більшої площі шляхом каскадного підключення кількох апаратів.

2.5 Чинники, що забезпечують підвищену енергоефективність котлів ESB

За результатами порівняльного аналізу встановлено, що котел ESB перевершує всі розглянуті аналоги за показниками питомого енергоспоживання та експлуатаційних витрат. Зокрема, за витратою теплової енергії котел ESB ефективніший: у 1,15 рази порівняно з тепловим насосом; у 2,93 рази – порівняно з електричним котлом; у 3,25 рази – порівняно з газовим котлом; у 3,38 рази – порівняно з рідкопаливним котлом; у 3,65 рази – порівняно з твердопаливним котлом.

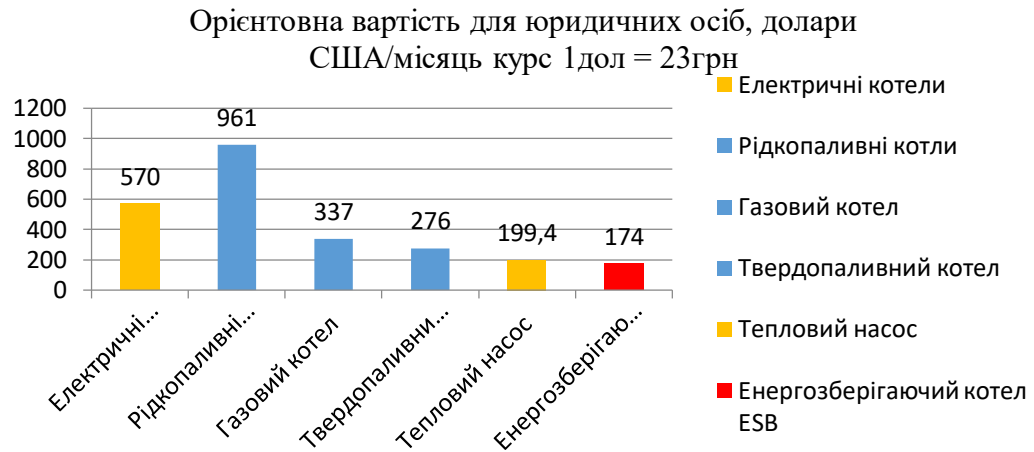


Рисунок 2.6 – Порівняльна діаграма витрат в місяць на опалення приміщення 160м², дол США

Досягнення таких показників забезпечується комплексом конструктивно-технологічних рішень, основними з яких є:

- застосування індукційних нагрівачів або спеціальних ТЕН з підвищеною тепловіддачею;
- використання оригінального способу змішування та подачі теплоносія, що оптимізує гідродинаміку потоку в контурі опалення;
- впровадження раціонального двоступеневого режиму роботи нагрівальних елементів, що дозволяє точно підтримувати задану температуру при мінімальних витратах електроенергії;
- застосування флуктуаційної колони як ключового конструктивного елемента, що інтенсифікує теплообмін між нагрівальним елементом і теплоносієм;
- оригінальне просторове розташування підігрівальних елементів відносно теплоносія, що забезпечує рівномірний та ефективний теплообмін;
- періодичне підключення підсилюючого нагрівального блоку в режимі максимального теплового навантаження (в умовах найнижчих зовнішніх температур).

Поєднання перелічених технічних рішень дозволило досягти фактичної питомої потужності котла ESB на рівні 23,13 Вт/м², що є найнижчим значенням серед усіх розглянутих типів опалювального обладнання та підтверджує ефективність запропонованої конструкції для застосування в системах теплопостачання нафтогазових підприємств.

2.5 Методика імітаційного моделювання сепаратора з кожухом охолодження

Методика імітаційного моделювання сепаратора методом скінченних елементів у середовищі SolidWorks Flow Simulation базується на чисельному розв'язанні рівнянь руху рідини і газу з урахуванням геометрії апарата, фізичних властивостей середовищ і граничних умов. Такий підхід дозволяє дослідити процеси розділення фаз, розподіл швидкостей, тиску та температури, а також оцінити ефективність конструкції без проведення дорогих експериментів.

На початковому етапі формується тривимірна геометрична модель сепаратора у середовищі SolidWorks. Модель повинна максимально точно відображати реальну конструкцію апарата: корпус, входні та вихідні патрубки, внутрішні елементи (відбійники, сітки, перегородки, краплевловлювачі тощо). При цьому допускається певне спрощення геометрії для зменшення обчислювальних витрат, однак без втрати фізичної сутності процесів.

Після створення геометрії виконується підготовка розрахункової області. Вона може включати як внутрішній об'єм сепаратора, так і прилеглі ділянки трубопроводів для коректного задання граничних умов. Далі задаються властивості робочого середовища: густина, в'язкість, теплоємність, а також багатофазність потоку (наприклад, газ–рідина). У випадку сепараторів особливо важливо враховувати наявність дисперсної фази – крапель рідини в газовому потоці.

Наступним кроком є генерація сітки скінченних елементів. У SolidWorks Flow Simulation використовується автоматизована адаптивна сітка, яка

згущується в зонах із великими градієнтами параметрів (поблизу стінок, у зоні входу потоку, біля внутрішніх елементів). Якість сітки суттєво впливає на точність результатів, тому важливо забезпечити достатню деталізацію в критичних областях, не перевантажуючи при цьому модель зайвими елементами.

Після побудови сітки задаються граничні та початкові умови. До основних граничних умов належать:

- витрата або швидкість потоку на вході;
- тиск на виході;
- температура робочого середовища;
- умови на стінках (шорсткість, теплообмін, адіабатичність тощо).

Також визначаються параметри турбулентності, оскільки більшість потоків у сепараторах є турбулентними. Програма використовує відповідні математичні моделі турбулентності для опису таких процесів.

Після налаштування моделі запускається чисельний розрахунок, який полягає у розв'язанні системи рівнянь збереження маси, імпульсу та енергії. У ході ітераційного процесу визначаються поля швидкостей, тисків і температур, а також траєкторії руху частинок дисперсної фази. Це дозволяє оцінити, як краплі рідини осаджуються на стінках або вловлюються внутрішніми елементами сепаратора.

Особливу увагу приділяють аналізу результатів моделювання. Візуалізація у SolidWorks Flow Simulation дає змогу отримати:

- поля швидкостей і визначити зони застою або рециркуляції;
- розподіл тиску, що важливо для оцінки гідравлічних втрат;
- траєкторії частинок, які показують ефективність сепарації;
- розподіл температури (за необхідності).

На основі отриманих результатів можна виявити недоліки конструкції, наприклад, нерівномірний розподіл потоку, наявність зон вторинного підхоплення крапель або надмірні втрати тиску. Це дає можливість оптимізувати

конструкцію сепаратора: змінити геометрію внутрішніх елементів, їх розташування або параметри роботи.

Завершальним етапом методики є перевірка достовірності результатів. Вона може включати порівняння з аналітичними розрахунками, експериментальними даними або результатами інших чисельних моделей. Також часто проводять дослідження збіжності сітки – перевіряють, як змінюються результати при її уточненні.

Таким чином, імітаційне моделювання сепаратора методом скінченних елементів у середовищі SolidWorks Flow Simulation є потужним інструментом для дослідження складних гідродинамічних процесів. Воно дозволяє не лише аналізувати роботу існуючих конструкцій, але й обґрунтовано вдосконалювати їх, підвищуючи ефективність сепарації та надійність експлуатації обладнання.

Висновки до розділу

1. Розроблену структурну схему впливу різних чинників на ймовірність виникнення екологічно небезпечних ситуацій у нафтогазовій галузі використано для систематизації основних причин аварій та визначення пріоритетних напрямів підвищення безпеки. Встановлено, що ключовими факторами є технічний стан обладнання, рівень його зношеності, якість обслуговування та організація експлуатації. Аналіз схеми дозволяє обґрунтувати необхідність своєчасної діагностики, модернізації обладнання та впровадження сучасних технологічних рішень, що спрямовані на зниження ризику виникнення аварійних та екологічно небезпечних ситуацій.

2. Розроблено та обґрунтовано методику визначення ефективності енергоефективних котлів типу ESB, що поєднує теоретичні розрахунки теплових балансів для п'яти типів опалювального обладнання та шестимісячні експериментальні дослідження в умовах реального опалювального сезону для приміщення площею 160 м². Методика включає визначення питомої витрати

теплової енергії, питомої потужності на одиницю площі та об'єму, а також порівняльний аналіз місячних експлуатаційних витрат.

3. За результатами порівняльного аналізу встановлено, що розроблений котел ESB демонструє найвищу енергоефективність серед усіх розглянутих типів опалювального обладнання. Фактична питома витрата енергії котла ESB становить 3,70 кВт/год, що на 13% нижче, ніж у теплового насоса, і в 3,65 рази нижче, ніж у твердопаливного котла. Питома потужність обігріву на 1 м² (23,13 Вт/м²) є мінімальною серед усіх досліджених типів. Місячні експлуатаційні витрати при застосуванні котла ESB є найнижчими та становлять 3 996 грн/міс, що в 5,53 рази менше, ніж для рідкопаливного котла.

4. Розроблено методику імітаційного моделювання сепаратора методом скінченних елементів у середовищі SolidWorks Flow Simulation, що базується на чисельному аналізі багатофазного потоку з урахуванням геометрії апарата та граничних умов. Методика охоплює створення моделі, побудову сітки, задання параметрів потоку та виконання розрахунку з подальшим аналізом результатів. Вона дозволяє оцінювати ефективність сепарації та вдосконалювати конструкцію без проведення експериментів.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОДИНАМІЧНИХ, ТЕПЛООБМІННИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У ПРОМИСЛОВИХ СИСТЕМАХ

Підвищення надійності та екологічної безпеки нафтогазових об'єктів нерозривно пов'язане з вирішенням комплексу задач, що охоплюють як прогнозування та мінімізацію наслідків аварійних ситуацій, так і забезпечення ефективної роботи технологічного обладнання в різноманітних режимах експлуатації. Аварійні розливи нафти під час відкритого фонтанування свердловин, насичення промивної рідини газом у процесі буріння, а також необхідність ефективного теплозабезпечення технологічних систем є взаємопов'язаними проблемами, вирішення яких потребує застосування сучасних математичних методів і засобів імітаційного моделювання.

У третьому розділі проведено комплексні дослідження гідродинамічних, теплообмінних та екологічних процесів у промислових системах нафтогазової галузі. Розроблено та вдосконалено математичні моделі витоку нафти зі свердловини і її поширення на поверхні землі, створено програмно-моделюючий комплекс для прогнозування та оцінки наслідків аварійних розливів. Досліджено гідродинамічні процеси руху промивної рідини у камері дегазатора гідроциклонного типу та через насадок сепаратора дегазації бурового розчину, що дозволяє здійснювати науково обґрунтований підбір оптимальних конструктивних параметрів і режимів роботи цього обладнання.

3.1 Програмне забезпечення та інструменти моделювання для оцінки екологічних наслідків витоку нафти з нафтових свердловин

Нафтова промисловість є складним об'єктом підвищеної екологічної небезпеки. Нафтові об'єкти становлять загрозу для навколишнього середовища, здоров'я та добробуту майбутніх поколінь. Спорудження та експлуатація

нафтових свердловин супроводжуються впливом на всі елементи природного середовища: атмосферне повітря, ґрунт і рослинність, поверхневі водойми, геологічне середовище (підземні води, гірські породи, ґрунти тощо), біоту. На більшості етапів «життєвого циклу» нафтовидобувних об'єктів присутні високотоксичні та небезпечні речовини.

Використання сучасних технологій для експлуатації нафтових свердловин та суворе дотримання вимог безпеки не гарантують відсутності надзвичайних ситуацій, пов'язаних з аварійними розливами нафти. Для ефективного запобігання таким надзвичайним ситуаціям необхідно здійснювати їх профілактичне прогнозування. Це включає визначення площі забруднення та відповідних екологічних ризиків. Вирішення цих проблем можливе на основі математичного моделювання та використання сучасних інформаційних технологій. Тому актуальними є дослідження, спрямовані на розробку математичних та програмних засобів для оцінки забруднення поверхні Землі внаслідок аварійного витоку нафти зі свердловини. Вони враховують геокліматичні особливості району, втрати нафти залежно від часу локалізації, ліквідацію аварійних розливів, випаровування та поглинання ґрунтом.

Відкритий фонтан – це неконтрольований витік пластової рідини зі свердловини внаслідок відсутності, втрати герметичності, руйнування противикидного обладнання або утворення грифона. Відкриті фонтани належать до найсерйозніших аварій і часто набувають характеру стихійних лих. Виникненню фонтану сприяють тривалі зупинки та порушення циклів буріння, некомпетентне застосування методів ліквідації аварій, розкриття пластів із різко відмінними літологічними та фізичними характеристиками, а також наявність аномально високих пластових тисків.

Нафтовий фонтан – це свердловина, з якої видобувається велика кількість нафти (1500–2000 т/день і більше) та значно менша кількість газу (750 тис. м³/день). Газонафтовий фонтан – це свердловина, з якої видобувається газ, що становить понад 50 % об'єму, а нафта – менше 50 % об'єму. Витікання нафти

може відбуватися під впливом: гідростатичного тиску; енергії від розширення газу; обох чинників разом [86]. Витікання нафти внаслідок гідростатичного тиску пласта є досить рідкісним явищем у практиці експлуатації нафтових свердловин. Це відбувається, коли нафтоносій містить невелику кількість газу. Тиск у пласті вищий за тиск нафтового стовпа у свердловині. Цей тип витікання називається артезіанським. Приклади нафтових фонтанів наведено на рисунку 3.1.



Рисунок 3.1 – Приклади нафтових фонтанів

У більшості випадків головну роль у витіканні з нафтових свердловин відіграє газ, що міститься разом із нафтою в пласті. Густина стовпа газорідинної суміші у випускних трубах під час витікання є невеликою через енергію газу. Отже, гідростатичний тиск стовпа такої суміші буде меншим, ніж при артезіанському витіканні. Нафта виливається на поверхню землі, а її подальше поширення в навколишньому середовищі відбувається внаслідок розтікання, просочування в ґрунт та випаровування в атмосферу в результаті відкритого витікання зі свердловини. Розтікання нафтової плівки по поверхні землі відбувається під дією сили тяжіння з одночасним впливом капілярних та поверхневих сил. Швидкість розтікання залежить від нахилу рельєфу,

шорсткості поверхні землі (наявності нерівностей – перешкод, таких як рослинність) та в'язкості нафти.

Нафта вертикально просочується в ґрунт внаслідок процесу інфільтрації. На інтенсивність інфільтрації впливають такі фактори, як: товщина нафтової плівки, в'язкість і густина нафти; час від моменту забруднення; структура, гранулометричний склад і вологість ґрунту [87].

Просторовий розподіл нафтових речовин у ґрунті залежить в основному від нафтоємності, нафтовіддачі ґрунту та наявності ґрунтових і геохімічних бар'єрів. Проникність ґрунту визначається розміром і формою пор, розташуванням ґрунтових частинок, наявністю та розміром капілярів, тріщин і кореневих каналів. У верхніх горизонтах ґрунту відбувається переважно фронтальне просочування нафти завдяки значному обсягу вільного простору в порах і тріщинах. Це може майже повністю наситити масу цих горизонтів, не створюючи істотних відмінностей між окремими ґрунтовими блоками. Основним механізмом проникнення нафти в глибші горизонти є гравітаційний стік через ослаблені зони – канали міграції. Він супроводжується насиченням нафтою основних каналів, активним поглинанням у міжфазні площини та дифузією в міжтріщинну масу [87].

Насиченість ґрунту постійно знижується (за відсутності додаткових розливів) у міру поширення нафти. Ця суміш вуглеводнів стає нерухомою при концентрації в ґрунті на рівні 10–12 %. Цей показник називається рівнем залишкової насиченості. Рух нафти зупиняється, коли вона досягає ґрунтових вод. Характер розподілу нафтових компонентів у ґрунті залежить від рівня його вологості. Таким чином, чим вологіший ґрунт, тим менша ймовірність внутрішньогрунтового ущільнення нафти і тим вища активність її радіального та латерального руху (включно з поверхневим вимиванням).

У такій землі відбувається більш складний внутрішньогрунтовий радіальний та латеральний рух нафти через тріщини, причому взимку промерзла верхня частина ґрунту значно перешкоджає проникненню нафти вглиб.

Зовнішні фактори, такі як температура повітря, вітер, рівень сонячної радіації, інтенсивність ультрафіолетового випромінювання, рослинність, можуть мати значний вплив на швидкість очищення ґрунту від нафти та нафтопродуктів. Чим вища температура повітря, тим вища швидкість окислювальних процесів, що беруть участь у розкладі нафти. Відповідно, влітку нафта розкладається швидше: легкі фракції випаровуються, а важкі окислюються. Більшість важких фракцій нафти при мінусовій температурі тверднуть, тому взимку їх окислення зупиняється [88-90].

Ультрафіолетове випромінювання прискорює розпад нафти в поверхневому шарі ґрунту. Воно підсилює окислювальні реакції цього процесу. Рослинний покрив на забрудненій території гине, якщо рівень забруднення нафтою значний. Але при незначному забрудненні він зберігається і може сприяти очищенню ґрунту.

Інтенсивність випаровування залежить від фракційного складу нафти та метеорологічних умов: при високій температурі повітря та сильному вітрі випаровування відбувається інтенсивніше. Водночас частина випарених вуглеводнів може повернутися на забруднену територію з опадами. Однак опади рідко випадають у тому самому місці, оскільки атмосфера є дуже динамічною.

Випаровування нафтових вуглеводнів в атмосферу має один важливий наслідок: щільність нафти, що залишається на поверхні землі, збільшується у міру випаровування легких фракцій. Вона стає більш в'язкою, що впливає на швидкість поширення та просочування в ґрунт.

3.1.1 Математична модель забруднення нафтою поверхні Землі під час витоку з відкритої свердловини

На сьогодні існує чимало наукових праць, присвячених вирішенню задач оцінки рівня забруднення навколишнього середовища внаслідок розливів нафти за різних умов.

Таким чином, при вирішенні практичних завдань щодо визначення площі розливу легкозаймистих та горючих рідин на горизонтальних твердих поверхнях використовуються такі методи розрахунку: тимчасове методичне керівництво з оцінки екологічного ризику нафтобаз та автозаправних станцій [91], Донецька випробувальна пожежна лабораторія [92], Алексєєва [93], норми пожежної безпеки НПБ 105-03 [94], метод оцінки ступеня експлуатаційного ризику магістральних нафтопроводів СО 11-04-АСТНР006-2006 [93], метод визначення розрахункових значень пожежної небезпеки на виробничих об'єктах [95], формула Менсфілда та Лінеллі [93].

Вони ґрунтуються на емпіричних залежностях радіуса розливу від часу, обсягу розлитої нафти, її в'язкості та характеристик поверхні, на яку вона потрапила. Такі методи припускають, що форма дзеркала розливу наближена до круглої. Недоліками цих методів є те, що вони не враховують особливості витоку нафти з джерела забруднення, її поглинання ґрунтом та випаровування. У працях [96-98] проведено статистичне дослідження результатів визначення площі аварійного розливу нафти з використанням зазначених методів. Показано, що результати розрахунків відрізняються від експериментальних даних у 6–12 разів.

Отже, розглянуті математичні підходи та моделі не дають змоги адекватно описати процес витоку нафти внаслідок витікання з відкритої свердловини. Це не дозволяє визначити інтенсивність цього процесу. Тому постає проблема математичного опису руху нафтової суміші вздовж свердловини у разі аварійного розливу рідини на поверхню землі. Розв'язання цієї наукової задачі буде розглянуто нижче.

У роботі Шагапова та Гілманова [99] наведено результати розробки математичної моделі поширення рідини по поверхні землі внаслідок витікання з джерела постійної потужності. Ця модель, порівняно з вищезазначеною, є більш повною, оскільки враховує вплив інтенсивності витоку, характеристик рідини (густини, в'язкості), характеру рослинності в районі, прилеглому до джерела, поглинання рідини ґрунтом та часу, що минув з моменту початку динаміки

поширення плям забруднювачів на поверхні Землі. Незважаючи на свої переваги, ця модель має низку істотних недоліків. Вона не враховує вплив випаровування рідини на динаміку забрудненої площі та вплив рельєфу на форму плями забруднення. Також у цій статті автори не приділяють уваги визначенню загальних втрат нафти внаслідок поглинання ґрунтом та випаровування легких фракцій в атмосферу залежно від часу прибуття аварійної бригади, повного усунення витoku та збору розлитої нафти.

Отже, розглянуті математичні підходи та моделі не дозволяють адекватно описати процес витoku нафти внаслідок витoku з відкритої свердловини. Це не дає змоги визначити інтенсивність цього процесу. Тому постає проблема математичного опису руху нафтової суміші вздовж стовбура свердловини у разі аварійного витoku рідини на поверхню землі. Розв'язання цієї наукової задачі буде розглянуто нижче.

Розроблено математичну модель розливу нафти на поверхні землі внаслідок витoku під час відкритого витікання зі свердловини. Вона враховує всі основні фактори та адекватно описує цей процес. Це буде здійснено шляхом вдосконалення (усунення недоліків) моделі В. Ш. Шагапова та С. А. Гілманова як такої, що має найбільші переваги порівняно з існуючими аналогами.

Математична модель забруднення нафтою внаслідок витoku зі свердловини складається з двох блоків моделей. Один із блоків описує витік нафти зі свердловини та визначає інтенсивність цього процесу. Другий визначає поширення нафти по поверхні землі та площу забруднення.

Розглянемо лише стаціонарний довготривалий процес, оскільки він є набагато небезпечнішим для навколишнього середовища, ніж розлив нафти на поверхні землі (короткотривалий процес).

Свердловина представлена як сукупність циліндричних каналів змінного діаметра, з'єднаних послідовно кінцями. Свердловина може мати будь-який кут нахилу до вертикалі в різних частинах. Рух рідини в такій свердловині

описується рівнянням збереження імпульсу за умови ізотермічного потоку [100-102]:

$$\frac{d(\rho U^2)}{dx} + \frac{dP}{dx} = - \frac{\lambda \rho U |U|}{2d(x)} + \rho g \cos \alpha(x), \quad (3.1)$$

де ρ – густина рідини, кг/м³;

U – швидкість потоку рідини, м/с;

x – відстань від кінцевої точки свердловини, м;

P – тиск уздовж довжини свердловини, Па;

$\alpha(x)$ – кут відхилення свердловини від горизонталі, град;

λ – коефіцієнт тертя;

$d(x)$ – внутрішній діаметр каналу, м.

Граничними умовами для цього рівняння є тиски в пласті та навколишньому середовищі.

Втрати тиску в пласті під час стаціонарної фільтрації в період виверження нафти описуються таким рівнянням [103, 104]:

$$P_z = P_{pl} - aQ_n - bQ_n^2. \quad (3.2)$$

де P_z – тиск у свердловині навпроти робочого інтервалу, [МПа];

a – коефіцієнт лінійного опору фільтрації свердловини, [МПа²/(м³/с)];

b – коефіцієнт квадратичного опору фільтрації свердловини, МПа²/(м³/с)²;

P_{pl} – тиск у пласті, МПа;

Q – об'ємний потік (витрата) через поперечний переріз, м³/с.

Рівняння руху рідини у свердловині замикається двома співвідношеннями:

$$P - P_n = C^2 (\rho - \rho_n) - C^2 \zeta (T_n - T), \quad (3.3)$$

де ρ_n , T_n , P_n – густина (кг/м³), температура (К) і тиск (Па) рідини в нормальних умовах;

C – швидкість поширення звуку в рідині, м/с;

ς – коефіцієнт теплового розширення об'єму, 1/К;

а також коефіцієнт Коулбрука-Уайта для визначення тертя [105]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{z_r}{3,71d} \right), \quad (3.4)$$

де z_r – шорсткість внутрішньої стінки свердловинної труби, по якій рухається нафта, м;

Re – число Рейнольдса, яке характеризує режим руху (ламінальний або турбулентний) рідини у свердловині та визначається за формулою $Re = Ud/\nu$,

де ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості нафти, м²/с;

d – внутрішній діаметр розглянутого перерізу свердловини, м.

Швидкість поширення звуку в рідкій суміші речовин визначається за формулою [93]:

$$C = \frac{1}{\sqrt{\chi \rho}}, \quad (3.5)$$

де χ – коефіцієнт стисливості рідини, м²/год.

Рівняння (3.1) розв'язується шляхом поділу відрізка навпіл [106]. Набір умов потоку отримується в результаті моделювання на цьому етапі значення інтенсивності витоку нафти з свердловини. Це значення є необхідним параметром для моделювання поширення нафтової плями в результаті даної аварії. Воно визначатиме динаміку розподілу нафти на поверхні землі прилеглої території в заданому сценарії аварійних ситуацій. Це необхідна інформація для

ефективного та своєчасного реагування на такі події з метою мінімізації наслідків відкритого витоку.

Для побудови моделі були зроблені наступні припущення: інтенсивність витоку нафти є постійною; поширення нафти відбувається переважно в інерційному режимі, коли градієнт тиску (який визначається товщиною шару рідини) врівноважується силою гідравлічного тертя об ґрунт, з урахуванням наявності рослинності; фільтрація рідини в ґрунт враховується в підході без урахування тиску; рідина в ґрунті тече тільки у вертикальному напрямку з постійною швидкістю; сила тяжіння та сила опору ґрунту врівноважуються; теплообмін між рідиною та ґрунтом відсутній; рух рідини є ламінарним; розповсюдження відбувається на змоченій поверхні; ґрунт є пористим; розподіл тиску по глибині рідини є гідростатичним; товщина шару рідини набагато менша за горизонтальні розміри розливу; рідина є нестисливою. Надалі частина нафти на поверхні ґрунту буде називатися нафтовою плямою.

Для побудови математичної моделі течії рідини на поверхні землі внаслідок витоку з точкового джерела постійної потужності вирішується наступне диференціальне рівняння з частинними похідними з відповідними початковими та граничними умовами. Воно враховує вплив рослинності та поглинання ґрунтом:

$$\frac{\partial h}{\partial t} - \frac{gt_v}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0 \quad (3.6)$$

або

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-gr_v} \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0 \quad (3.7)$$

$$h = 0 \text{ при } t = 0, r = 0;$$

$$2\pi rhv|_{r=r_c} = Q \text{ при } t > 0, r_c \rightarrow 0; \quad (3.8)$$

$$h = 0 \text{ при } t > 0, r_c \rightarrow \infty,$$

де h – товщина шару рідини (глибина нафтової плями), м;

r – змінна, що визначає відстань від будь-якої точки на площині (x_r, y_r) до місця розташування джерела потоку у заданій декартовій системі координат, м;

t_v – емпіричний параметр, що залежить від властивостей рослинності (густини, лінійних розмірів елементів рослинності) та в'язкості рідини ς ;

r_v – емпіричний параметр, що залежить від середнього діаметра стебла рослини та кількості стебел на одиницю площі, м;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

Умови $r_c \rightarrow \infty$ означають, що лінійні розміри джерела викидів не враховуються, тобто розглядаються відстані, значно більші за ці розміри.

Розв'язання задачі (3.6)–(3.8) було здійснено шляхом застосування ефективного методу послідовної зміни стаціонарних станів. Суть якого полягає в наступному: вважається, що в будь-який момент часу розподіл товщини рідини подібний до її розподілу в стаціонарному випадку [107]. Іншими словами, за допомогою стаціонарних рішень будуються сплайни [108] для представлення наближених рішень початкової задачі. Формули для цих сплайнів можна отримати з рівнянь (3.6) і (3.7), припускаючи, що їхні ліва частина дорівнює нулю ($\partial h / \partial t = 0$). Розв'язки цих рівнянь, що задовольняють умові (8) $h = 0$ при $r = l(t)$, є такими:

$$h = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{gt_v}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{\pi} \ln \frac{l(t)}{r} - \frac{J(l^2(t) - r^2)}{2}}, & \text{at } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{при } l(t) < r < \infty, \end{cases} \quad (3.9)$$

або

$$h = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt[3]{gr_v}} \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{3Q^2}{4\pi^2 l(t)r} - \frac{3QJ}{2\pi}\right)(l(t)-r) + \frac{J^2(l^3(t)-r^3)}{4}}, & \text{at } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{at } l(t) < r < \infty. \end{cases} \quad (3.10)$$

Невідомий закон поширення переднього фронту нафтової плями $l(t)$ було визначено на основі розв'язання рівняння загального балансу об'єму рідини:

$$\frac{d}{dt} \int_0^{l(t)} 2\pi r h dr + \pi l^2(t) J = Q. \quad (3.11)$$

Підставивши у вираз (3.11) значення h з рівняння (3.9) або (3.10), отримуємо таке диференціальне рівняння для визначення $l(t)$:

$$A \frac{dl(t)}{dt} = B. \quad (3.12)$$

Для коефіцієнтів A та B існують такі вирази:

$$\left| \begin{aligned} A &= l(t) \int_0^1 \frac{(-8Q \ln R + 6\pi l^2(t) J (R^2 - 1)) R}{\sqrt{-4Q \ln R + 2\pi l^2(t) J (R^2 - 1)}} dR; \\ B &= \sqrt{\frac{gt_v}{\pi}} (Q - \pi l^2(t) J), \end{aligned} \right. \quad (3.13)$$

де $R = r/l(t)$

або

$$\left| \begin{aligned} A &= \sqrt[3]{l^2(t)} \int_0^1 \frac{(10Q^2 - 28\pi Q l^2(t) J R)(1-R) + 6\pi J^2 l^4(t) (1-R^3) R}{\sqrt[3]{((3Q^2 - 6\pi Q l^2(t) J)(1-R) + \pi J^2 l^4(t) (1-R^3))^2}} dR; \\ B &= \frac{Q - \pi l^2(t) J}{\sqrt[3]{4\pi^5 g r_v}}. \end{aligned} \right. \quad (3.14)$$

На основі роботи Шагапової та Гілманова [99], в якій було вирішено диференціальне рівняння, було побудовано математичну модель поширення рідини на поверхні Землі за відсутності рослинності:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-\frac{gh}{\lambda} \cdot \frac{\partial h}{\partial r}} \right) + J = 0 \quad (3.15)$$

або

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-\frac{gh^{4/3}}{\sqrt[3]{h_0}} \cdot \frac{\partial h}{\partial r}} \right) + J = 0. \quad (3.16)$$

На основі розв'язання цих рівнянь були отримані вирази для визначення глибини нафтової плями:

$$h = \begin{cases} \sqrt[4]{\frac{\lambda}{g} \left(\frac{3Q^2}{\pi^2} \cdot \frac{l(t)-r}{l(t)r} - \frac{2QJ(l(t)-r)}{\pi} + \frac{J^2(l^3(t)-r^3)}{3} \right)}, & \text{at } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{at } l(t) < r < \infty, \end{cases} \quad (3.17)$$

або

$$h = \begin{cases} \left(\frac{13\sqrt[3]{h_0}}{36g} \right)^{3/13} \cdot \left(\frac{3Q^2}{\pi^2} \cdot \frac{l(t)-r}{l(t)r} - \frac{6QJ(l(t)-r)}{\pi} + J^2(l^3(t)-r^3) \right)^{3/13}, & \text{at } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{at } l(t) < r < \infty. \end{cases} \quad (3.18)$$

Підставивши вирази (17) і (18) у рівняння (11), ми отримали диференціальне рівняння, подібне до (12). Для коефіцієнтів А і В були отримані такі вирази:

$$\begin{cases}
 A = \sqrt[4]{l^3(t)} \int_0^1 \frac{(7Q^2 - 18\pi Q l^2(t)JR)(1-R)R^3 + 11\pi^2 J^2 l^4(t)(1-R^3)R^4/3}{2((Q^2 - 2\pi Q l^2(t)JR)(1-R)R^3 + \pi^2 J^2 l^4(t)(1-R^3)R^4/3)^{3/4}} dR; \\
 B = (Q - \pi l^2(t)J) \cdot \sqrt[4]{\frac{g}{\lambda \pi^2}},
 \end{cases} \quad (3.19)$$

або

$$\begin{cases}
 A = \sqrt[13]{l^{10}(t)} \int_0^1 \frac{(299Q^2/(6\pi) - 377Q l^2(t)JR/3)b + 455\pi J^2 l^4(t)(1-R^3)R^{13/3}/18}{((13Q^2/(12\pi^2) - 13Q l^2(t)JR/(6\pi))b + 13J^2 l^4(t)(1-R^3)R^{13/3}/36)^{10/3}} dR; \\
 B = (Q - \pi l^2(t)J) \cdot \sqrt[13]{\frac{g^3}{h_0 \pi^7}},
 \end{cases} \quad (3.20)$$

де $b = (1 - R) R^3 \cdot \sqrt[3]{3 R}$.

Робота [100] ґрунтується на аналізі побудованих моделей розповсюдження рідини. Було встановлено, що форма плями з часом стабілізується, причому максимальне значення радіуса $l_{\max}$ визначається за формулою:

$$l_{\max} = \sqrt{\frac{Q}{2\pi J}}. \quad (3.21)$$

Вище ми зазначали, що одним із головних недоліків отриманих моделей (3.9)–(3.14) та (3.17)–(3.20) є те, що вони враховують зменшення маси рідини, що розлилася з джерела на поверхню Землі, лише внаслідок поглинання ґрунтом, і не враховують вплив випаровування легких компонентів рідини на зміну її маси. Цей недолік є дійсно суттєвим при вирішенні задачі запобігання надзвичайним ситуаціям, пов'язаним із розливом нафти під час витоку з відкритої свердловини, оскільки кількість нафти, що випаровується, може бути досить значною і для легких нафт за сприятливих погодних умов може сягати 40 % від початкового об'єму.

Для усунення зазначеного недоліку вводимо величину J наступним чином:

$$J = J_{vb} + J_{vyp}, \quad (3.22)$$

де J_{vb} , J_{vyp} – інтенсивність втрат розливої нафти на одиницю площі поверхні ґрунту внаслідок поглинання ґрунтом та випаровування відповідно, [м/с]. У більш загальному випадку

J – загальна інтенсивність втрат розливої нафти на одиницю площі поверхні внаслідок одночасного поглинання ґрунтом та випаровування. Кожен із цих членів можна визначити наступним чином [93]:

$$J_{vb} = \frac{k_{pr} \rho g}{\mu}, \quad J_{vyp} = \frac{W_{vyp}}{\rho}, \quad (3.23)$$

де k_{pr} – коефіцієнт проникності ґрунту, м²;

ρ – щільність нафти, кг/м³;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, Па·с;

W_{vyp} – інтенсивність випаровування нафти, кг/(с·м²).

Коефіцієнт проникності ґрунту k_{pr} залежить лише від властивостей пористого середовища (але не від властивостей рідини). Він визначається головним чином геометрією пористого простору.

Наприклад, типові значення проникності для пісковиків знаходяться в діапазоні 10–15–10–12 м², для ґрунтів – 10–13–10–11 м² [87].

Інтенсивність випаровування визначається за формулою [109]:

$$W_{vyp} = 10^{-6} \eta P_n \sqrt{M_n}, \quad (24)$$

де M_n – молярна маса парів нафти, г/моль;

P_n – тиск насичених парів нафти при заданій температурі, кПа;

η – безрозмірний коефіцієнт, що враховує вплив швидкості повітря та температури на процес випаровування нафти.

Тиск насичених парів нафти можна визначити за формулою Антуана [109]

$$P_n = 10^{\left(A - \frac{B}{T_{rov} + C}\right)}, \quad (3.25)$$

де А, В, С – константи, що визначаються за довідковими даними залежно від типу нафтопродукту;

T_{rov} – температура повітря над нафтовою плямою, °С.

Доповнимо вдосконалену математичну модель розливу нафти на поверхні землі під час надзвичайної ситуації математичними залежностями для визначення втрат нафти внаслідок поглинання ґрунтом та випаровування. Це важлива інформація для ефективної профілактики таких надзвичайних ситуацій. Для цього розбіємо нафтову пляму на елементарні ділянки, S_i – кільця, що відповідають дискретним моментам часу Δt [110]. Отриманий результат представлено на рисунку 3.2.

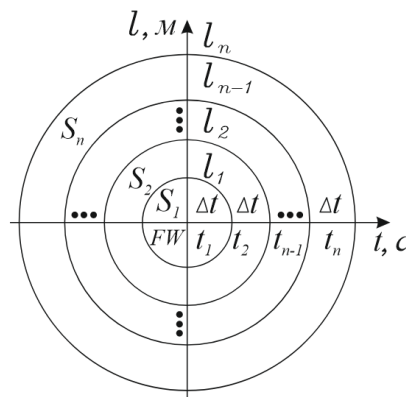


Рисунок 3.2 – Розбивання нафтової плями на початкових ділянках
(FW – свердловина, що дає нафту)

Тоді формули для визначення об’єму нафти, що відповідно просочилася в ґрунт і випарувалася, мають вигляд:

$$V_g = \frac{k_n k_{pr} \rho g}{\mu D m} \sum_{i=1}^n h_i (l_i^2 - l_{i-1}^2) (t - i \Delta t), \quad (3.26)$$

$$V_{\text{вип}} = 10^{-6} \frac{\eta P_n \sqrt{M_n}}{\rho} \sum_{i=1}^n (l_i^2 - l_{i-1}^2) (t - i\Delta t) \quad (3.27)$$

Удосконалена математична модель описує радіальне поширення нафти на поверхні Землі внаслідок аварійного витоку зі свердловини без урахування рельєфу місцевості, який є основним чинником, що визначає форму плями розливу нафти. Ми використали міркування, викладені в [111], щоб врахувати вплив рельєфу в цьому процесі. Зона забруднення буде колом з радіусом $l_{\max}$ і площею $\pi l_{\max}^2$ для необмежених територій з ухилом рельєфу до 1%. Зона забруднення буде еліпсом з площею $\pi l_{\max}^2$, де відношення довжини великої піввісі a до малої піввісі b становитиме 1,5–3,5 для необмежених територій з ухилом від 1% до 3%. Місце витоку розташоване в одній з фокусних точок еліпса, а вектор потоку рідини спрямований у бік ухилу місцевості вздовж великої осі. Зона забруднення матиме форму видовженого еліпса з відношенням осей 3,5–5 для необмежених ділянок з ухилом понад 3%. Малі піввісі еліпса визначаються фактичною відстанню між цими перешкодами для ділянок, обмежених природними або штучними бічними перешкодами для поширення рідини. Великі піввісі еліпса розраховуються за розміром малих піввісей та розміром очікуваної площі розливу нафти з урахуванням інтенсивності та тривалості витоку, в'язкості та температури нафти, а також умов потоку та структури підґрунтя.

3.2.2 Програмно-моделюючий комплекс (ПМК) для вирішення завдань щодо запобігання надзвичайним ситуаціям, пов'язаним із забрудненням навколишнього середовища під час аварійного витоку нафти з нафтових свердловин

Спеціальний ПМК було розроблено для перевірки адекватності математичних моделей забруднення ґрунту та поверхні внаслідок аварійного

витоку нафти з нафтових свердловин. Це програмний інструмент, що реалізує розроблені моделі. SMC базується на принципах ГІС та екологічного картографування. Комплекс включає науково-методичну та програмно-інформаційну підтримку завдань моніторингу, контролю та управління станом навколишнього середовища на територіях розташування нафтових свердловин України. Він призначений для підтримки рішень щодо запобігання техногенним надзвичайним ситуаціям, пов'язаним із забрудненням навколишнього середовища на свердловинах.

Блок-схема SMC представлена на рисунку 3.3. Вона складається з підсистеми управління базами даних та знаннями (DMK), математичного програмного забезпечення, підсистеми візуалізації результатів та підсистеми підтримки прийняття рішень [112].

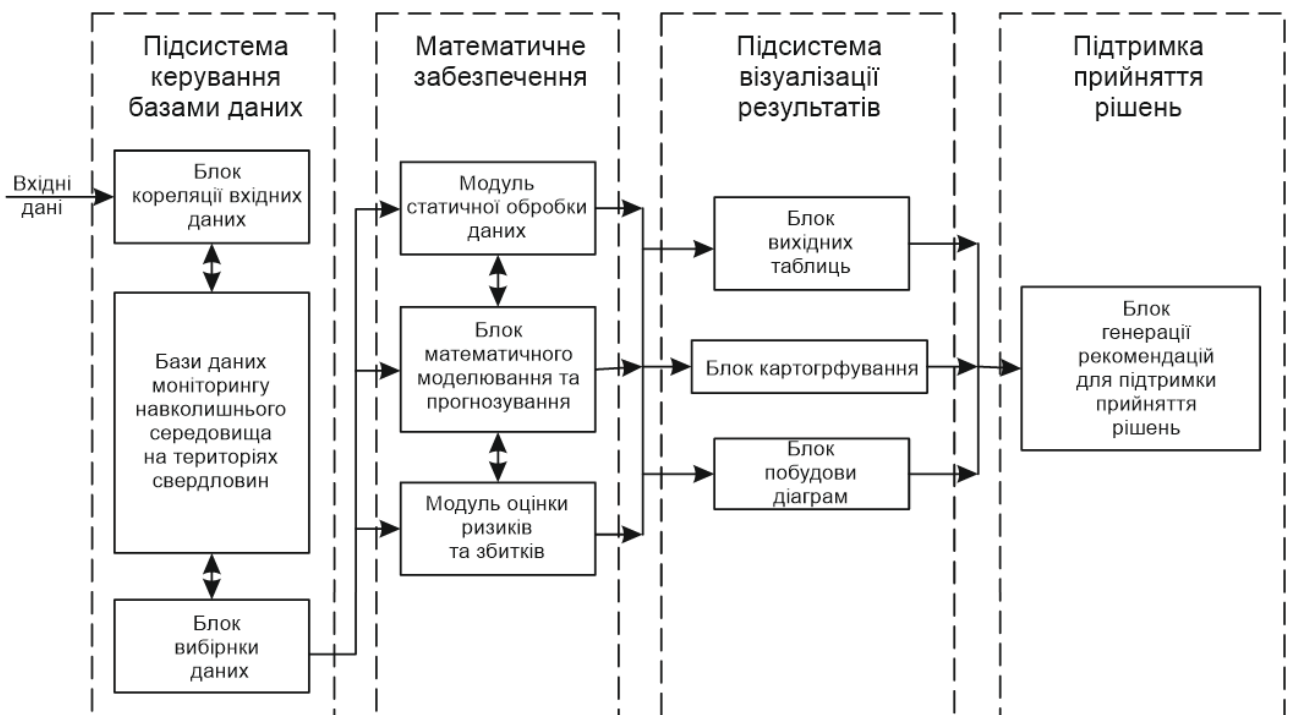


Рисунок 3.3 – Схема будови SMC

Розглянемо детальніше склад кожної структурної підсистеми SMC. Підсистема управління DMK включає: блок введення даних, що відповідає за

збереження та редагування введених даних; систему моніторингу навколишнього середовища ДМК у районах розташування свердловин; блок відбору даних. Редагування введених даних полягає у перевірці їх правильності та заповненні пропусків. Блок відбору зразків формує вибірку даних відповідно до запиту. Це формалізує низку умов, що застосовуються до цієї вибірки. СМС складається з ДМК. Остання накопичує, зберігає та систематизує різну необхідну інформацію, пов'язану з моніторингом навколишнього середовища на територіях нафтових свердловин в Україні. Обсяг цих даних є досить значним, тому для швидкої роботи з ними використовується сучасна реляційна підсистема управління ДМК.

Уся інформація, використана в розробленій базі даних ДМК, поділяється на: оперативну, яка регулярно оновлюється з багатьох джерел; аналітичну, яка оновлюється рідко, часто для цього розробляються складні запити; вона може охоплювати всі таблиці бази даних; довідкову, яка оновлюється нечасто, централізовано, запити надходять досить часто, охоплюють невелику частину даних. Створена БМК є універсальною з точки зору території, періоду моніторингу, забруднюючих речовин та збереження додаткових даних, що не стосуються навколишнього середовища, але корелюють з екологічними. Вона містить вищезазначену інформацію про нафтові свердловини в Україні. Така інформація отримується з доступних джерел інформації, а також у результаті спілкування та консультацій із фахівцями бурових та нафтогазових компаній і фахівцями служб протифонтанної безпеки. Для взаємодії з БМК у СЦБ було розроблено спеціальний графічний інтерфейс. Він забезпечує пошук у таблицях даних, обробку та аналіз статистичної інформації, представлення результатів аналізу у вигляді тематичних карт із виділенням небезпечних зон. Інтерфейс відповідає вимогам адаптивності, повноти, зручності та гнучкості.

Блок обробки статистичних даних дає змогу обчислювати основні статистичні характеристики вибірових даних. Статистичні показники дозволяють краще та ґрунтовніше оцінювати стан навколишнього середовища в

районах, що зазнають впливу нафтових свердловин. Блок математичного моделювання та прогнозування включає розроблені математичні моделі руху рідини у свердловині під час відкритого витоку та її розподілу в навколишньому середовищі. Використання цього модуля дозволяє визначати інтенсивність витоку нафти зі свердловини та динаміку розміру нафтової плями у разі аварійного витоку. Це можна зробити за різних гідромеханічних умов у пласті, свердловині та параметрів рідини, параметрів викиду, параметрів взаємодії домішок із навколишнім середовищем та територією, прилеглою до свердловини, а також метеорологічних умов. Крім того, використання цього модуля SMK дозволяє прогнозувати рівень та розподіл забруднення навколишнього середовища відповідними компонентами при зміні інтенсивності цих факторів. Функціонування модуля оцінки екологічного ризику та збитків базується на використанні різних математичних моделей для оцінки ризику для здоров'я населення від забруднення повітря. У затверджених рекомендаціях [113] та працях [114-123] описано математичні засоби оцінки екологічних та економічних збитків від такого забруднення [124].

Модуль візуалізації дозволяє представляти результати статистичного аналізу у вигляді графіків, діаграм, а також результати математичного моделювання та прогнозування у вигляді тематичних екологічних карт розподілу забруднення, карт ризиків та збитків. Таке представлення інформації дозволяє приймати більш ефективні рішення щодо управління навколишнім середовищем у районах, що знаходяться під впливом нафтових свердловин в Україні, як у звичайному, так і в аварійному режимах роботи свердловин, а також запобігати надзвичайним ситуаціям природного та техногенного характеру в цих районах. Також розроблена SMK забезпечує завантаження різних карт, збережених у графічному форматі. Останнім компонентом SMK є модуль для формування рекомендацій щодо управлінських рішень з метою забезпечення безпечного стану навколишнього середовища в районах, що зазнають впливу українських нафтових свердловин, та мінімізації ризику для населення, яке

проживає в зоні техногенного навантаження від експлуатації потенційно небезпечних об'єктів. Її робота базується на використанні затверджених інструкцій, правил, методів, рекомендацій та інших документів. У цих документах описано дії керівництва, персоналу нафтових свердловин та аварійних служб у разі природних або техногенних надзвичайних ситуацій, пов'язаних із хімічним забрудненням.

3.2.3 Моделювання забруднення поверхні землі під час витоку нафти з нафтової свердловини

Перевірка адекватності математичних моделей забруднення поверхні землі у разі аварійного витоку проводилася шляхом порівняння результатів моделювання з даними польових вимірювань товщини нафтової плівки в різних точках місця розташування свердловини. За основу взято вимірювання забруднення нафтою поверхні землі в районі свердловини «Правобережна № 177» (Правобережне родовище Північно-Кавказько-Мангишлякської нафтогазової провінції). 03.03.2000 р. сталася аварія з виникненням неконтрольованого відкритого витоку, що тривав 15 годин. Довірчі інтервали для товщини нафтової плівки у всіх точках польових вимірювань були розраховані за критерієм Стюдента з довірчою ймовірністю 0,99 на основі отриманих даних. У таблиці 3.1 наведено зведені результати моделювання та польових вимірювань. Результати модельних експериментів з визначення товщини нафтової плівки в різних точках у районі досліджуваної фонтануючої нафтової свердловини знаходяться в межах відповідних довірчих інтервалів. Це свідчить про високу адекватність розроблених математичних моделей для опису витоку нафти зі свердловини та її поширення на поверхні землі.

Таблиця 3.1 – Результати моделювання та польових вимірювань товщини нафтової плями, що утворилася внаслідок витоку з свердловини «Правобережна № 177».

№	Точка відбору проб	Товщина нафтової плівки, мм	
		результат моделювання	довірчий інтервал
1	Точка №1	13,5-16,4	12,4-16,9
2	Точка №2	10,6-14,3	10,3-14,6
3	Точка №3	10,4-13,0	9,8-13,1
4	Точка №4	12,2-15,2	11,8-15,4
5	Точка №5	8,0-10,1	7,6-10,3
6	Точка №6	5,9-9,2	5,7-9,5
7	Точка №7	5,1-8,3	4,9-8,8
8	Точка №8	3,9-7,4	3,8-7,6
9	Точка №9	3,0-6,7	2,7-6,9
10	Точка №10	2,1-4,3	1,7-4,5

Приклад візуалізації результатів моделювання у вигляді електронної карти розподілу нафтового забруднення на поверхні Землі в районі свердловини «Правобережна» № 177 під час її аварійного витоку наведено на рисунку 3.4. Карта розподілу нафтового забруднення побудована через 12 годин після початку витоку.

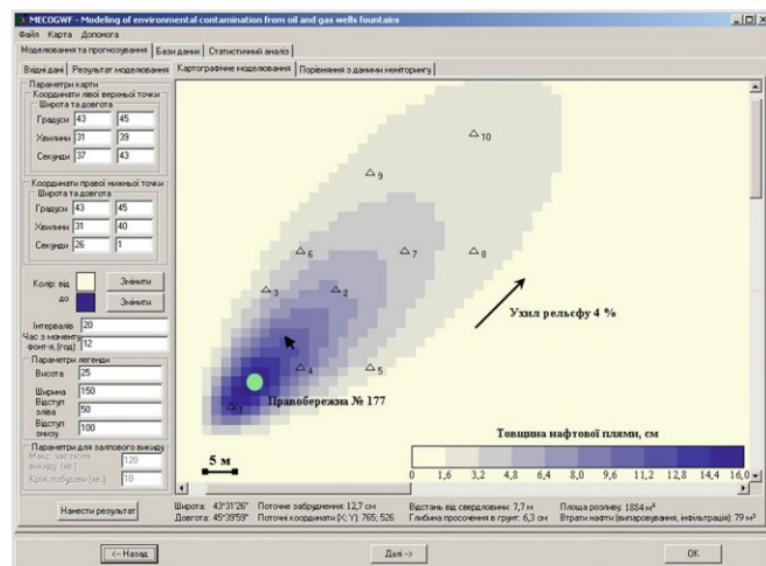


Рисунок 3.4 – Візуалізація розподілу нафтового забруднення на поверхні Землі внаслідок витоку з відкритої свердловини «Правобережна № 177»

Інтерфейс вкладки «Картографічне моделювання» під час дослідження витоку нафти зі свердловини розроблено таким чином, що при наведенні курсору миші на будь-яку точку карти у нижньому полі вкладки відображаються географічні координати вибраної точки, її поточні координати в системі координат, пов'язаній з картою, рівень поточного забруднення (товщина нафтової плівки у цій точці), відстань від свердловини, глибину проникнення в ґрунт у цій точці, площу розливу нафти та втрати (випаровування, інфільтрація) за вказаний час з моменту витоку.

Цей інтуїтивний інтерфейс дозволяє швидко визначити необхідні параметри в будь-якій точці зони впливу. Це значно спрощує сприйняття та аналіз результатів для прийняття ефективних управлінських рішень щодо запобігання надзвичайним ситуаціям, пов'язаним з аварійним витоком.

Отже, основними чинниками, що визначають масовий витрату нафти у відкритій свердловині, є такі: параметри свердловини (кількість, довжина, кут зеніту, зовнішній і внутрішній діаметри кільцевої зони; форма та площа поперечного перерізу випускного отвору; коефіцієнти гідравлічного опору та фільтраційного опору; стан внутрішньої поверхні труби); характеристики пласта в районі свердловини (проникність, пористість та ефективна товщина пласта; тиск); характеристики рідини (тиск, температура та густина за нормальних умов; масовий відсоток компонентів; молярна маса; адіабатичний індекс; коефіцієнт стисливості; критичний тиск та критична температура; в'язкість); гідродинамічні характеристики (розподіл тиску, температури, густини та швидкості рідини вздовж свердловини); атмосферний тиск; локальна швидкість звуку на гирлі свердловини в початковий момент витікання.

Основними чинниками, що визначають розподіл нафтового забруднення на поверхні Землі та у часі при витіканні з відкритих нафтових свердловин, є: параметри розливу нафти (тривалість та інтенсивність); характеристики прилеглої до свердловини території: параметри ґрунту (проникність, нафтовміст, шорсткість, пористість, вологість, гранулометричний склад, структура),

параметри рослинності (лінійні розміри елементів рослинності, кількість стебел на одиницю площі), рельєф ухил; характеристики нафти (густина, в'язкість, молярна маса парів, тиск насичених парів); метеорологічні характеристики

Отже, розроблено математичну модель витоку нафти зі свердловини у вигляді диференціальних рівнянь з відповідними початковими та граничними умовами. Ця модель враховує основні фактори та описані вище параметри. Ці параметри впливають на інтенсивність витоку рідини під час аварійного витоку зі свердловини. Було вдосконалено математичну модель поширення нафти на поверхні землі під час витоку зі свердловини. На відміну від існуючих, вона враховує основні фактори, що впливають на цей процес. Запропонована модель дозволяє визначити динаміку зміни радіуса та товщини нафтової плями, її форму, а також кількість нафти, що випарувалася та ввібралася в ґрунт, залежно від часу прибуття аварійної бригади, повного усунення витоку та збору розлитої нафти. Це дає змогу ефективно вирішувати завдання попереднього прогнозування надзвичайних ситуацій, пов'язаних із аварійним витоком нафти зі свердловин. Розроблено програмно-моделюючий комплекс, який реалізує розроблені математичні моделі. Комплекс включає: підсистему управління базами даних та знаннями, математичне програмне забезпечення, підсистему візуалізації результатів та підсистему підтримки прийняття рішень. Результати модельних експериментів з визначення товщини нафтової плівки в різних точках місця витоку нафти в свердловині вбудовані у відповідні довірчі інтервали, розраховані на основі польових вимірювань за критерієм Стюдента з надійністю 0,99. Це дозволяє зробити висновок про високу надійність експериментів та адекватність розроблених математичних моделей витоку нафтової рідини зі свердловини та її поширення по поверхні землі під час відкритого виверження нафтової свердловини.

3.2 Дослідження руху промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу

Важливою умовою ефективної роботи сепаратора дегазації бурового розчину в умовах низьких температур є не лише забезпечення належного теплового режиму конструкції, а й розуміння гідродинамічних процесів, що відбуваються безпосередньо в камері апарата. Зниження температури навколишнього середовища спричиняє зростання структурної в'язкості та статичної напруги зсуву промивної рідини, що суттєво впливає на характер її руху внутрішньою поверхнею камери дегазатора, інтенсивність дії відцентрових сил на газові бульбашки та ефективність їх виділення з розчину. Оскільки камера гідроциклонного дегазатора є одним із ключових функціональних елементів, що визначають ефективність процесу розділення газорідинної суміші, цей підрозділ присвячено теоретичному дослідженню руху промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу з урахуванням двофазного характеру течії, реологічних властивостей розчину та закономірностей виділення газових бульбашок під дією відцентрової сили.

Насичення промивної рідини газом, який потрапляє із пласта в свердловину внаслідок фільтрації і дифузії, а також внаслідок захоплення повітря під час її руху циркуляційною системою, призводить до погіршення її технологічних властивостей (зменшення густини, збільшення в'язкості і статичної напруги зсуву), що за певних умов може значно ускладнювати процес буріння свердловини. Тому важливого значення набуває розробляння ефективних методів відновлення нормального стану промивного розчину шляхом його дегазації. Застосування сепараторів для дегазації розчинів (дегазаторів) дає змогу оперативно відділити газ від промивної рідини, а також забезпечити відновлення її структурних властивостей (густини, в'язкості, статичної напруги), що забезпечує нормальний режим циркуляції промивної рідини і покращує умови буріння [125].

На сьогодні особливої актуальності набуває розроблення схеми розробка і дослідження роботи дегазаторів гідроциклонного типу, які можуть стати дуже перспективними внаслідок їх високої ефективності. Одним із основних елементів цих пристроїв є циліндричної форми камера, внутрішньою поверхнею якої під дією відцентрової сили і сили тяжіння рухається струмина промивної рідини, що поступає сюди через насадок. Дослідження руху промивної рідини через насадок [126] свідчить, що останній може ефективно виконувати функцію руйнування структури і дегазації промивної рідини.

Проведено теоретичне дослідження руху промивної рідини внутрішньою циліндричною поверхнею камери дегазатора і виведені рівняння, за якими можливо здійснити підбір оптимальних розмірів і режимів руху рідини в ній.

Для отриманих рівнянь, що встановлюють зв'язок між характеристиками рідини та параметрами її руху в камері, розглядається струмина рідини, що поступає в камеру крізь насадок з отвором прямокутної форми шириною b і висотою d_1 та рухається внутрішнім боком циліндричної поверхні радіусом R , обмеженої перерізами 1-1 і 2-2 (рисунок 3.5). При цьому вважається, що стаціонарний режим руху промивної рідини встановився.

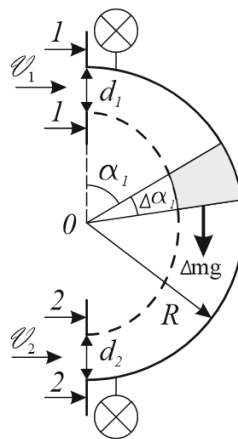


Рисунок 3.5 – Принципова схема камери дегазатора і руху рідини в ній

Тоді момент кількості руху відносно центру кривизни поверхні (точка О), що вно- ситься у виділену струмину частинками проми- вної рідини за невеликий проміжок часу Δt через переріз 1-1, рівний:

$$L_1 = m_1 \cdot U_1 \cdot R = Q_{m1} \cdot \Delta t \cdot U_1 \cdot R, \quad (3.28)$$

а момент кількості руху, що виноситься з струмини через переріз 2-2, рівний:

$$L_2 = m_2 \cdot v_2 \cdot R = Q_{m2} \cdot \Delta t \cdot v_2 \cdot R. \quad (3.29)$$

Крім того, слід врахувати, що частина газу між перерізами 1-1 і 2-2 виділяється з промивної рідини під дією відцентрової сили, тому момент кількості руху частини газу, який вноситься із струминою крізь переріз 1-1 і рівний:

$$L_\Gamma = K_\Gamma \cdot m_\Gamma \cdot v_1 \cdot R = K_\Gamma Q_{m\Gamma} \cdot \Delta t \cdot v_1 \cdot R. \quad (3.30)$$

не виноситься крізь переріз 2-2.

Тут K_Γ – частка газу, яка виділяється із рідини, що рухається між перерізами 1-1 і 2-2; $Q_{m\Gamma}$ – масова витрата газу.

Зміна моменту кількості руху струмини за час Δt згідно з основним рівнянням динаміки обертового руху рівна:

$$\frac{\Delta L}{\Delta t} = M_{тяж} - M_{тр} \quad (3.31)$$

де: $M_{тяж}$ – момент сили тяжіння, що діє на час- тинки струмини відносно точки О;

$M_{тр}$ – момент сили тертя.

Для знаходження $M_{тяж}$ розіб'ємо струмину на елементарні об'єми з елементарними масами Δm_i . Тоді

$$\begin{aligned} M_{тяж} &= \lim_{\Delta m \rightarrow 0} \sum_{i=1}^N \Delta m_i \cdot g \cdot R \cdot \sin \alpha_i = \int_0^{\pi} g \cdot R \cdot \sin \alpha \cdot dm = \\ &= g \cdot R^2 \cdot b \cdot \rho \cdot d \cdot \int_0^{\pi} \sin \alpha \cdot d\alpha = 2 \cdot g \cdot R^2 \cdot b \cdot \rho \cdot d, \end{aligned} \quad (3.32)$$

де: $\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$, $d = \frac{d_1 + d_2}{2}$ – усереднені значення густини і товщини струмини промивної рідини відповідно;

b – ширина струмини.

Момент сили тертя знайдемо, виходячи із того, що під час руху промивної рідини внутрішньою поверхнею циліндричної стінки утворюється ядро струмини з незруйнованою структурою, а між ядром і стінкою утворюється тонкий градієнтний шар, напруги в якому більші ніж в ядрі (більші ніж θ), а швидкості – менші, ніж швидкість ядра.

Для того, щоб структура була зруйнована повністю, необхідно, щоб існувала можливість виникнення значних градієнтів швидкості під час руху рідини під дією відцентрової сили, чого у випадку малої товщини струмини рухомої рідини досягти неможливо (окрім тонкого шару поблизу стінки), оскільки, як показано в [127] для ньютонівських рідин, що рухаються під дією відцентрової сили,

$$v(r) = \frac{const}{r^n},$$

де показник степені n залежить від числа Рейнольдса і змінюється в межах від 0,3 до 0,9. Отже, градієнт швидкості dv/dr при $r \approx R$ набуває мізерних значень,

які недостатні для того, щоб виникали напруги між шарами рідини більші, ніж θ , які б руйнували структуру. З врахуванням вищеприведених міркувань, для моменту сили тертя отримаємо:

$$M_{mp} = \pi \cdot K^2 \cdot u \cdot \theta \quad (3.33)$$

де θ – статична напруга зсуву.

Підставивши вирази (3.28), (3.29), (3.31) і (3.32) в формулу (3.30), і врахувавши, що $Q_{m1} = \rho_1 \cdot b \cdot d_1 \cdot v_1$, $Q_{m2} = \rho_2 \cdot b \cdot d_2 \cdot v_2$, $Q_{m\Gamma} = \rho_\Gamma \cdot b \cdot d_1 \cdot v_1$ отримаємо рівняння:

$$\rho_2 \cdot d_2 \cdot v_2^2 - \rho_1 \cdot d_1 \cdot v_1^2 + K_\Gamma \cdot \rho_\Gamma \cdot d_1 \cdot v_1^2 = (\pi \cdot \Theta - 2 \cdot g \cdot \rho \cdot d) \cdot R \quad (3.34)$$

Рівняння (3.34) пов'язує густину промивної рідини з швидкістю її руху у вхідному і вихідному перерізах струмини. Це рівняння можна також використати для експериментального визначення частки газу K_Γ , що виділяється під час руху промивної рідини в камері дегазатора, доповнивши його ще одним рівнянням. Для цього визначимо тиск, який чинить елемент шару рухомої рідини на стінку, або на інший шар, розташований ближче до стінки. Нехай площа елемента S , а його товщина Δr . Якщо він рухається з швидкістю v по колу радіусом r , то на нього діє відцентрова сила:

$$F = \frac{\Delta m \cdot v^2}{r} \quad (3.35)$$

де $\Delta m = \rho \cdot S \cdot \Delta r$ – маса елемента шару рухомої рідини.

Тоді тиск, що чинить цей елемент на стінку або сусідній шар, що знаходиться ближче до стінки, рівний:

$$\Delta p = \frac{F}{S} = \frac{\rho \cdot S \cdot \Delta r \cdot v^2}{S \cdot r} = \frac{\rho \cdot \Delta r \cdot v^2}{r} \quad (3.36)$$

Формулу (3.36) можна використовувати під час дослідження руху струмини невеликої товщини d внутрішньою стінкою циліндричної поверхні радіусом $R \gg d$ для різних перерізів. Отже, додаткові тиски в перерізах 1-1 і 2-2 на стінку, що обумовлені рухом струмини рідини по півколу, відповідно рівні:

$$\Delta p_1 = \frac{\rho_1 \cdot v_1^2 \cdot d_1}{R}, \quad \Delta p_2 = \frac{\rho_2 \cdot v_2^2 \cdot d_2}{R} \quad (3.37)$$

Підставивши формули (3.37) в рівняння (3.34) і прийнявши в першому наближенні $d \approx d_1$ і $\rho \approx \rho_1 \approx (1 - k_v) \cdot \rho_p$ отримаємо:

$$K_r = \frac{(\Delta p_1 - \Delta p_2 + \pi \cdot \theta - 2 \cdot g \cdot \rho_p \cdot (1 - k_v)) \cdot R}{\rho_r \cdot d_1 \cdot v_1^2} \quad (3.38)$$

де: k_v – об’ємний вміст газу в рідині, що поступає в камеру дегазатора;

ρ_r – густина газу;

ρ_p – густина рідини без вмісту газу.

Формула (3.38) дає змогу за вимірюною експериментально різницею тисків у верхній і нижній частинах камери дегазатора і початковими параметрами руху та характеристиками рідини визначати частку газу, що виділяється з рідини під час її руху в камері.

Промивна рідина, яка подається в дегазатор, насичена бульбашками газу різного діаметра. Якщо рідина нерухома, або рухається рівномірно і прямолінійно в полі сили тяжіння, то на бульбашки сферичної форми, що знаходяться всередині рідини, діє виштовхувальна сила:

$$F'_A = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot (\rho_p - \rho_\Gamma) \cdot g \quad (3.39)$$

де: D – діаметр бульбашки;

ρ_p – густина промивної рідини (глинистого розчину);

ρ_Γ – густина газу, який насичує промивну рідину;

$g = 9.8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

Максимальна сила, яка утримує бульбашки в глинистому розчині, визначається формулою [128]:

$$R = k \cdot \pi \cdot \theta \cdot D^2 \quad (3.40)$$

де: θ – статична напруга зсуву розчину;

k – коефіцієнт, що враховує розподіл напруги в розчині на поверхні кулі.

Прирівнюючи рівняння (3.39) і (3.40), і враховуючи те, що $\rho_\Gamma/\rho_p \ll 1$, можна отримати максимальне значення діаметра бульбашки, яку утримує даний глинистий розчин:

$$D'_{\max} = \frac{6 \cdot \theta \cdot k}{\rho_p \cdot g} \quad (3.41)$$

Коли промивна рідина рухається внутрішнім боком циліндричної поверхні радіусом R з швидкістю v , то на її частинки діє відцентрова сила. Внаслідок дії цієї сили на бульбашки газу, що містяться в промивній рідині, буде діяти виштовхувальна сила:

$$F_A = \frac{1}{6} \cdot D^3 \cdot (\rho_p - \rho_\Gamma) \cdot \frac{v^2}{R} \quad (3.42)$$

Тоді, аналогічно, із (3.40) і (3.42) випливає, що максимальне значення діаметру бульбашки, яку буде утримувати розчин, що рухається по коловій траєкторії рівне:

$$D_{\max} = \frac{6 \cdot \theta \cdot k \cdot R}{\rho_p \cdot v^2} \quad (3.43)$$

Можна наближено оцінити величину мінімального граничного діаметра $D_{\text{гр}}$ тих бульбашок, які встигають вийти на поверхню за час руху елемента об'єму промивної рідини по внутрішньому боці циліндричної поверхні. Коли виштовхувальна сила перевищує силу, що утримує бульбашку в рідині, то вона отримує деяке початкове прискорення, направлене перпендикулярно вгору до поверхні рідини. Його можна визначити з формули:

$$\frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot \rho_p \cdot \frac{v^2}{R} - \pi \cdot k \cdot \theta \cdot D^2 = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D^3 \cdot \rho_r \cdot a$$

Звідки

$$a = \frac{1}{\rho_r} \cdot \left(\frac{\rho_p \cdot v^2}{R} - \frac{6 \cdot k \cdot \theta}{D} \right) \quad (3.44)$$

де: ρ_r – густина газу в бульбашках;

ρ_p – густина промивної рідини без газу;

v – усереднена швидкість руху елемента об'єму промивної рідини по всьому шляху руху;

D – діаметр бульбашки.

Якщо припустити, що це прискорення незмінне на всьому шляху бульбашки в камері і середня товщина струмини рухомої рідини рівна d , то $a = 2d/t^2$, де

$t=\pi R/v$ – середній час руху частинок промивної рідини по півколу під дією відцентрової сили, тобто:

$$a = \frac{2 \cdot d \cdot v^2}{\pi^2 \cdot R^2} \quad (3.45)$$

Співставляючи (3.44) і (3.45), можна отримати формулу для визначення мінімального граничного діаметра бульбашки, що зможе подолати відстань d за час її руху півколом:

$$D_{ep} = \frac{6 \cdot k \cdot \theta \cdot R}{v^2 \cdot \left(\rho_p - \frac{2 \cdot d \cdot \rho_r}{\pi^2 \cdot R} \right)} = \frac{D_{\max}}{1 - \frac{2 \cdot d \cdot \rho_r}{\pi \cdot R \cdot \rho_p}} \quad (3.46)$$

де $D_{\max}$ – максимальний діаметр бульбашки, яку зможе утримувати рідина, що перебуває під дією відцентрової сили необмежений час.

Оскільки $\rho_r/\rho_p \ll 1$ і $d/R \ll 1$, то із (3.46) випливає, що $D_{ep} \approx D_{\max}$. Це означає, що майже всі бульбашки, в елементі об'єму рідини, діаметр яких $D > D_{\max}$, встигають вийти на поверхню за час його руху по внутрішній поверхні камери дегазатора під дією відцентрової сили. Цей результат цілком зрозумілий. Якісно його можна отримати з тих міркувань, що чим більша швидкість руху рідини по внутрішній стороні циліндричної поверхні, тим менший час дії на бульбашки виштовхувальної сили, але тим більша її величина, а, значить, більша величина прискорення і середньої швидкості руху бульбашки до поверхні.

Для дослідження ефективності процесу дегазації у разі проходження промивної рідини камери дегазатора під дією відцентрової сили припускається, що розподіл бульбашок газу в розчині по об'єму відноситься до класу гамма-розподілів [129] і має вигляд:

$$n(V) = \frac{\omega}{V_0^2} \cdot \frac{s+1}{s!} \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^s \cdot \exp\left(-\frac{V}{V_0} \right) \quad (3.47)$$

де ω – об’ємний вміст газової фази в суміші;

V_0 і s – параметри розподілу, пов’язані із середнім об’ємом V_c і дисперсією σ_1^2 співвідношеннями: $V_0 = V_c / (s + 1)$, $\sigma_1 = V_c / (s + 1)^{1/2}$.

Розподіл (3.47) для різних значень s представлений на рисунку 3.6. Оскільки час руху частинок рідини по внутрішній поверхні камери дегазатора малий, то можна вважати, що з часом вигляд розподілу не змінюється.

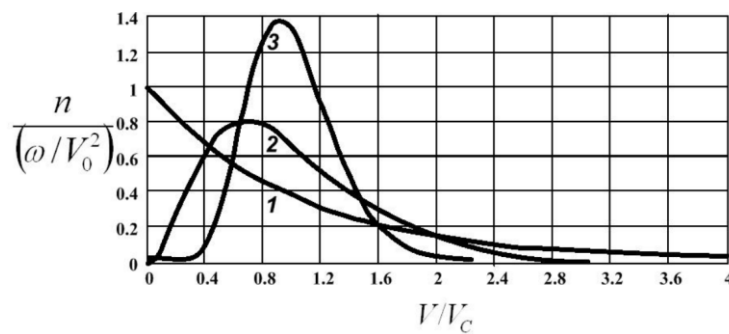


Рисунок 3.6 – Розподіл бульбашок по об’ємах для різних значень s : 1–0; 2–2; 3–10

Для визначення середнього значення об’єму бульбашки, що входить до розподілу (3.47), необхідно розглянути умови перебування бульбашок в рідині. Будемо вважати, що в рухомій рідині бульбашки між собою не взаємодіють. Це припущення справедливе при не дуже великих значеннях об’ємного вмісту газової фази ω . Для кожної газової бульбашки умова динамічної рівноваги в рідині без врахування інерції має вигляд:

$$p_{\Gamma} = p + \frac{2 \cdot \sigma}{R} \quad (3.48)$$

де: p_{Γ} – тиск газу в середині бульбашки; p – тиск в рідині на зовнішній поверхні бульбашки;

σ – коефіцієнт поверхневого натягу рідини;

R – радіус бульбашки.

Очевидно, що в переважній більшості бульбашок, що утворилися під час руху в циркуляційній системі, газ перебуває в стані, близькому до насичення. Виходячи з цих міркувань, на основі формули (3.48) отримаємо вираз для визначення середнього діаметра бульбашок:

$$D_c = \frac{4 \cdot \sigma}{p_{гн} - p} \quad (3.49)$$

де $p_{гн}$ – тиск газу в стані насичення, який визначається температурою рідини.

Ефективність процесу дегазації характеризується коефіцієнтом ефективності, який в даному випадку буде мати вигляд:

$$\eta = 1 - \frac{1}{\omega} \cdot \int_0^{V_{gp}} V \cdot n(V) \cdot dV \quad (3.50)$$

де

$$V_{gp} = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot D_{\max}^3 = 36 \cdot \pi \cdot \left(\frac{\theta \cdot k \cdot R}{\rho_p \cdot v^2} \right) \quad (3.51)$$

Тут V_{gp} – граничний об'єм бульбашки, що буде утримуватися в розчині під час його русу в камері дегазатора.

Як впливає із формули (3.50), коефіцієнт ефективності дегазатора буде тим більшим, чим менша межа інтегрування, якою є граничний об'єм бульбашки, що описується формулою (3.51). Із вигляду формули (3.51) можна зробити якісний аналіз залежності коефіцієнта ефективності від статичної напруги зсуву, радіуса камери дегазатора, густини та швидкості руху рідини в ній. Чим менші статична напруга зсуву і радіус камери дегазатора і чим більша густина рідини і швидкість

її руху, тим більший коефіцієнт ефективності, причому ці залежності дуже різкі, оскільки всі перераховані величини, що входять до виразу (3.51), мають високі степені. Після підстановки функції розподілу (3.47) в формулу (3.50) і нескладних перетворень для коефіцієнта ефективності отримаємо:

$$\eta = 1 - \frac{(s+1)^{(s+1)}}{s!} \cdot \int_0^{X_{GP}} x^{s+1} \cdot e^{-x \cdot (s+1)} dx \quad (3.52)$$

де

$$X_{GP} = \left(\frac{6 \cdot \theta \cdot k \cdot R}{\rho_p \cdot D_c \cdot v^2} \right)^3 \quad (3.53)$$

Середній діаметр бульбашок D_c можна визначити за формулою (3.49).

Отримані вище формули дають можливість кількісно досліджувати залежності ефективності дегазатора від параметрів рухомої промивної рідини для різних конкретних випадків. Як приклад, припустимо, що в камеру дегазатора поступає емульсійний глинистий розчин (0,5% каустичної соди +10% нафти) із такими характеристиками [130]: напруга зсуву – $\theta = 21$ Па; густина рідкої фази $\rho_p = 1280$ кг/м³; поверхневий натяг $\sigma = 0,05$ Н/м. Тоді цей розчин може бути

насичений газоповітряною сумішшю (при $T \approx 300$ К і $p \approx 10^5$ Па), до складу якої входять, крім метану, етан, пропан, водяна пара, критичні температури яких перевищують 300 К. Наближені оцінки при заданих параметрах величини середнього діаметра бульбашок за формулою (22) дають $D_c \approx 10^{-4} - 10^{-5}$ м.

На рисунку 3.7 зображено графік залежності коефіцієнта ефективності η від швидкості руху промивної рідини в камері дегазатора v при $R = 0,3$ м, $k = 1$, $D_c = 10^{-4}$ м і різних значеннях параметра розподілу s .

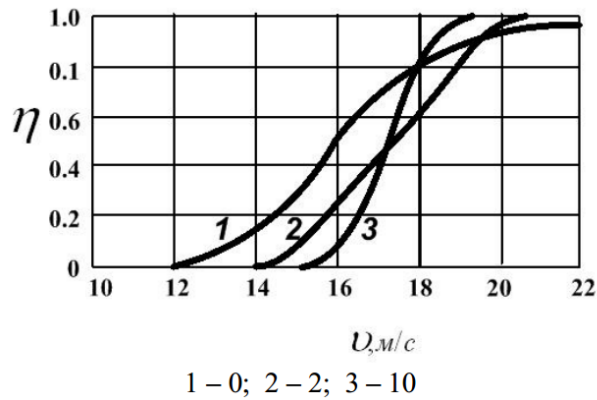


Рисунок 3.7 – Залежність коефіцієнта ефективності η від швидкості руху v промивної рідини при різних значеннях параметра розподілу s

З цього рисунка видно, що із збільшенням параметра розподілу s стає різкішою залежність коефіцієнта ефективності від швидкості руху промивної рідини в камері дегазатора. Це можна пояснити тим, що із збільшенням s зменшується дисперсія σ_l бульбашок за об'ємами. Мінімальне значення швидкості руху промивної рідини, за якого починається дегазація, дуже сильно залежить від величини середнього діаметра бульбашок, яка визначається термодинамічними умовами, в яких перебуває рідина, і складом її газової фази. На рисунку 3.8 зображено залежність коефіцієнта ефективності дегазації η від швидкості руху промивної рідини в камері дегазатора радіусом $R = 0,3$ м при $s = 2$, $k = 1$ і різних значеннях середнього діаметра бульбашок.

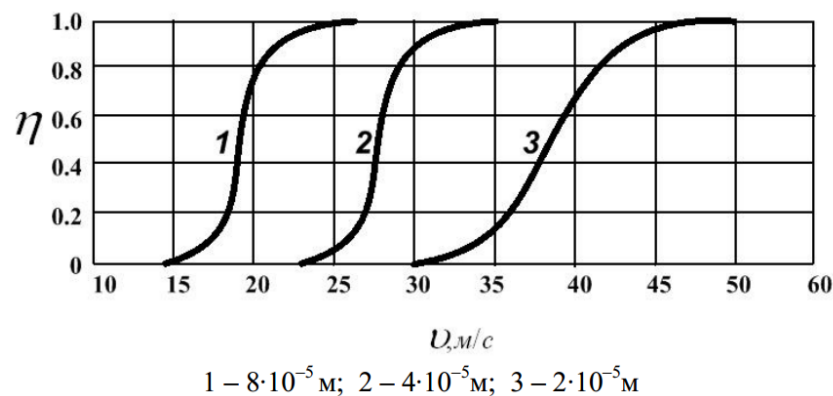


Рисунок 3.8 – Залежність коефіцієнта ефективності η від швидкості руху v промивної рідини за різних значень середнього діаметра бульбашок D_c

Як видно із рисунка, чим менший середній діаметр бульбашок, тим при більшій швидкості починається процес дегазації і тим більший діапазон швидкостей в межах якого зростає η від 0 до 1.

Цікавим є дослідження залежності коефіцієнта ефективності від величини радіуса камери дегазатора. На рисунку 3.9 зображено залежність коефіцієнта ефективності η від радіуса камери R дегазатора при $D_c=10^{-4}$ м, $s = 2$, $k = 1$ і різних значень швидкості руху v промивної рідини.

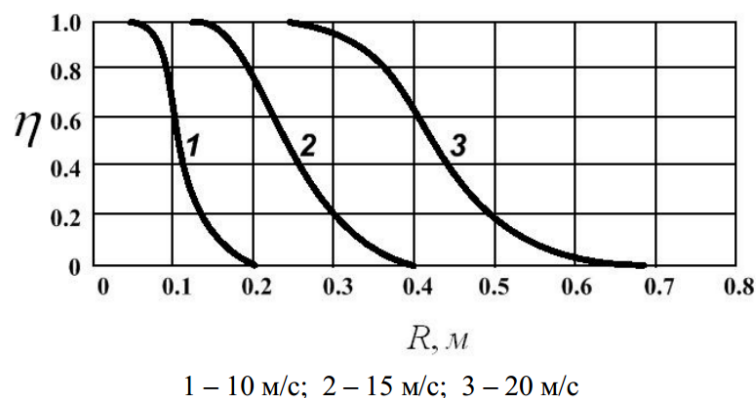


Рисунок 3.9 – Залежність коефіцієнта ефективності η від величини радіуса R камери дегазатора за різних значень швидкості руху промивної рідини v

Із аналізу рисунку 3.9 видно, що чим менший радіус камери, тим більший коефіцієнт ефективності. Це пояснюється тим, що із зменшенням радіуса збільшується відцентрова сила, яка виштовхує бульбашки з рідини. Аналіз сімейства кривих залежності коефіцієнта ефективності η від радіуса камери R за різних значень швидкості руху промивної рідини v дає змогу підібрати оптимальний радіус камери при якому ефективність дегазації в широкому діапазоні зміни параметрів руху рідини буде максимальною.

Таким чином, розроблена вище теорія уможлиблює для кожного конкретного випадку промивної рідини і складу газової фази, що насичує підбір оптимальних розмірів камери дегазатора і режиму руху рідини в ній, що забез-

печить максимальний ефект дегазації, а також експериментально визначати (формула 3.38), яка частка газу виділяється з рідини в результаті її руху в камері.

3.3 Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора дегазації бурового розчину

Невід’ємною складовою забезпечення працездатності бурового обладнання в умовах низьких температур є підтримання стабільних реологічних характеристик промивної рідини, оскільки її насичення газом призводить до зниження густини, зростання в’язкості та статичної напруги зсуву, що порушує нормальний режим циркуляції і роботи бурових насосів. Вплив низьких температур додатково посилює зазначені ефекти, спричиняючи підвищення структурної в’язкості розчину та ускладнюючи його течію через робочі органи сепараційного обладнання, що зумовлює необхідність застосування систем обігріву для підтримання нормованих гідродинамічних параметрів промивної рідини. Ефективним засобом відновлення технологічних властивостей розчину є застосування сепараторів-дегазаторів, ключовим конструктивним елементом яких є живильний насадок, що забезпечує подачу промивної рідини в камеру дегазатора та руйнування її структури. З огляду на це, цей підрозділ присвячено теоретичному дослідженню гідродинамічних процесів витікання в’язкопластичної промивної рідини крізь насадок сепаратора дегазації бурового розчину з урахуванням двофазного характеру течії та структурного режиму руху рідини.

Насичення промивної рідини газом призводить до погіршення її технологічних властивостей внаслідок зниження густини, збільшення в’язкості і статичної напруги зсуву, що за певних умов може бути причиною виникнення ускладнень у процесі буріння свердловини.

Газ у свердловину може поступати разом з вибуреною породою у разі зниження тиску на пласт, внаслідок фільтрації і дифузії. Потрапивши із пласта в

свердловину, газ може перебувати в промивній рідині в розчиненому або вільному стані, у вигляді конденсату вуглеводнів, в розчиненому стані в нафті і воді. В процесі циркуляції промивної рідини у міру її руху до устя свердловини через зниження тиску розчинений газ і конденсат переходять у газоподібний стан. Якщо конденсат може цілком переходити в газоподібний стан, то нафта – тільки частково, а кількість виділеного газу із нафти залежить від її газового фактора і складу вуглеводню.

Насичення промивної рідини газом (повітрям) може відбуватися також внаслідок захоплення повітря під час її руху циркуляційною системою, а також внаслідок потрапляння повітря в рідину під час її очищення від вибуреної породи (твердої фази) віброситими. Перехід розчиненого повітря в промивній рідині у вільний стан є також джерелом насичення розчину газом. При цьому бульбашки повітря виділяються внаслідок різкого зниження тиску на ділянках циркуляційної системи (в т.ч. в насосах).

Насичення газом промивної рідини обумовлює зменшення гідростатичного тиску стовпа розчину на пласт, а також призводить до порушень нормальної подачі промивної рідини у свердловину буровими насосами. В зв'язку з цим важливого значення набуває розроблення ефективних методів відновлення стану розчину шляхом його дегазації. Застосування сепараторів для дегазації розчинів (дегазаторів) дає можливість оперативно відділити газ від промивної рідини, а також забезпечити відновлення структурних властивостей (її густини, в'язкості, статичної напруги), що уможливорює ведення нормального режиму циркуляції промивної рідини і покращання умов буріння [125].

В промисловості застосовується фізикохімічний, вакуумний і механічний способи дегазації. Кожний із них має свої переваги і недоліки. Перевагою механічних дегазаторів є те, що вони ефективно руйнують структуру промивної рідини. В даний час набуває особливої актуальності розробка і дослідження роботи дегазаторів гідроциклонного типу, які можуть стати дуже перспективними через їх високу ефективність.

Одним із основних елементів цих пристроїв є живильний насадок, яким подається промивна рідина в камеру дегазатора. В даній роботі проведено теоретичне дослідження процесу витікання промивної рідини через насадок з отвором круглої та прямокутної форм.

Оскільки в практиці буріння зустрічаються випадки, коли промивна рідина, насичуючись газом, містить до 30% вільної газової фази, то до неї необхідно застосувати модель двофазної рідини, густина якої змінюється після проходження через кожен з елементів дегазатора. В зв'язку з цим потрібно користуватися підрахунком масової витрати рідини, а також масовим процентним вмістом газу в рідині.

Функціональний зв'язок між густиною промивної рідини і масовим та об'ємним вмістами газу в рідині встановлюється так. Нехай m – маса газованої промивної рідини; m_g – маса газу, який рівномірно насичує цю рідину. Тоді $k = m/m_g$ – масовий коефіцієнт вмісту газу в промивній рідині, виражений в частках одиниці. Густина газованої рідини виражається формулою:

$$\rho = \frac{m}{V_p + V_g} \quad (3.54)$$

де V_p – власний об'єм рідини (без газу);

V_g – об'єм газової фази, який визначається через масу газу і його густину:

$$V_g = \frac{m_g}{\rho_g} \quad (3.55)$$

Густина газу, в свою чергу, залежить від параметрів його стану. Вважаючи газ ідеальним і скориставшись рівнянням Клапейрона – Менделєєва, вираз густини газу через тиск p і температуру T запишемо як:

$$\rho_z = \frac{\mu \cdot p}{RT} \quad (3.56)$$

де: $R = 8.31$ Дж/моль·К;

μ – молярна маса газу або газової суміші.

Підставивши (2) в (1), отримаємо вираз:

$$\rho = \frac{m}{V_p + \frac{m_z}{\rho_z}} = \frac{1}{\frac{V_p}{m} + \frac{m_z}{m} \cdot \frac{1}{\rho_z}} = \frac{1}{\frac{1-k}{\rho_p} - \frac{k}{\rho_z}} \quad (4.57)$$

$$\rho_p = \frac{m_p}{V_p}$$

де ρ_p – густина рідини без газу

Тоді масовий коефіцієнт вмісту газу в рідині визначається за формулою

$$k = \frac{\frac{1}{\rho} - \frac{1}{\rho_p}}{\frac{1}{\rho_z} + \frac{1}{\rho_p}} \quad (3.58)$$

Зв'язок між масовим і об'ємним коефіцієнтами вмісту газу в рідині:

$$k = \frac{m_z}{m} = \frac{\rho_z V}{\rho V} = \frac{\rho_z}{\rho} k_v \quad (3.59)$$

Враховуючи (3.59), можна легко отримати формули, які б давали змогу визначати густину промивної рідини за відомим об'ємним вмістом газу в ній і навпаки:

$$k_v = \frac{1 - \frac{\rho}{\rho_p}}{1 - \frac{\rho_z}{\rho_p}} \quad (3.60)$$

$$\rho = \rho_p - (\rho_p - \rho_z)k_v$$

Від вмісту газу в промивній рідині залежить не тільки її густина, а й коефіцієнт динамічної в'язкості η і статична напруга зсуву Θ . На практиці відомо, що після проходження розчину промивної рідини через насадок з вузькою щілиною (штуцер) руйнується її структура і різко зменшується вміст газу і структурна та динамічна в'язкість. Більшість промивних рідин належать до глинистих розчинів, які відносять до класу в'язкопластичних рідин, для яких залежність між напругою зсуву і градієнтом швидкості течії має вигляд:

$$\tau = \eta \frac{dv}{dx} + \Theta \quad (3.61)$$

де: η – коефіцієнт динамічної в'язкості;

Θ – статична напруга зсуву, тобто така дотична напруга, за якої тіло або частина тіла виводиться зі стану рівноваги і починає рухатися.

Для аналітичного дослідження процесу витікання промивної рідини через насадок наведемо основні формули, які дають змогу визначити об'ємну витрату, середню швидкість та густину структурованої рідини за відомим перепадом тиску Δp в циліндричній трубці довжиною l і радіусом R . Відомо, що коли труба заповнена неньютонівською рідиною, її рух починається тільки після того, як дотичні напруги в пристінних шарах рідини досягнуть граничної напруги зсуву. При цьому вся маса рідини почне рухатись, ковзаючи вздовж пристінних шарів як тверде тіло. Такий вид течії назвали структурним, а центральну частину потоку, яка рухається із збереженням структури – ядром потоку.

Із збільшенням прикладеного тиску (збільшення швидкості течії) товщина пристінних шарів, в яких відбуваються взаємні зсуви шарів потоку, буде збільшуватись, діаметр ядра, відповідно, зменшуватись. При цьому швидкість в шарах між стінкою і ядром неперервно змінюється від нуля до швидкості ядра. За деякого значення швидкості градієнтні шари займуть весь переріз, і структурний режим перейде в ламінарний, що призведе до руйнування структури рідини. Надалі у випадку збільшення швидкості течії структурних рідин в трубах виникає турбулентність, яка характеризується, як і в звичайних рідинах, перемішуванням струмин потоку і неперервною зміною величини і напрямку їх швидкостей.

Як уже було зазначено вище, в'язкопластичні рідини володіють статичною напругою зсуву Θ , і тільки після її подолання може розпочатися рух. Отже, в круглій трубі при значеннях r (відстань від осі труби), для яких $\tau < \Theta$, течія рідини не виникає. Як показано в роботі [130], для стаціонарної течії рідини радіус ядра потоку r_0 , тобто радіус циліндра, на зовнішній поверхні якого виконується умова $\tau = \Theta$, визначається за формулою:

$$r_0 = \frac{2l\Theta}{\Delta p} \quad (3.62)$$

де Δp – перепад тиску в трубі на довжині l .

Отже, після початку руху в'язкопластичної рідини всередині труби утворюється циліндр з незруйнованою структурою радіусом r_0 (ядро потоку), який має швидкість v_0 . Між ядром потоку і стінками труби утворюється градієнтний шар, напруги в якому більші, а швидкості менші, ніж в ядрі. Це означає, що швидкість ядра є одночасно і максимальною швидкістю потоку, тобто у разі в'язкоструктурної течії в'язкопластичної рідини $v_{\max} = v_0$.

Згідно з [130], швидкість руху ядра визначається за формулою:

$$v_0 = v_{\max} = \frac{\Delta p}{4\eta l} (R^2 - r_0^2) - \frac{\Theta}{\eta} (R - r_0) \quad (3.63)$$

а швидкість руху в'язкопластичної рідини в градієнтному шарі при $r_0 < r < R$ рівна:

$$v = \frac{\Delta p}{4\eta l} (R^2 - r_0^2) - \frac{\Theta}{\eta} (R - r) \quad (3.64)$$

За структурного режиму об'ємна витрата рідини в круглій трубі дорівнює сумі двох витрат: Q_0 – в ядрі потоку і Q_l – в градієнтному шарі навколо ядра, тобто:

$$Q = Q_0 + Q_l = \int_0^{r_0} 2\pi r v_0 dr + \int_{r_0}^R 2\pi r v dr \quad (3.65)$$

Підставляючи замість v_0 і v їх значення та інтегруючи вираз, після нескладних перетворень отримаємо:

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\eta l} \left[\Delta p - \frac{4}{3} \left(\frac{2\Theta l}{R} \right) + \frac{r_0^4}{R^4} \left(\frac{4}{3} \frac{2\Theta l}{R} \frac{R}{r_0} - \Delta p \right) \right] \quad (3.66)$$

Позначивши

$$\frac{2\Theta l}{R} = p_0 \quad (3.67)$$

і враховуючи співвідношення (3.62), рівняння (3.66) набуває вигляду:

$$Q = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta l} f(\beta) \quad (3.68)$$

$$\text{де } f(\beta) = 1 - \frac{4}{3}\beta + \frac{1}{3}\beta^4, \quad \beta = \frac{p_0}{\Delta p}.$$

Необхідно зазначити, що p_0 – це той тиск, по досягненні якого починається рух розчину.

Знаючи витрату рідини, можна визначити її середню швидкість

$$v = \frac{Q}{\pi R^2} \frac{\Delta p R^2}{8\eta l} f(\beta) \quad (3.69)$$

Структура в'язкопластичної рідини буде повністю руйнуватися за умови, що радіус ядра рівний нулю ($r_0 = 0$). При цьому, як випливає із рівнянь (3.66) і (3.68), за заданого перепаду тиску витрата рідини буде мінімальною і рівною

$$Q_{\min} = \frac{\pi R^4 \Delta p}{8\eta l} f_{\min}(\beta) \quad (3.70)$$

$$\text{де } f_{\min}(\beta) = 1 - \frac{4}{3}\beta.$$

Очевидно, що наведені вище формули для обчислення витрати можна застосувати і у випадку трубки з отвором не круглої форми, а, наприклад, прямокутної. У цьому випадку використовується у формулах гідравлічний радіус R_Γ , який для отвору прямокутної форми рівний

$$R_\Gamma = \frac{ab}{2(a+b)} \quad (3.71)$$

де a і b – відповідно довжина і ширина отвору.

На основні наведених формул можна розробити методику експериментального визначення коефіцієнта опору насадка, кількісно оцінити

зміну вмісту газу в промивній рідині в процесі її витікання із насадка, підібрати оптимальні розміри підвідного патрубку з насадком і оптимальні режими подачі промивної рідини в дегазатор. Нехай насичена газом промивна рідина підвідним патрубком циліндричної форми радіусом R_l поступає в камеру дегазатора через насадок, гідравлічний радіус якого R_r , а довжина l . На рисунку 3.10 зображено принципову схему підвідного патрубку з насадком, на якій зображено ті перерізи, в яких необхідно визначати статичний тиск.

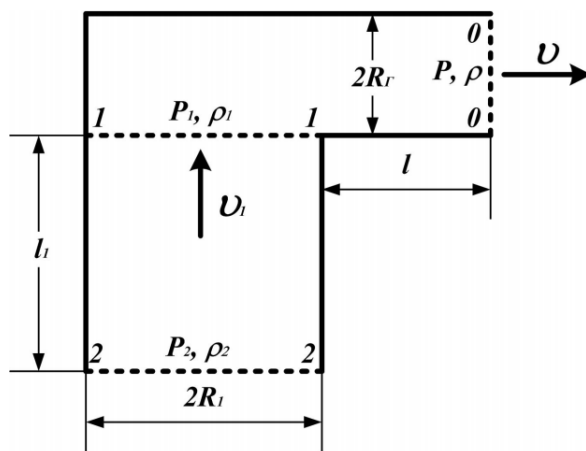


Рисунок 3.10 – Принципова схема підвідного патрубку з насадком

Через наявність газу густина промивної рідини, що тече в підвідному патрубку, буде в різних перерізах різна, але оскільки перепад тиску по довжині патрубку за помірних витрат незначний, то можна вважати, що густина промивної рідини у всіх точках підвідного патрубку приблизно однакова ($\rho_2 \approx \rho_l$).

Об'ємний розхід промивної рідини в патрубку визначається за формулою:

$$Q = \frac{\pi R_l^4 \Delta p_1}{8 \eta l_1} f_{\min}(\beta_1) \quad (3.72)$$

$$\text{де } \Delta p_1 = p_2 - p_1; \beta_1 = \frac{p_{01}}{\Delta p_1}; p_{01} = \frac{2\Theta l_1}{R}.$$

В даному випадку режим руху розчину необхідно підбирати таким чином, щоб, з одного боку, структура промивної рідини повністю руйнувалась, а з другого, – щоб втрати напору були незначними.

Об’ємний розхід промивної рідини через насадок для таких перепадів тиску Δp , коли структура повністю руйнується ($r_0 \ll R_r$), будемо обчислювати за формулою

$$Q = Q_{\min} = \frac{\pi R_r^4 \Delta p}{8 \eta l_1} f_{\min}(\beta) \quad (3.73)$$

$$\text{де } \Delta p_1 = p_1 - p; \beta = \frac{p_0}{\Delta p}; p_0 = \frac{2\Theta l}{R_r}.$$

Масова витрата промивної рідини у всіх перерізах патрубку і насадка однакова, тобто:

$$Q_m = \rho Q = \rho_1 Q_1 \quad (3.74)$$

Тоді із (3.74) можна визначити густину промивної рідини, що поступає із насадка в дегазатор:

$$\rho = \frac{Q_1 \rho_1}{Q} \quad (3.75)$$

Для того, щоб визначити коефіцієнт опору насадка, використовується рівняння Бернуллі:

$$\frac{p_1}{\rho_1} + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2} + k U_1 = \frac{p}{\rho} + \frac{\alpha v^2}{2} + k U + \Delta e \quad (3.76)$$

де: $v_1 = \frac{Q}{\pi R_1^2}$ і $v = \frac{Q}{\pi R_r^2}$ – середні швидкості потоку рідини в перерізах 1-1 і

0-0;

p_1, p – тиски і ρ_1, ρ – густини промивної рідини в перерізах 1-1 і 0-0;

U_1 і U – питомі внутрішні енергії газу, що міститься в потоці промивної рідини до і після насадку;

$\Delta e = \frac{\Delta N}{Q_m}$ – загальна втрата питомої енергії потоку на насадку;

α_1 і α – коефіцієнти кінетичних енергій відповідно для перерізів 1-1 і 0-0, вони характеризують ступінь нерівномірності розподілу кінетичних енергій, а отже, і швидкостей у вказаних перерізах;

k – масовий коефіцієнт вмісту газу в рідині.

Зміна внутрішньої енергії газу $U - U_1$ залежить від того термодинамічного процесу, який відбувається з газом на шляху від перерізу 1-1 до перерізу 0-0. Оскільки протікання рідини, а з нею і газу, через насадок за достатньо значних перепадів тиску відбувається швидко, то можна наближено його вважати адіабатним, тобто таким, що відбувається без обміну теплотою. Для адіабатного процесу виконується співвідношення:

$$\frac{p_1}{\rho_{z1}^\gamma} = \frac{p}{\rho_z^\gamma} = \frac{p'}{(\rho'_z)^\gamma} \quad (3.77)$$

де показник адіабати $\gamma = \frac{C_p}{C_v} = \frac{i+2}{i}$, i – кількість ступенів вільності газу.

Виходячи з першого закону термодинаміки для адіабатного процесу, маємо:

$$U - U_1 = -A = \int_p^{p_1} p' dv = \frac{p_1}{\rho_{z1}} - \frac{p}{\rho_z} - \int_p^{p_1} \frac{dp'}{\rho'_z} dv \quad (3.78)$$

де $v = \frac{1}{\rho_2}$ – питомий об'єм газу.

На основі формул (3.76)-(3.78) отримаємо:

$$\Delta e = \frac{\alpha_1 v_1^2}{2} - \frac{\alpha v^2}{2} + \frac{p_1}{\rho_1} - \frac{p}{\rho} + \frac{k\gamma}{\gamma-1} \frac{p_1}{\rho_{c1}} \left[1 - \left(\frac{p}{p_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\lambda}} \right] \quad (3.79)$$

Тоді коефіцієнт опору насадка визначається за формулою:

$$\zeta = \frac{2\Delta e}{v^2} \quad (3.80)$$

В ході проведення розрахунків у формулі (3.71) показник адіабати можна брати $\gamma \approx 1,3 - 1,4$; коефіцієнти кінетичних енергій можна брати $\alpha_l \approx 1$ (бо при структурному режимі за незначних витрат, ядро, в межах якого швидкість частинок рідини однакова, займає значну частину перерізу патрубку), $\alpha = 2$ (бо в насадку реалізується ламінарний режим течії).

Наведені вище формули дають змогу за визначеними тисками в перерізах 2-2, 1-1, 0-0 (рис. 1) і відомими характеристиками промивної рідини, що підвідними патрубками поступає в дегазатор (за напругою зсуву, динамічною в'язкістю, густиною рідини, об'ємним вмістом газу в рідині) визначати середню швидкість і радіус ядра в підвідній трубі; середню швидкість, радіус ядра, густину суміші і об'ємний коефіцієнт вмісту газу в рідині на виході із насадка (в перерізі 0-0), а також коефіцієнт опору насадка. Окрім цього, можна підібрати для заданих розмірів патрубка і насадка оптимальний режим робочого тиску, за яким втрати напору будуть мінімальними, а також теоретично встановити залежності між геометричними розмірами патрубка і насадка та параметрами руху промивної рідини.

Як приклад, припустимо, що підвідним патрубком в дегазатор поступає емульсійний глинистий розчин (0,5% каустичної соди + 10% нафти) із такими

характеристиками [130]: напруга зсуву – $\Theta = 21$ Па; коефіцієнт в'язкості – $\eta = 0,022$ Па·с; густина рідкої фази – $\rho_p = 1280$ кг/м³. Нехай цей розчин насичений повітрям ($\mu = 0,029$ кг/моль), об'ємний вміст якого за $T = 300$ К і $p = 10^5$ Па становить 30% ($k_{V1} = 0,3$), а геометричні параметри підвідного патрубку і насадка (рис. 1) такі: радіус підвідного патрубку $R = 0,1$ м; відстань між перерізами 1-1 і 2-2 $l_l = 1$ м; гідравлічний радіус насадка $R_f = 0.01$ м; довжина насадка $l = 0,1$ м. Якщо тиск в камері дегазатора прийняти рівним $p = 10^5$ Па, то обчислення дають такі результати: рух рідини починається при перепаді тиску на насадку $\Delta p = p_0 = 420$ Па; за тисків $p_2 = 101917$ Па в перерізі 2-2 і $p_1 = 101480$ Па в перерізі 1-1 коефіцієнт опору насадка мінімальний і рівний $\xi = 0,5$. При цьому радіус ядра потоку в підвідному патрубку рівний $R_{l0} = 0,096$ м, а середня швидкість розчину $v_l = 0,073$ м/с. В насадку гідравлічний радіус ядра потоку $R_{f0} = 2,8 \cdot 10^{-3}$ м, середня швидкість витікання розчину із насадка $v = 5,23$ м/с, а об'ємний вміст повітря в ньому становить приблизно 2% ($k_{V2} = 0,019$).

Отже, даний приклад демонструє, що насадок є важливим елементом дегазатора, який може виконувати ефективну функцію руйнування структури і дегазації промивної рідини.

Висновки до розділу

1. Визначено основні фактори, що впливають на інтенсивність витоку нафти зі свердловини та поширення забруднення на поверхні ґрунту: параметри свердловини, характеристики пласта і нафти, а також умови навколишнього середовища.

Розроблено математичну модель витоку нафти зі свердловини у вигляді системи диференціальних рівнянь, що описує стаціонарний режим течії з урахуванням втрат тиску на тертя, фільтраційного опору пласта та стисливості рідини. Вдосконалено модель поширення нафти на поверхні землі, яка, на відміну від аналогів, враховує одночасний вплив поглинання ґрунтом,

випаровування, рельєфу та рослинності, що дозволяє визначати динаміку зміни параметрів нафтової плями та втрати нафти залежно від часу ліквідації аварії.

Розроблено програмно-моделюючий комплекс на основі ГІС та екологічного картографування, що включає підсистеми управління даними, математичного моделювання, оцінки екологічного ризику та візуалізації забруднення. Верифікація моделей за даними аварії на свердловині «Правобережна № 177» підтвердила, що розрахункові значення товщини нафтової плівки потрапляють у довірчі інтервали польових вимірювань (надійність 0,99), що свідчить про високу адекватність розроблених моделей.

2. Проведено теоретичне дослідження руху промивної рідини внутрішньою циліндричною поверхнею камери дегазатора гідроциклонного типу. Виведено аналітичні залежності, що пов'язують параметри руху газорідинної суміші (густину, швидкість, частку газу, що виділяється) з геометричними характеристиками камери дегазатора. Встановлено, що коефіцієнт ефективності дегазації визначається статичною напругою зсуву рідини, радіусом камери, густиною та швидкістю руху промивної рідини, причому залежності мають виражений нелінійний характер. Показано, що зменшення радіуса камери та збільшення швидкості руху рідини сприяють підвищенню ефективності дегазації за рахунок зростання відцентрової сили, що виштовхує газові бульбашки.

3. Досліджено гідродинамічні процеси витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора дегазації бурового розчину. На основі моделі в'язкопластичної рідини та рівняння Бернуллі для двофазного потоку отримано аналітичні залежності для визначення об'ємної витрати, середньої швидкості, густини суміші та коефіцієнта гідравлічного опору насадка з отворами круглої та прямокутної форм. Прикладний розрахунок підтвердив, що при раціональному виборі геометричних параметрів та режиму тиску насадок забезпечує істотне зменшення об'ємного вмісту газу в промивній рідині — з 30% до приблизно 2% — та значне зростання швидкості потоку, ефективно руйнуючи

структуру газорідинної суміші. Отримані залежності є основою науково обґрунтованого підбору оптимальних конструктивних параметрів насадка і режимів подачі промивної рідини в дегазатор.

РОЗДІЛ 4

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ТЕПЛОТЕХНІЧНОГО І НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

4.1 Дослідження процесу збагачення вугілля методом масляної агрегації

Теоретичною основою для розроблення енергоефективних систем обігріву нафтогазового обладнання є глибоке розуміння фізико-хімічних процесів, що відбуваються у вуглеводневих середовищах за знижених температур, зокрема механізмів агрегації дисперсних частинок під дією поверхнево-активних речовин і вуглеводневих зв'язувачів. З метою встановлення закономірностей міжфазної взаємодії та агрегаційної поведінки гідрофобних частинок у водному середовищі, які є спільними для широкого класу дисперсних систем нафтогазової та гірничої промисловості, у першому розділі розглядається процес збагачення вугілля методом масляної агрегації як модельна система для дослідження механізмів селективної флокуляції та міжфазного масоперенесення.

Метою даного дослідження є вивчення підготовки донецького вугілля різного ступеня вугленізації методом агрегації олії. Це дасть можливість визначити раціональні межі технологічних параметрів процесу, а також встановити технологічні можливості агрегації олії, зокрема, залежно від вмісту золи та розмірності вихідного збагаченого вугілля.

Для досягнення поставленої мети необхідно було вирішити такі завдання:

- встановити характер впливу зольності вихідного вугілля на результати масляної агрегації;
- дослідити вплив тривалості перемішування суспензії та її густини на результати масляної агрегації вугілля;
- дослідити вплив витрати та типу реагенту-зв'язувача на результати масляної агрегації вугілля.

Досліджували донецьке вугілля – антрацит розміром 0 – 100 мкм та вугілля марки Г, 0–100 мкм; 0–1 мм; 0–2 мм. Як реагент-зв’язувач при брикетуванні вугілля використовували антрацинову олію, полімер бензольного виробництва (ПБВ) від Авдіївського КХЗ (Україна), суміш «брикетін: керосин» = 1:3, мазут М100.

Для переробки та підготовки вугілля використано таке обладнання:

- лабораторна дробарка;
- вібросито;
- лабораторна установка для реалізації процесу агрегації вугілля з олією;
- електронагрівач для нагрівання реагенту;
- мірний шприц для дозування реагенту;
- мірний посуд;
- лабораторні ваги;
- лабораторна установка для зневоднення вугільно-масляного концентрату шляхом зливу.

Для вимірювання pH використано рН-метр MARK-902MP, для вимірювання температури реагенту t_r та суспензії t_s – ртутний термометр, для вимірювання тривалості грануляції τ_a – секундомір, для вимірювання швидкості обертання n_s робочого колеса змішувача – тахометр.

Для візуальної ідентифікації типу механізму процесу агрегації масел у вугіллі – «коалесценція» чи «амальгама» – використано стробоскоп.

Для візуальної ідентифікації агрегованого та неагрегованого вугілля – мікроскоп МБС-9в.

Зовнішню питому поверхню вихідного вугілля S_{SSA} визначали за методом Товарова.

Вміст золи A^d вугілля та хвостів (відходів) визначали відповідно до ISO 1171-97 «Паливо тверде Паливо, тверде, мінеральне. Методи визначення вмісту золи». Вологість вугільно-масляного концентрату після зливу r – згідно з ISO 589-81 «Паливо, тверде, мінеральне. Методи визначення вологості».

Середній діаметр вугільно-масляних агрегатів d_a розраховували на основі даних ситового аналізу як арифметично зважене середнє.

Вихід агрегованого вугільно-масляного концентрату γ_c визначали як частку (%) агрегованого вугілля до неагрегованого в полі зору мікроскопа МБС-9В.

Перша серія експериментів. Змінні фактори – зольність вихідного вугілля A^d , тривалість перемішування τ_a та густина суспензії ρ_{ws} .

Вплив зольності вихідного вугілля та тривалості перемішування суспензії на результати агрегації масел показано на рисунку 4.1.

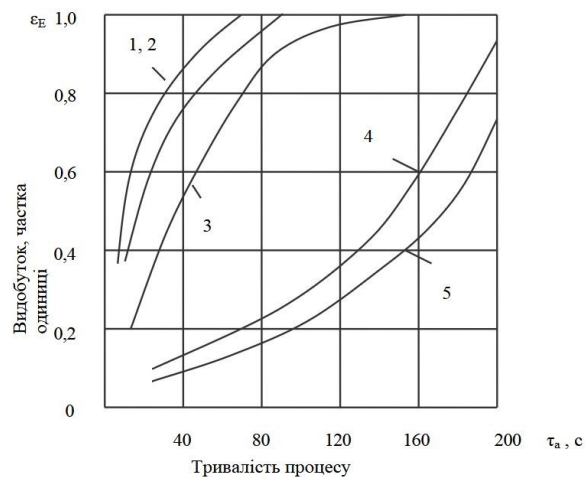


Рисунок 4.1 – Кінетичні криві екстракції антрациту $\varepsilon_E(\tau_a)$ у вугільно-нафтовий агломераційний концентрат при різному вмісті золи у вихідному вугіллі: 1–10 %; 2–20 %; 3–40 %; 4–60 %; 5–70 %

Режим процесу: досліджуване вугілля – антрацит розміром 0–100 мкм; рідка фаза суспензії: показник $pH = 7$; витрата масляного реагенту $Q_r = 32$ % за масою; масляний реагент (сполучна речовина) – мазут М100; $\rho_{ws} = 350$ г/л; температура суспензії $t_s = 70$ °С; частота обертання робочого колеса змішувача $ns = 20$ с⁻¹.

Отримана експериментально залежність зміни екстракції антрациту ε_E від тривалості перемішування суспензії при високому (60–70 %) та нижчому (10–40 %) вмісті золи у твердій фазі має характер експоненціальної функції з різними

кривими. У цьому випадку збільшення вмісту золи понад 50–60 % призводить до якісної зміни процесів екстракції, що виражається зміною форми кривої $\varepsilon_E(\tau_a)$ – рисунок 4.1 (сімейство кривих 1–3, а також 4, 5) та різке зниження швидкості агрегації.

Залежності швидкості агрегації V_a від густини густоти водно-вугільної суміші ρ_{ws} при різному вмісті золи у вугіллі показані на рисунку 4.2. Режим процесу: $pH = 9$, $Q_r = 20$ % за масою (мазут М100), $t_r = 70$ – 80 °С, $t_s = 25$ °С, $n_s = 40$ с⁻¹, вугілля марки Г, 0–100 мкм. Ця група кривих має дві характерні особливості. По-перше, спостерігається яскраво виражений екстремальний форма кривої $V_a(\rho_{ws})$, тобто для кожного вмісту золи в твердій фазі існує оптимальна густина пульпи, при якій швидкість агрегації V_a є максимальною. У цьому випадку пік максимальної швидкості агрегації V_a для нижчих вмістів золи є значно більшим, ніж для високих значень вмісту золи в оброблюваному матеріалі. Так, при вмісті золи в твердій фазі суспензії 15 % $V_{a \max}$ становить 22,3 мм/хв, а при вмісті золи 65 % $V_{a \max} = 3,5$ мм/хв. По-друге, для целюлоз з низьким вмістом золи піки $V_{a \max}$ знаходяться в області їх високих густин (350–450 г/л), тоді як для целюлоз з високим вмістом золи піки $V_{a \max}$ знаходяться в області низьких густин (50–150 г/л). Збільшення вмісту золи в твердій фазі целюлози призводить до уповільнення вилучення органічної маси в гранули (рис. 4.1) та зниження швидкості агрегації (рис. 4.2).

Друга серія експериментів. Змінні фактори – тип та витрата Q_r реагенту-зв'язувача. Рисунок 4.3 показує експериментальні залежності від витрати реagentу-зв'язувач «хвостів» (відходів) нафтової агрегації $A_w^d(Q_r)$, середній діаметр вугільно-нафтових агрегатів $d_a(Q_r)$, отриманий для вугілля марки Г розміром 0–1,0 мм, фракція – 0,1 мм 39,7 %, $S_{SSA} = 1590$ см²/г, $A^d = 10$ %.

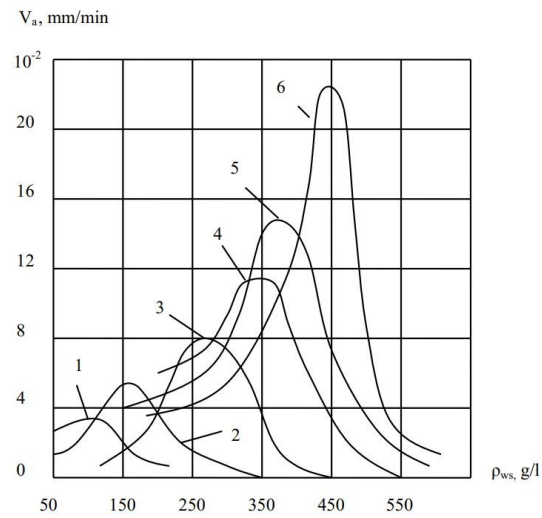


Рисунок 4.2 – Експериментальні залежності швидкості агрегації V_a від густини водно-вугільної суспензії ρ_{ws} при різному вмісті золи у вугіллі A^d :

1 – 65 %; 2 – 55 %; 3 – 45 %; 4 – 35 %; 5 – 25 %; 6 – 15 %

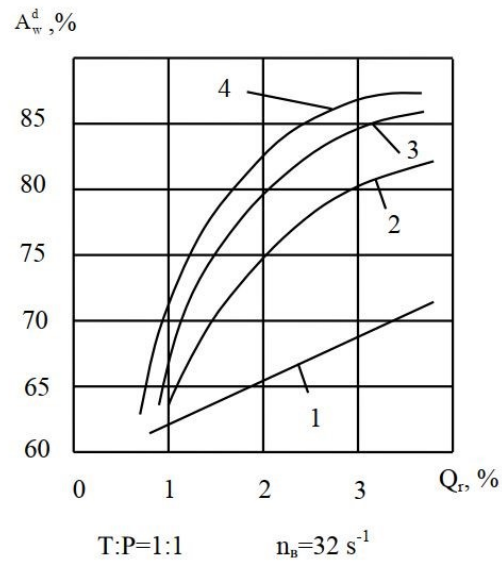


Рисунок 4.3 – Експериментальні залежності $A_w^d(Q_r)$ від тривалості перемішування пульпи τ_a : 1 – 1 хв; 2 – 3 хв; 3 – 5 хв; 4 – 10 хв

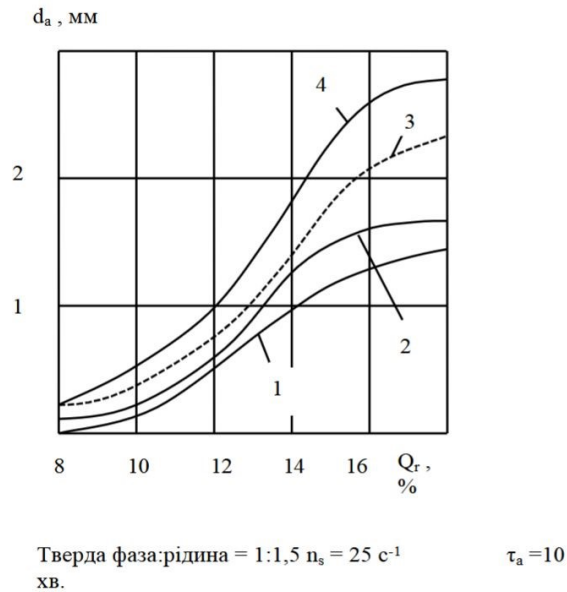


Рисунок 4.4 – Експериментальні залежності $d_a(Q_r)$:

1 – антраценова олія; 2 – полімер бензолного виробництва (ПБП) з Авдіївського ХХЗ; 3 – суміш «брикетін:гас» = 1:3; 4 – мазут М100

Характер експериментальних залежностей $A_w^d(Q)$ та $d_a(Q_m)$, за винятком $A_w^d(Q)$, при $\tau_a = 1$ хв є нелінійним з тенденція до вирівнювання.

Для залежностей $A_d(Q)$, спостерігається вирівнювання кривих при $Q_r \geq 3\%$ за масою та $\tau_a \geq (3-10)$ хв. У цьому випадку вміст золи у відходах A_w^d досягає 82-87 %.

Для залежностей $d_a(Q_m)$ спостерігається вирівнювання кривих при $Q_r \geq 16\%$ за масою. У цьому випадку максимальний розмір вугільно-масляних агрегатів за заданих робочих параметрів досягається при $Q_r = 18\%$ за масою. У цьому випадку середній діаметр вугільно-масляних паливних агрегатів зменшується в цьому діапазоні використовуваних реагентів: мазут – суміш «брикетін-гас» – ПБВ – антрацинова олія (відповідно 2,8; 2,3; 1,8; 1,4 мм).

На рисунку 4.5 та 4.6 показано отримані залежності ряду вхідних параметрів процесу від витрати реагенту-зв'язувача: вихід агрегованого вугільно-нафтового концентрату $\gamma_c(Q_r)$, його вологість $W_r(Q)$, вихідне вугілля було марки G розміром 0–2 мм, реагент-сполучний – мазут М100.

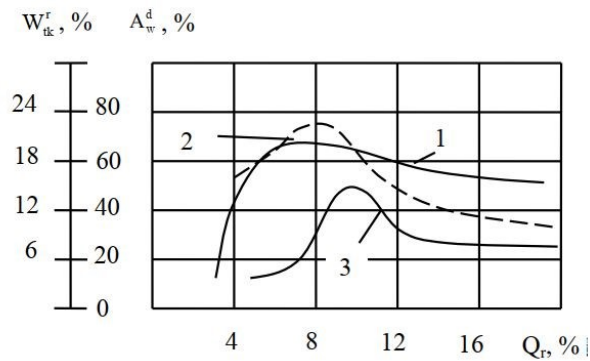


Рисунок 4.5 – Експериментальні залежності $A_w^d(Q_r)$ та $W_{tr}^r(Q_r)$: 1 – $A_w^d(Q_r)$, 2, 3 – $W_{tr}^r(Q_r)$ за один та два дні відстоювання, відповідно

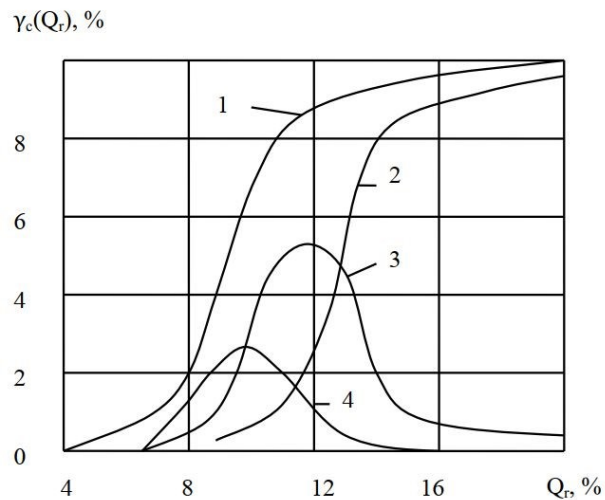


Рисунок 4.6 – Експериментальні залежності $\gamma_c(Q_r)$: 1 – загальний вихід гранул; 2 – вихід гранул фракції +1,6 мм; 3 – фракції 1,6–1,0 мм; 4 – фракції 1,0–0,5 мм

Залежність $A_w^d(Q_r)$ має плавний екстремум-максимум $A_w^d \approx 68\%$ в області $Q_r = (6-8)\%$ за масою.

Криві зливу вугільно-масляного агломерату $W_{tr}^r(Q_r)$ також мають екстремальний характер. У цьому випадку агрегати активно зневоднюються при $Q_r > 10\%$ за масою. Вологість зневодненого вугільно-масляного агломерату через 2 та 3 дні зневоднення для $Q_r = 16\%$ становить, відповідно, 11% та 8% (рисунок 4.5 та 4.6).

Загальний вихід агломерованого вугільно-масляного концентрату $\gamma_c(Q_r)$, тобто ступінь залучення вугілля до вугільно-масляних агрегатів під час агломерації масла, при $Q_r = 18\%$ за масою досягає 100% (агломерована вся вугільна фаза). Вихід вугільно-нафтових агрегатів розмірної фракції $1,6-1,0\text{ мм}$ та $1,0-0,5\text{ мм}$ має екстремальний характер (рис. 4.11).

Агрегати за вказаних робочих параметрів досягають $Q_r = 18\%$ за масою. У цьому випадку середній діаметр вугільно-паливних агрегатів зменшується в цьому діапазоні використовуваних реагентів: нафтове паливо – суміш «брикетін-гас» – ПБП – антрацинова олія (2,8; 2,3; 1,8; 1,4 мм відповідно).

На рисунку 4.5, 4.6 показано отримані залежності ряду вхідних параметрів процесу від витрати мазуту, а також їхні поліровані зрізи.

Хабітус вугільно-мазутних агрегатів з вугілля розміром $0-100\text{ мкм}$, отриманих при витраті мазуту 20% за масою, характеризується (рис. 4.7, 4.8) округлими формами, педалеподібними (яйцеподібними). Натомість вугільно-масляні агрегати з вугілля розміром $0-1\text{ мм}$ (рис. 4.9, 4.10) мають кутові форми, що вказує на лише часткове залучення великих зерен до масляної агрегації. Більші зерна слугують центрами агрегації, тоді як гранули є, по суті, структурами типу «центр-оболонка» (рис. 4.11).

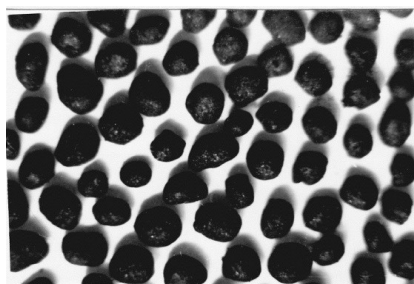


Рисунок 4.7 – Агрегати-гранули вугільно-масляного палива, отримані на основі донецького вугілля розміром $0-100\text{ мкм}$. Середній розмір агрегатів становить $3-4\text{ мм}$

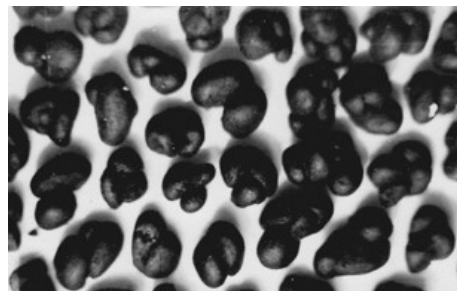


Рисунок 4.8 – Вугільно-нафтові паливні агломерати з гранул, отриманих на основі донецького вугілля розміром $0-100\text{ мкм}$

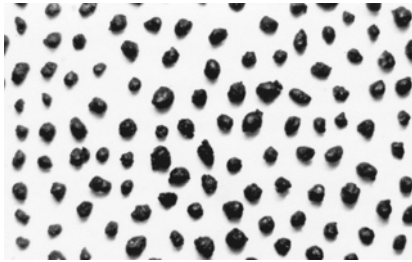


Рисунок 4.9 – Агрегати-гранули вугільно-масляного палива, отримані на основі донецького вугілля розміром 0-1 мм. Середній розмір агрегатів становить 2-3 мм

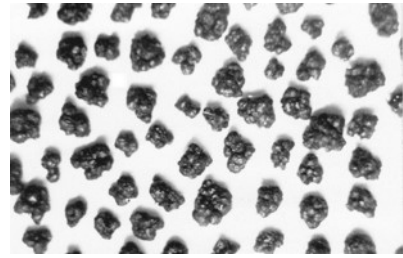


Рисунок 4.10 – Вугільно-нафтові паливні агломерати у вигляді гранул, отримані на основі донецького вугілля розміром 0-1 мм

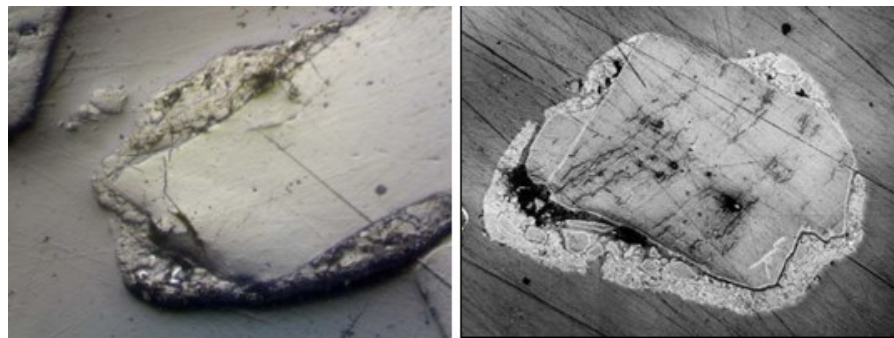


Рисунок 4.11 – Поліровані зрізи вугільно-масляного палива у вигляді агрегатів-гранул (рис. 4.9), отриманого на основі донецького вугілля розміром 0-1 мм: а – збільшення $\times 200$; б – збільшення $\times 150$

Перша серія експериментів. Вплив зольності вихідного вугілля на результати агрегації масел (рис. 4.1, 4.2) однозначно демонструє істотне (у 4 рази та більше) зниження швидкості агрегації у високозольних суспензіях при збільшенні зольності твердої фази суспензії від 15 % до 65 %. Це, очевидно, зумовлено меншою ймовірністю взаємодії між частинками вугілля у високозольних суспензіях, де вони знаходяться на більших відстанях одна від одної та частково блокуються зернами гірської породи. Останні знаходяться у

проміжках між зернами вугілля та перешкоджають їхньому контакту та зчепленню.

Криві $\varepsilon_E(t_a)$, що є залежностями вилучення вугілля з гідросуміші ε_E від тривалості перемішування t_a , отримані для антрацитів, можна вважати стандартними, оскільки для вугілля інших стадій метаморфізму вони є подібними та апроксимуються експоненційною залежністю [131]:

$$\varepsilon(\tau) = \varepsilon_{\max}(1 - \exp(-k\tau)), \quad (4.1)$$

де $\varepsilon_{\max} = 0,94$.

У цьому випадку коефіцієнт кореляції для регресії та кривої є досить високим і становить 0,92–0,95.

Виражений екстремальний характер залежності швидкості агрегації V_a та густини водно-вугільної суміші ρ_{ws} , показаний на рисунку 2, поки що не має пояснення. Висунута гіпотеза припускає, що наявність екстремуму-максимуму $V_a(\rho_{ws})$ є результатом дії конкуруючих факторів, перебігу двох одночасних процесів формування-руйнування вугільно-масляних агрегатів. У рідких суспензіях ймовірність контакту між гідрофобними об'єктами нижча через великі відстані між цими об'єктами і, відповідно, зменшену частоту контактів. Таким чином, контакти крапель нафтового реагенту та вугільних зерен, а також нафтових вугільних частинок між собою у рідких суспензіях є рідкісними, поодинокими. Це пояснює низьку швидкість агрегації в області більших дифузійних суспензій (крайові області на кривій $V_a(\rho_{ws})$ ліворуч від екстремуму-максимуму). Зі збільшенням густини водно-вугільної суміші ρ_{ws} середня відстань між гідрофобними об'єктами, що утворюють вугільно-масляні агрегати, зменшується, відповідно, збільшується частота їхніх контактів (висхідна гілка кривої $V_a(\rho_{ws})$). Водночас збільшення густини водно-вугільної суміші ρ_{ws} активує процес механічного тертя (контакти, зіткнення, тангенціальні, кутові та фронтальні сили взаємодії) мінеральних зерен у турбулентному потоці пульпи і,

відповідно, руйнування вугільно-масляних агрегатів. При певному значенні густини водно-вугільної суміші ρ_{ws} ці два чинники процесів «утворення-руйнування» вугільно-масляних агрегатів врівноважують один одного в точці максимуму кривої $V(\rho_{ws})$. При подальшому збільшенні густини водно-вугільної суміші ρ_{ws} переважатиме процес механічного тертя мінеральних зерен у турбулентному потоці пульпи і, відповідно, руйнування вугільно-масляних агрегатів. Це відповідає низхідній гілці кривої $V_a(\rho_{ws})$ праворуч від екстремуму-максимуму. Однак гідрофільні (високозольні) зерна породи не беруть участі в агрегації вугільно-масляних комплексів (гранул, агломератів). Вони перешкоджають процесу контактування між гідрофобними об'єктами в пульпі та суттєво гальмують цей процес, що пояснює зниження значень екстремуму-максимуму V_a для високозольних пульп.

Висунута гіпотеза, незважаючи на певну чіткість у поясненні причин існування екстремуму-максимуму кривої $V_a(\rho_{ws})$ процесів на її висхідній та низхідній гілках, ймовірно, є дещо неповною, оскільки не враховує наявні перетини кривих $V_a(\rho_{ws})$ для різного вмісту золи у твердій фазі пульпи. Різні швидкості агрегації целюлоз з однаковою густиною, але різним вмістом золи в твердій фазі, зумовлені також відмінностями в механізмі процесу агрегації. Існують два принципово різні механізми агрегації: 1) «коалесценція» – контакт і злиття окремих змащених зерен; 2) «амальгамування» – накопичення вугільних зерен у масляній плівці, її подальше руйнування та розпад на окремі елементи, з яких у турбулентному потоці суспензії утворюються вугільно-масляні агрегати.

Якщо механізм коалесценції характерний для суспензій з низькою густиною та високим вмістом золи у твердій фазі, то амальгама – для густих суспензій з низьким вмістом золи. Очевидно, що при певних густинах та вмісті золи у твердій фазі суспензії одночасно діють обидва зазначені механізми агрегації. Фактично, цей аспект висунутої гіпотези потребує додаткового дослідження.

Зазначимо, що діапазон початкових густин суспензії в проведених експериментах, $\rho_{ws} = 50\text{--}600 \text{ г/см}^3$, є значно ширшим, ніж у статтях [55, 57–59, 132]. Водночас нижні межі ρ_{ws} близькі (у нас 5 %, у [55] – 7,5 %, у [57] – 11,1 %). Загалом дані щодо раціональних значень концентрації вихідної суспензії у світовій практиці агрегації нафти з вугілля суперечливі – вони коливаються від 4 % до 50 % [131], що, ймовірно, пояснюється вирішальним впливом густини вихідної суспензії на сам тип механізму процесу агрегації нафти з вугілля («коалесценція» або «амальгамування») – обидва типи процесу рекомендується застосовувати [131]. Саме тому обраний діапазон досліджень – 5–60 % – щодо концентрації вихідної суспензії повністю відповідає світовій практиці. Однак у проведених дослідженнях ми виявили оптимальну комбінацію факторів «зольність твердої фази суспензії – щільність суспензії» під час агрегації дрібнодисперсного вугілля розміром 0–0,1 мм, що відповідає максимуму кривої $V_a(\rho_{ws})$. Це дає змогу значно скоротити тривалість процесу агрегації вугілля за інших рівних умов.

Друга серія експериментів присвячена впливу виду та витрати реагенту-зв'язувача на результати підготовки та зневоднення дрібнодисперсного вугілля. Цей фактор, згідно з дослідженнями [131, 55, 57–59, 132], є одним із найважливіших для отримання якісного концентрату та відходів олійної агрегації вугілля. Це підтверджується результатами, отриманими в ході досліджень.

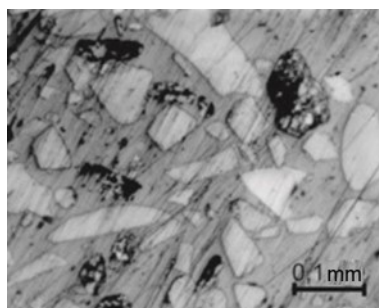
Зольність відходів A_w^d . Характер кривих $A_w^d(Q_r)$ для вугілля розміром 1-0 мм та 2-0 мм (відповідно до рис. 3-5) в області витрати реагенту-зв'язувача у межах 0-4 % за масою залишається незмінним, але максимальний вміст золи відходів у вугіллі розміром 1-0 мм A_w^d -87 %, тоді як для вугілля розміром 2-0 мм $A_w^d = 68\text{--}69$ %.

Це, очевидно, пояснюється тим, що пори вугілля розміром 2-0 мм не розкриваються повністю. У цьому випадку агрегація органічної речовини фактично завершується при відносно низькому споживанні реагенту-зв'язувача

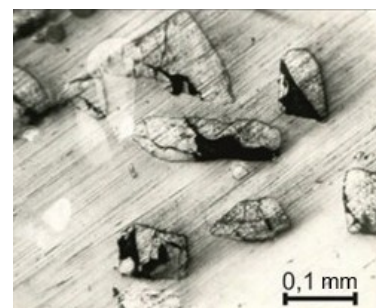
(4-5 % за масою), при цьому реагент утворює на зернах вугілля тонкі поверхневі плівки з адгезивною активністю.

Адгезія таких вугільних зерен зумовлюють утворення вугільно-масляних агрегатів. Зерна гірської породи не змочуються гідрофобним реагентом і утворюють відходи.

При подальшому збільшенні витрати реагенту-зв'язувача до 16 % за масою спостерігається зменшення зольності відходів, що зумовлено механічним втягненням зерен золи або зерен-проростків у відносно товстіші плівки нафти. Виникають частково просочені нафтою зерна гірської породи та ретир (зазвичай дрібне просівання, рис. 4.12), які перерозподіляються між відходами та концентратом, взаємно забруднюючи один одного. Саме тому збільшення витрати реагенту-зв'язувача (понад 4-5 % за масою) для дрібнодисперсного вугілля, грануляція якого в вугільно-масляні агрегати завершується в межах 5 % за масою, з точки зору отримання відходів з максимальним вмістом золи, є недоцільним. Відсутні такі експериментальні дані щодо тонкого (0-100 мкм) та ультратонкого (0-50 мкм) вугілля, що є завданням для подальших досліджень.



а)



б)

Рисунок 4.12 – Полірований зріз із частково просоченими нафтою зернами гірської породи та відсіву (дрібне просіювання мікроагрегатів та їх фрагментів): а – антрацит; б – вугілля марки G

Середній діаметр вугільно-нафтових агрегатів d_a характеризується прямо пропорційною залежністю від витрати реагенту-сполучного Q_r (рис. 4.3). Форма

кривої $d_a(Q_r)$ для різних типів реагенту-сполучного є близькою, але розмірність агрегатів варіюється і визначається адгезивними та когезивними зв'язками компонентів агрегату. Зауважимо, що для забезпечення високого рівня адгезії між реагентом та вугіллям хімічний склад поверхні вугілля повинен максимально відповідати хімічному складу реагенту. Згідно з правилом Де Бруна-Гурвінка, максимальна міцність адгезійного зчеплення реагенту з поверхнею вугілля досягається при мінімальній різниці в полярності учасників адгезійного контакту [133]. Ефективність адгезійного зчеплення нафтового реагенту з частинками вугілля тим вища, чим більша концентрація кисневих функціональних груп, відповідальних за утворення водневих зв'язків у реагенту та на поверхні вугілля. Крім того, позитивний вплив на фіксацію нафтового реагенту на частинках вугілля чинить наявність найпростіших та конденсованих ароматичних сполук з невеликою кількістю бензольних ядер. Позитивний ефект взаємодії низькоядерних ароматичних сполук з поверхнею вугілля зумовлений їхньою копланарністю [134].

Вологість вугільно-нафтових агрегатів $W_{tk'}(Q_r)$ має екстремум-максимум (рис. 4.4, а) в області $Q_r = 8-10\%$, що відповідає ранній стадії конгломерації агрегатів (див. конгломерати на рис. 9–10) і зумовлена витисканням вологи між зернами в пухких конгломератах. Згодом, зі збільшенням Q_r в області $Q_r \geq 8-10\%$, внутрішня конгломераційна волога витісняється нафтовим реагентом з тіла вугільно-нафтових агрегатів, і їх загальний вміст вологи зменшується.

Загальний вихід вугільно-масляних агрегатів $\gamma_c(Q_r)$ під час масляної агломерації вугілля, як випливає з експериментальних даних (рис. 4.4, б), досягає 100 %, тобто майже вся органічна маса вугілля залучена до процесу грануляції. Це відбувається при $Q_r = 20\%$, коли в агломерацію залучаються не лише гідрофобні вугільні зерна, а й вугільно-породові зрощення, зворотні, надтонкі та частково окислені вугільні зерна. У цьому випадку більша частина гранул має розмірність $+1,6$ мм. Збільшення виходу вугільно-масляних агрегатів із зростанням витрати реагенту-сполучного також демонструють локальні криві

$\gamma_c(Q_r)$ для окремих класів розмірності – фракції 1,6-1,0 мм, фракції 1,0-0,5 мм (рис. 4.4, б, криві 3 і 4). У цьому випадку локальний максимум кривої $\gamma_c(Q_r)$ для агрегатів розмірного класу 1,6-1,0 мм зміщується вправо відносно локального максимуму для агрегатів розмірного класу 1,0-0,5 мм, що відповідає кривим 1 – загальний вихід гранул, 2 – вихід гранул класу +1,6 мм.

Особливу увагу слід приділити структурі агрегатів-гранул типу «центр-оболонка» (рис. 4.11). Механізм утворення агрегатів такої структури можна пояснити наявністю двох механізмів контакту між змащеними вугільними зернами: інерційним та турбулентною дифузією. На основі даних [135, 136] більш ефективним є інерційний режим, тому більші зерна в пульпі вугілля розміром 0 – 1(2) мм слугують «зародками» агрегатів. Очевидно, що зовнішній шар дрібніших зерен захищає більшу центральну зернину від подрібнення. Це можна використовувати, наприклад, під час тривалого транспортування коксівного та енергетичного вугілля. Визначення технологічних режимів процесу олійної агрегації, за яких агрегати переважно мають структуру «ядро-оболонка», потребує додаткових досліджень.

Комплексний підхід до вивчення олійної агрегації донецького вугілля дає можливість оцінити перспективи застосування цього процесу для підготовки вітчизняної вугільної сировини. Однак у цьому випадку залишається низка невирішених питань. Основними з них є вибір раціональних з технологічної та економічної точок зору реагентів-зв'язувачів, обґрунтування раціональної техніко-економічної «ніші» для процесу агрегації масел вугілля, вивчення екологічних аспектів процесу, а також визначення технологічних можливостей методу агрегації масел вугілля з точки зору десульфурації вугілля. Останнє має особливе значення, оскільки донецьке вугілля відрізняється високим вмістом сірки, що є досить шкідливим під час подальшої переробки та використання як коксівного, так і енергетичного вугілля.

Отже, з даного дослідження можна зробити такі висновки:

1. В результаті дослідження впливу зольності вихідного вугілля на результати агрегації масел встановлено, що при збільшенні зольності з 10-15% до 65-70 % швидкість агрегації знижується у кілька разів. Аналогічно, при однаковій тривалості процесу зі збільшенням зольності твердої фази суспензії вилучення вугільної маси у вугільно-масляний агломерат значно знижується.

2. Дослідження впливу тривалості перемішування суспензії на результати агрегації нафти з вугіллям показало, що тривалість грануляції вугільно-нафтових агрегатів є тим важливим фактором, який компенсує негативний вплив вмісту золи у твердій фазі на хід процесу агрегації. Встановлено, що різке збільшення вмісту золи у вихідному матеріалі лише уповільнює процес, який триває довше, але завершується, як і у випадку з низьким вмістом золи у твердій фазі, утворенням вугільно-масляних агрегатів. Це вказує на наявність у процесі агрегації вугілля з нафтою властивості самовирівнювання та можливість застосування для переробки відходів, зокрема відходів флотації, з вмістом золи у хвостах близько 70 %.

Встановлено, що для кожного вмісту золи в твердій фазі існує оптимальна густина суспензії, при якій швидкість агрегації є максимальною. Ми висунули гіпотезу, яка пояснює існування цих екстремумів-максимумів у швидкості агрегації.

3. Дослідження впливу витрати та типу реагенту-зв'язувача на результати агрегації вугілля олією показало вирішальну роль цього чинника під час підготовки та зневоднення дрібнодисперсного вугілля шляхом агрегації олією. Зокрема, ми встановили значний вплив витрати реагенту-зв'язувача на вміст золи у відходах, середній діаметр вугільно-олійних агрегатів, вологість вугільно-олійних агрегатів, загальний вихід вугільно-олійних агрегатів.

Аналізуючи отримані результати, можна зазначити, що агрегація органічної речовини дрібнодисперсного вугілля розміром 1(2)-0 мм завершується при відносно низькій витраті реагенту-зв'язувача 4-5 % за масою – у цьому випадку досягається максимальний вміст золи у відходах. Середній

діаметр вугільно-масляних агрегатів збільшується зі зростанням витрати реагенту-сполучного і досягає 1,5-2,5 мм при витраті реагенту 18 % за масою. У цьому випадку для антраценової нафти середній діаметр агрегатів становить 1,5 мм, для полімеру бензольного виробництва – 1,8 мм, для суміші «брикетін: гас» = 1:3 - 2,2 мм, для мазуту М100 - 2,5 мм. Вологість вугільно-масляних агрегатів при витраті реагенту 18 % за масою та відстоюванні протягом 1–2 днів становить 10 % та 8 % відповідно. Загальний вихід вугільно-масляних агрегатів під час масляної агломерації вугілля прямо пропорційно залежить від витрати реагенту і досягає 100%, тобто майже вся органічна маса вугілля залучається до процесу гранулювання.

Таким чином, дане дослідження продемонструвало можливість ефективної підготовки дрібно- та тонкодисперсного донецького вугілля марок А та Г розміром 0-0,1; 0-1(2) мм та зольністю від 10-15 % до 65-70 % методом масляної агломерації.

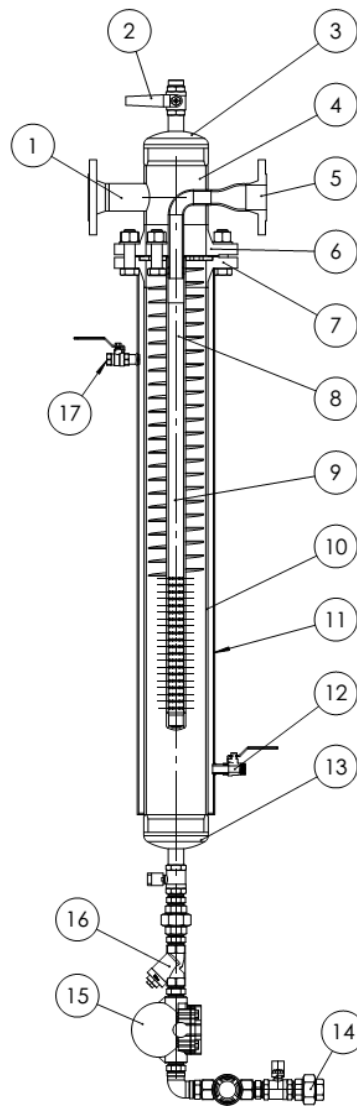
Перспективним напрямом подальших досліджень є встановлення технологічних режимів процесу олійної агрегації, за яких агрегати мають переважно структуру «ядро-оболонка».

4.2 Моделювання роботи газорідного сепаратора

Одним із ключових елементів нафтогазового обладнання, що зазнає значного впливу низькотемпературних умов експлуатації, є газорідний сепаратор, порушення теплового режиму роботи якого може призводити до кристалізації парафінів, гідратуутворення та суттєвого зниження ефективності розділення фаз. З огляду на це, для обґрунтування раціональних параметрів системи обігріву та оцінювання її впливу на технологічні характеристики апарата доцільним є застосування методів імітаційного моделювання, які дозволяють відтворити сукупність теплових, гідродинамічних і масообмінних процесів у реальних умовах функціонування обладнання. У зв'язку з цим у

наступному підрозділі розглядається побудова та аналіз імітаційної моделі роботи газорідинного сепаратора з урахуванням впливу зовнішнього температурного середовища та застосованої системи обігріву.

Для імітаційного моделювання роботи та оцінки характеристик вибрано газорідинний сепаратор, будова якого показана на рисунку 4.13.



- 1 – вихідний патрубок очищеного газу; 2 – кран; 3 – кришка еліптична;
 4 – перехідник циліндричний; 5 – вхідний патрубок; 6 – фланець
 перехідника циліндричного; 7 – фланець корпусу; 8 – труба; 9 – завихрювач;
 10 – корпус; 11 – кожух; 12 – вентиль; 13 – днище; 14 – патрубок відводу
 уловленої рідини; 15 – витратомір; 16 – фільтр; 17 – вентиль

Рисунок 4.13 – Конструкція газорідинного сепаратора

Сепаратор для відділення краплинної рідини від газового потоку складається з вхідного патрубку 5 який приєднано до труби 8, у якій виконано отвори як у радіальному напрямку, так і у торцевій його кришці. На зовнішній поверхні труби 8 встановлений завихрювач 9, зовнішня частина якого має зазор з корпусом 10. У нижній частині до корпусу 10 приєднано днище 13, до якого кріпиться арматура, серед якої: вентилі, патрубок відводу 14, витратомір 15, фільтр 16. У верхній частині корпусу 10 розміщено перехідник циліндричний 4. Цей перехідник з'єднується з корпусом за допомогою фланців 6 та 7. До перехідника 4 приєднано вихідний патрубок очищеного газу 1. На зовнішній поверхні корпусу 10 розміщено кожух 11, до якої приєднано вентилі 12 та 17.

Неочищений газ подається у вхідний патрубок 5, далі газ рухається по трубі 8 та виходить з неї через отвори у трубі в корпус 10. На виході з отворів труби 8 з газу відділяється краплинна рідина, яка рухається разом з ним вгору. Далі газорідинна суміш потрапляє на завихрювач 9 у якому осьовий рух суміші переходить у гвинтовий. За такого виду руху відбувається збільшення відцентрової складової швидкості, і відповідно, відцентрової сили. За рахунок різниці густин газу та краплинної рідини остання під дією відцентрової сили відкидається на внутрішню поверхню корпусу 10. Далі ця рідина стікає вниз у днище 13 та відводиться з сепаратора через фільтр 16, витратомір 15 та патрубок відводу уловленої рідини 14. Очищений від краплинної рідини газ відводиться з сепаратора через вихідний патрубок 1.

Для встановлення характеристик газорідинного сепаратора використано його тривимірну модель, яка зображена на рисунку 4.14.

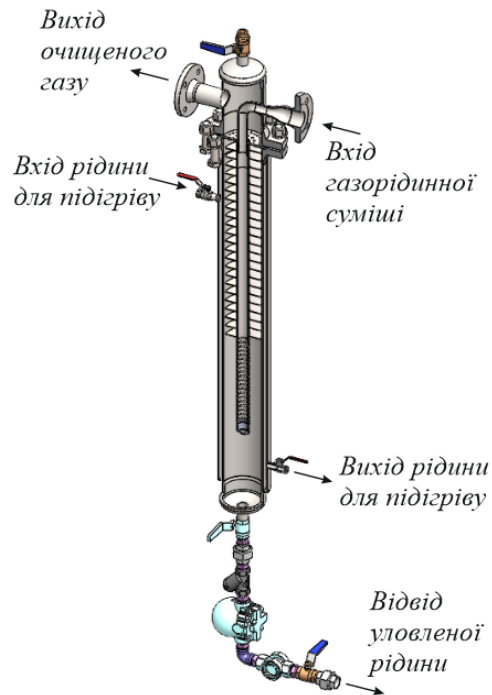


Рисунок 4.14 – Тривимірна модель газорідинного сепаратора

Для пришвидшення імітаційного моделювання частину елементів, що входять в склад газорідинного сепаратора, вилучено – залишено тільки ті елементи, які приймають безпосередньо участь у процесі сепарації (рис. 4.15).

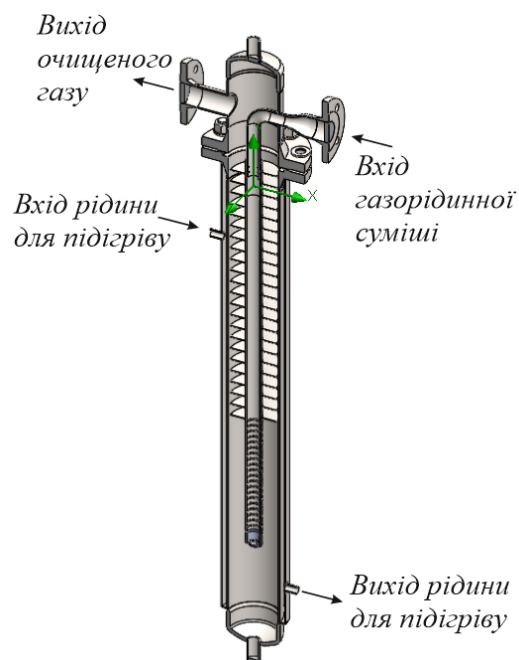
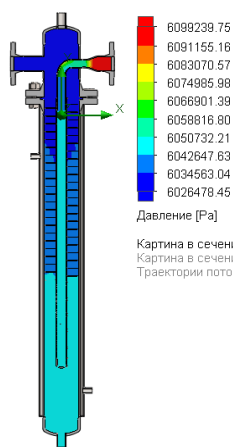


Рисунок 4.15 – Модель сепаратора для імітаційного моделювання

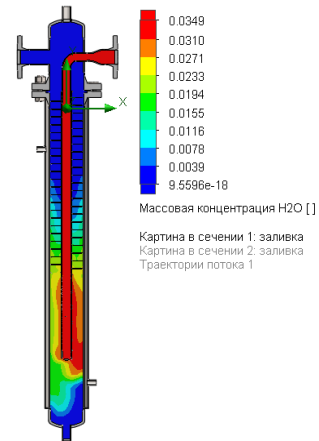
Під час імітаційного моделювання використовувалися граничні умови: об'ємна витрата газової суміші 0,046 м³/с; тиск на входному патрубку сепаратора 6 МПа.

У роботі враховано багатокомпонентність газового потоку, що складається із суміші різних газів, під час проведення імітаційного моделювання. Об'ємна концентрація компонентів газової суміші становить: метан – 93 %, водень – 0,1 %, етан – 2,5 %, пропан – 0,31 %, бутан – 0,11 %, метанол – 0,08 %. Температура газової суміші на вході до сепаратора становить 40 °С. Отримані дані моделювання дозволяють оцінити вплив складу та температури газового потоку на роботу сепаратора.

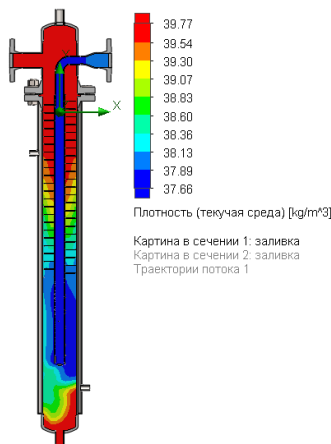
Отримані результати імітаційного моделювання наведено на рисунку 4.16.



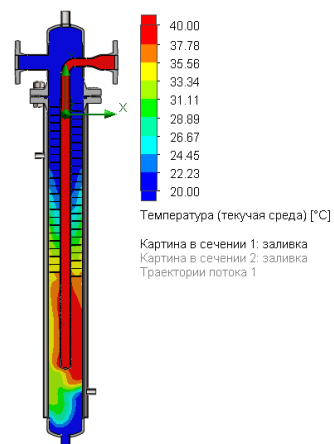
Розподіл тиску



Розподіл масової концентрації H₂O



Розподіл густини суміші газів



Розподіл температури

Рисунок 4.16 – Результати імітаційного моделювання сепаратора

Оскільки температура газу на вході та витрата можуть змінюватись, то було проведено серію імітаційних моделювань. Діапазон температури від мінус 10 до плюс 40 °С, а діапазон витрати від 0,013 до 0,046 м³/с.

У таблиці 4.1 показано сценарій проектування, який було використано для імітаційного моделювання. На рисунку 4.17 показано залежність масової концентрації води (H₂O) від параметрів розрахункових точок.

Таблиця 4.1 – Сценарій імітаційних моделювань

№ з/п	Розрахункова точка	Об'ємна витрата газорідинної суміші на виході, м ³ /с	Температура газорідинної суміші на вході, °С
1	1	0,013	-10
2	2	0,013	15
3	3	0,013	40
4	4	0,0295	-10
5	5	0,0295	15
6	6	0,0295	40
7	7	0,046	-10
8	8	0,046	15
9	9	0,046	40

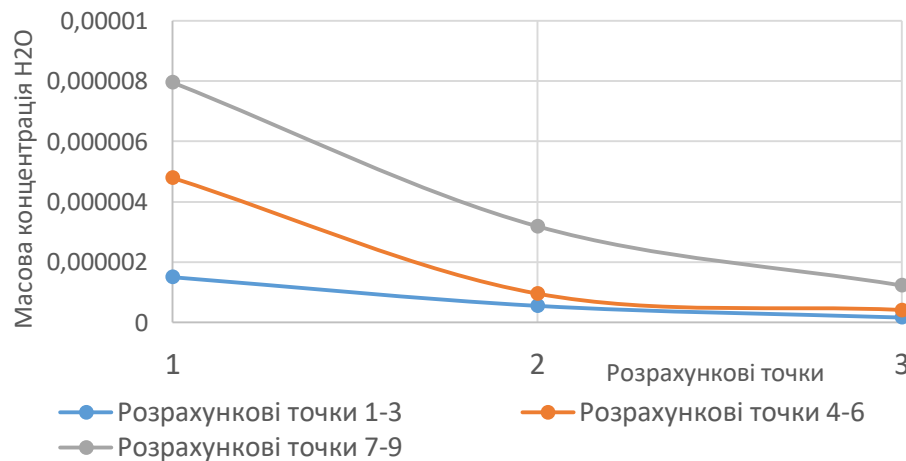


Рисунок 4.17 – Залежність масової концентрації води від параметрів розрахункової точки

Виходячи з графічних залежностей отриманих за результат імітаційного моделювання масова концентрація H₂O на виході із сепаратора значно залежить

від температури газової суміші. Для підігріву газової суміші на поверхні сепаратора встановлено «кожух», у яку подається гаряча пара або вода.

Дослідження впливу підігріву на характеристики сепаратора виконано із використанням таких граничних умов:

- тиск на вході сепаратора, 6 МПа;
- об'ємна витрата газу на виході сепаратора, $0,046 \text{ м}^3/\text{с}$;
- тиск на вході у кожух, 0,2 МПа;
- витрата рідини на підігрів сепаратора, $0,0005 \text{ м}^3/\text{с}$;
- температура газового потоку, мінус 10°C ;
- температура рідини для підігріву газового потоку, плюс 40°C .

Граничні умови дослідження наведено на рисунку 4.18.

На рисунку 4.19 показано розподіл масової концентрації води у сепараторі під час підігріву газової суміші.

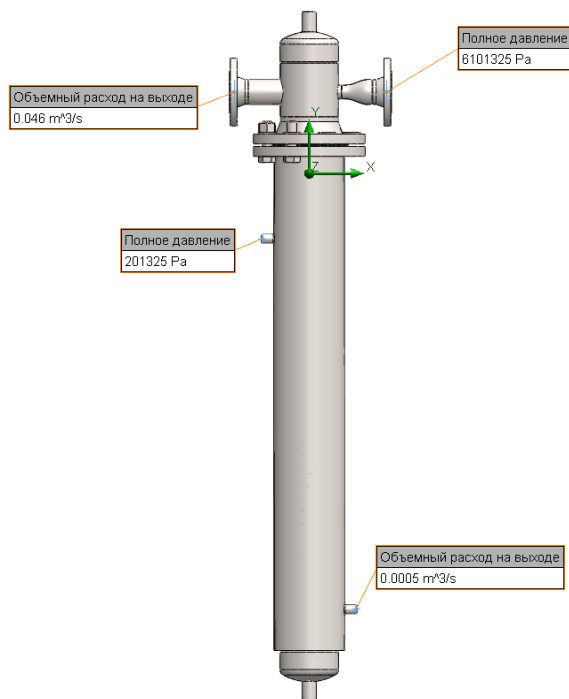


Рисунок 4.18 – Граничні умови

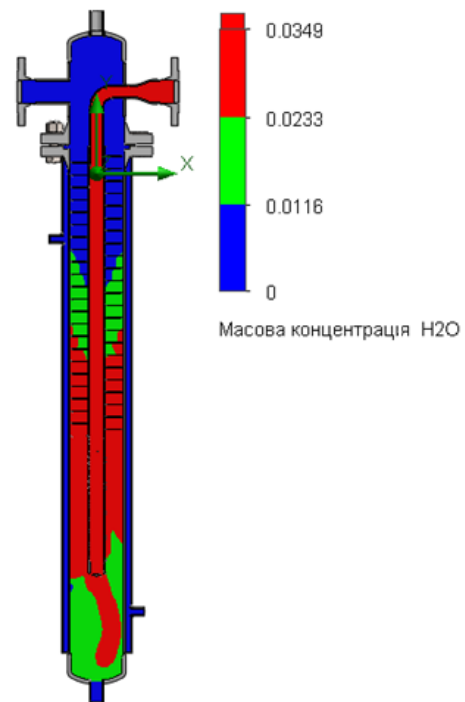


Рисунок 4.19 – Масова концентрація води (після нагрівання газової суміші)

Отже, згідно результатів імітаційного моделювання, якщо підігрівати газову суміш, то можна досягнути значного зменшення масової концентрації води у вихідному (після сепаратора) потоці.

Зрозуміло, що для забезпечення оптимальних витрат на відокремлення з газового потоку води доцільно було б виконати оптимізаційне параметричне моделювання. Проте, це планується провести у подальших дослідженнях.

З проведеного огляду літературних джерел, які стосуються відділення краплинної рідини з газового потоку та особливостей роботи газорідинних сепараторів встановлено, що процеси, які відбуваються під час їх роботи є складними та їх важко описати аналітично. На даний час для дослідження конструкцій сепараторів застосовують програми CFD, які дозволяють пришвидшити процес розрахунку та дають змогу отримати необхідні результати.

В результаті проведених досліджень газорідинного сепаратора встановлено, що на його експлуатаційні характеристики, а саме ефективність роботи суттєво впливає температура газорідинної суміші, яка рухається в порожнині сепаратора.

Одним із орієнтовних напрямів для отримання покращених експлуатаційних характеристик газорідинного сепаратора може бути підігрів зовнішньої поверхні корпусу самого сепаратора потоком гарячої води (рідини) або повітря (газу) між корпусом і кожухом.

4.3 Практичні рекомендації щодо застосування енергоефективних котлів ESB для підігріву елементів нафтогазового обладнання

На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень розроблено рекомендації щодо впровадження енергоефективних котлів типу ESB для забезпечення стабільної, безпечної та енергоощадної роботи обладнання нафтової та газової промисловості, особливо в умовах низьких температур навколишнього середовища.

Застосування котлів ESB є доцільним у технологічних процесах, де необхідно підтримувати стабільний температурний режим з метою зниження

в'язкості робочих середовищ, запобігання утворенню парафінових відкладень, гідратів і кристалізації рідин, а також для забезпечення працездатності систем керування і рухомих вузлів. Особливо ефективним є їх використання у зимовий період, коли температура навколишнього середовища суттєво впливає на роботу обладнання.

Котли ESB рекомендується застосовувати для підігріву:

- систем пневматичного та гідравлічного керування, чутливих до температурних змін;
- противикидного обладнання, яке повинно функціонувати безвідмовно в аварійних ситуаціях;
- трубопроводів транспортування нафти і газу, з метою запобігання утворенню пробок;
- сепараційного обладнання для забезпечення ефективного розділення фаз;
- резервуарів та ємностей із високов'язкими, парафіністими або важкими нафтовими продуктами;
- елементів насосно-циркуляційних систем, де важливо забезпечити стабільність параметрів потоку.

Рекомендується впроваджувати котли ESB у складі замкнутих систем циркуляції теплоносія, що дозволяє забезпечити рівномірний розподіл температури та мінімізувати втрати теплової енергії. При цьому доцільно використовувати автоматизовані системи керування, які забезпечують підтримання заданих температурних режимів залежно від умов експлуатації, навантаження та змін зовнішнього середовища. Використання систем автоматичного регулювання дозволяє підвищити енергоефективність та зменшити вплив людського фактору.

Для забезпечення максимальної ефективності роботи котлів ESB рекомендується:

- застосовувати індукційні нагрівальні елементи або вдосконалені електричні нагрівачі з підвищеним коефіцієнтом теплопередачі;

- використовувати конструктивні рішення, що забезпечують інтенсифікацію теплообміну, зокрема створення вихрових потоків і кавітаційних явищ у теплоносії;
- забезпечувати раціональне розміщення нагрівальних елементів у робочому об'ємі котла для досягнення рівномірного прогріву;
- застосовувати флуктаційні або кавітаційні пристрої для підвищення ефективності нагрівання;
- виконувати якісну теплоізоляцію корпусу котла та трубопроводів для зниження тепловтрат.

Важливим аспектом є правильний вибір потужності котла ESB. Рекомендується проводити попередній теплотехнічний розрахунок із урахуванням об'єму теплоносія, площі обігріву, температурних умов експлуатації, теплових втрат та необхідної швидкості нагрівання. При цьому доцільно передбачати певний запас потужності для забезпечення стабільної роботи системи в екстремальних умовах.

При впровадженні котлів ESB необхідно враховувати вимоги електробезпеки, надійності та довговічності обладнання. Рекомендується забезпечувати захист системи від перевантажень, коротких замикань, перегріву, а також використовувати сучасні системи контролю та діагностики стану обладнання.

Практичне використання котлів ESB дозволяє досягти таких результатів:

- зниження енерговитрат на обігрів технологічного обладнання;
- підвищення надійності роботи систем у складних кліматичних умовах;
- зменшення ймовірності виникнення аварійних ситуацій;
- підвищення ефективності технологічних процесів;
- зменшення витрат на обслуговування та ремонт обладнання;
- покращення екологічних показників за рахунок зменшення втрат енергії.

Окремо слід відзначити, що застосування котлів ESB у поєднанні з сучасними методами моніторингу та керування дозволяє створювати

енергоефективні та адаптивні системи теплозабезпечення, здатні функціонувати в умовах змінних навантажень і температурних режимів.

Таким чином, впровадження розроблених енергоефективних котлів ESB є технічно обґрунтованим і економічно доцільним рішенням, яке забезпечує підвищення ефективності, надійності та безпеки роботи нафтогазового обладнання, особливо в умовах низьких температур.

Висновки до розділу

1. У ході дослідження встановлено, що вміст золи у вихідному вугіллі суттєво впливає на швидкість масляної агрегації: зі збільшенням зольності з 10–15 % до 65–70 % швидкість процесу зменшується в кілька разів, а вилучення вугільної маси до агломерату відповідно знижується. Показано, що тривалість перемішування пульпи є важливим компенсуючим фактором, який частково нівелює негативний вплив високої зольності. При достатній тривалості процесу агрегація завершується навіть для високозольної сировини, що свідчить про наявність ефекту самовирівнювання процесу. Встановлено існування оптимальної густини пульпи для кожного рівня зольності, за якої швидкість агрегації є максимальною. Також доведено вирішальний вплив витрати та типу реагенту-зв'язуючого на основні показники процесу, включаючи розмір агрегатів, їх вологість та загальний вихід. Отримані результати підтвердили можливість ефективної масляної агрегації дрібнодисперсного вугілля навіть із високим вмістом золи та забезпечення практично повного вилучення органічної складової за оптимальних режимів процесу. Перспективним напрямом подальших досліджень є вдосконалення технологічних режимів агрегації та формування агрегатів із заданою структурою типу «центр–оболонка».

2. Виконано комплексне дослідження конструкцій та принципів роботи газорідинних сепараторів, призначених для очищення газових потоків від краплинної рідини та домішок. З використанням CFD-моделювання побудовано тривимірну модель сепаратора та проаналізовано розподіли тиску, температури

і концентрації компонентів у багатокомпонентному газовому потоці за різних умов експлуатації. Встановлено, що зниження температури зменшує ефективність сепарації, тоді як застосування підігріву корпусу суттєво знижує вміст краплинної рідини у вихідному газі та підвищує ефективність роботи обладнання. Отримані результати можуть бути використані для модернізації існуючих і розробки нових високоефективних конструкцій газорідинних сепараторів, а також для подальших оптимізаційних досліджень.

3. У результаті проведених досліджень обґрунтовано доцільність впровадження енергоефективних котлів ESB у нафтогазовій промисловості. Їх використання забезпечує стабільний температурний режим, підвищує надійність і безпеку роботи обладнання, особливо в умовах низьких температур. Застосування таких котлів дозволяє зменшити енерговитрати, запобігти утворенню відкладень і аварійним ситуаціям, а також покращити ефективність технологічних процесів. Використання автоматизованих систем керування та оптимальних конструктивних рішень додатково підвищує енергоефективність і знижує експлуатаційні витрати. Отже, впровадження котлів ESB є технічно й економічно виправданим рішенням.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-технічну задачу підвищення енергоефективності, надійності та екологічної безпеки нафтогазового обладнання в умовах низьких температур шляхом розроблення та наукового обґрунтування нових технічних рішень, математичних моделей і методик дослідження теплогідродинамічних процесів у теплотехнічних і сепараційних системах.

За результатами виконаних досліджень отримано такі основні наукові та практичні результати:

1. На основі аналізу сучасного стану способів і засобів підвищення працездатності нафтогазопромислового обладнання в умовах низьких температур встановлено, що існуючі системи теплозабезпечення характеризуються недостатньою енергоефективністю та не забезпечують стабільних режимів роботи обладнання.

2. Розроблено конструкцію енергоефективного котла типу ESB із фактичною питомою витратою електроенергії 3,70 кВт/год, що на 13 % нижче, ніж у теплового насоса, і в 3,65 рази нижче, ніж у твердопаливного котла; місячні експлуатаційні витрати – в 5,53 рази менші, ніж для рідкопаливного котла.

3. Розроблено та верифіковано математичну модель витоку нафти з відкритої свердловини і її поширення на поверхні землі, яка, на відміну від існуючих аналогів, враховує одночасний вплив поглинання ґрунтом, випаровування, рельєфу та рослинності.

4. Виведено аналітичні залежності руху в'язкопластичної промивної рідини в камері дегазатора гідроциклонного типу, що встановлюють зв'язок між параметрами газорідинної суміші та геометрією апарата; показано, що зменшення радіуса камери підвищує ефективність дегазації за рахунок зростання відцентрової сили.

5. Для елемента сепаратора, а саме насадка, встановлено, що раціональний вибір його геометричних параметрів забезпечує зменшення об'ємного вмісту газу в промивній рідині з 30 % до майже 2 %.

6. Дослідження масляної агрегації вугілля показало, що теплотворна здатність агрегатів досягає 6257 ккал/кг, а оптимальний вибір параметрів процесу забезпечує повне вилучення органічної складової навіть із сировини із зольністю до 65–70 %, що обґрунтовує перспективність цього методу для отримання палива для котлів обігріву нафтогазового обладнання у віддалених районах.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *World Energy Outlook 2024*. International Energy Agency. Paris : IEA, 2024. 520 p. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (дата звернення: 09.06.2025).
2. *World Oil Outlook 2024*. Organization of the Petroleum Exporting Countries. Vienna : OPEC Secretariat, 2024. 480 p. URL: <https://woo.opec.org> (дата звернення: 09.06.2025).
3. Mahinroosta M. A Review on Energy Efficiency Improvement methods for Oil and Gas Industries. *Energy Efficiency*. 2009. Vol. 2. P. 109–123. URL: <https://www.researchgate.net/publication/301221524> (дата звернення: 01.04.2025).
4. Лях М. М., Фурса Р. П., Витвицький В. С., Михайлюк В. В., Процюк Г. Я., Михайлюк В. Т. Моделювання роботи газорідинного сепаратора. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. 2025. № 2 (288). С. 24–31. <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2025-288-2-24-31>
5. Carvalho A. J. G., Galindo D. C., Tenório M. S. C., Marinho J. L. G. Modeling and simulation of a horizontal three-phase separator: influence of physicochemical properties of oil. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. 2021. Vol. 14, Iss. 4. P. 205–220. <https://doi.org/10.5419/bjpg2020-0016>
6. Elkatory M. R., Soliman E. A., El Nemr A., Hassaan M. A., Ragab S., El-Nemr M. A., Pantaleo A. Mitigation and Remediation Technologies of Waxy Crude Oils' Deposition within Transportation Pipelines: A Review. *Polymers*. 2022. Vol. 14, Iss. 16. Article 3231. <https://doi.org/10.3390/polym14163231>
7. Onwumelu D. C., Onwuka M. K., Nnebeana S. E., Okoro T. C., Ekeocha A. F., Offurum C. C., Ndubuisi V. N. Crude oil and the problem of wax deposition on pipeline systems during transportation: A review. *World Journal of Advanced Research and Reviews*. 2022. Vol. 15, Iss. 1. P. 781–798. <https://doi.org/10.30574/wjarr.2022.15.1.0770>

8. Ghamati E., Roudaki J. M. Parametric and economic analysis of condensing heat exchanger combined with organic rankine cycle for heat and water recovery from boiler flue gas. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. 2023. Vol. 237. Iss. 6. <https://doi.org/10.1177/09576509231162168>

9. Rastegarpour S., Mariotti A., Ferrarini L., Aminyavari M. Energy efficiency improvement for industrial boilers through a flue-gas condensing heat recovery system with nonlinear MPC approach. *Applied Thermal Engineering*. 2023. Vol. 229. Article 120554. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120554>

10. European Commission. Energy efficiency of buildings in Ukraine. 2025. URL: https://international-partnerships.ec.europa.eu/policies/global-gateway/energy-efficiency-buildings-ukraine_en (дата звернення: 01.04.2025).

11. IEA. Rebuilding better and faster – why energy efficiency is key for Ukraine. Paris : IEA, 2023. URL: <https://www.iea.org/commentaries/rebuilding-better-and-faster-why-energy-efficiency-is-key-for-ukraine> (дата звернення: 07.07.2026).

12. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. Національний план дій з енергоефективності до 2020 року. Київ : SAEE, 2015. URL: https://saee.gov.ua/static-objects/saee/imported_content/6792ab8d3ac80.pdf (дата звернення: 01.04.2025).

13. Heat Tracing in Oil and Gas Industry. *Tempsens*. URL: <https://tempsens.com/blog/heat-tracing-in-oil-and-gas-industry> (дата звернення: 01.06.2026).

14. Побережний Л. Я., Грицанчук А. В. Оцінка потенційних ризиків гідратоутворення на викидних лініях свердловин. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. Т. 27, № 1. С. 145–147. <https://doi.org/10.15421/40270133>

15. Rong X., Zhu H. W. Thermal insulation design of subsea vertical X-mas tree. *Petroleum Science*. 2021. Vol. 18, Iss. 10. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.05.001>

16. Lu Y., Agrawal M., Skeels H. B. CFD Thermal Analysis of Subsea Equipment and Experimental Validation. *Offshore Technology Conference*. 2011. OTC 21553-MS. DOI: [10.4043/21553-MS](https://doi.org/10.4043/21553-MS)

17. Electric heating thermal management system for oil and gas transportation pipeline based on renewable energy and CO₂ energy storage : пат. 11859596 США. Опубл. 02.01.2024.

18. Oil & Gas Thermal Solutions. *Chromalox*. URL: <https://www.chromalox.com/en/industries/energy/oil-and-gas> (дата звернення: 01.06.2026).

19. Energy Community Secretariat. National Energy and Climate Plan of Ukraine 2025–2030 [Draft]. Vienna : Energy Community, 2024. URL: https://www.energy-community.org/dam/jcr:9d144283-08ed-410b-a670-7fd15c7782f2/1_NECP_EnMachineTranslation.pdf (дата звернення: 01.04.2025).

20. Chen X., Wang M., Wang B. et al. Energy Consumption Reduction and Sustainable Development for Oil & Gas Transport and Storage Engineering. *Energies*. 2023. Vol. 16, Iss. 4. Article 1775. <https://doi.org/10.3390/en16041775>

21. IEA. Ukraine Energy Profile. Paris : IEA, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/ukraine-energy-profile> (дата звернення: 01.04.2025).

22. IOGP. Energy Efficiency in Oil and Gas Operations. London : IOGP, 2023. URL: <https://www.iogp.org/key-topics/energy-efficiency-in-oil-and-gas-operations> (дата звернення: 01.04.2025).

23. Men Y., Liu X., Zhang T. A review of boiler waste heat recovery technologies in the medium-low temperature range. *Energy*. 2021. Vol. 237. Article 121560. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121560>

24. Ozowe W., Ikevuje A. H., Ogbu A. D., Esiri A. E. Energy efficiency measures for oil rig operations. *Magna Scientia Advanced Research and Reviews*. 2022. Vol. 5, Iss. 1. P. 054–068. URL: <https://doi.org/10.30574/msarr.2022.5.1.0050> (дата звернення: 01.04.2025).

25. Vassilev S. V., Vassileva C. G., Vassilev V. S. Advantages and disadvantages of composition and properties of biomass in comparison with coal: An overview. *Fuel*. 2015. Vol. 158. P. 330–350. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.05.050>

26. Commission Regulation (EU) 2015/1189 of 28 April 2015 on ecodesign requirements for solid fuel boilers. *Official Journal of the European Union*. 2015. Vol. 193. P. 100–114. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32015R1189> (дата звернення: 01.04.2025)

27. German Portillo. Natural gas boilers: types, operation, and how to save energy. 2024. URL: <https://en.renovablesverdes.com/gas-boilers> (дата звернення: 01.04.2025)

28. EnergizeCT. Natural Gas Boilers. URL: <https://www.energizect.com/explore-solutions/heating-cooling/gas-heating-cooling/natural-gas-boilers> (дата звернення: 01.04.2025)

29. Tic W. J., Guźiałowska-Tic J. A System of Improving Energy and Ecological Efficiency, Using the Example of Fuel Oil Combustion in Power Plant Boilers. *Energies*. 2023. Vol. 16, Iss. 3. Article 1107. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102553>

30. Maruf M. N. I., Morales-España G., Sijm J., Helistö N., Kiviluoma J. Classification, potential role, and modeling of power-to-heat and thermal energy storage in energy systems: A review. *arXiv preprint*. 2021. arXiv:2107.03960. URL: <https://arxiv.org/pdf/2107.03960> (дата звернення: 01.04.2025).

31. Wattco. Electric Boiler Heater Benefits for Large-Scale Industry. 2022. URL: <https://www.wattco.com/2022/06/electric-boiler-heater-benefits> (дата звернення: 01.04.2025)

32. Salhein K., Salheen S. A., Annekaa A. M., Hawsawi M., Alhawsawi E. Y., Kobus C. J., Zohdy M. A Comprehensive Review of Geothermal Heat Pump Systems. *Preprints*. 2024. Vol. 13, Iss. 7. Art. 2142. <https://doi.org/10.20944/preprints202411.1699.v1>

33. Szreder M., Miara M. Impact of Compressor Drive System Efficiency on Air Source Heat Pump Performance for Heating Hot Water. *Sustainability*. 2020. Vol. 12, Iss. 24. Article 10521. <https://doi.org/10.3390/su122410521>

34. Brudermueller T., Potthoff U., Fleisch E., Wortmann F., Staake T. Estimation of energy efficiency of heat pumps in residential buildings using real operation data. *Nature Communications*. 2025. Vol. 16. Article 2834. URL: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11929890> (дата звернення: 01.04.2025).

35. Benny A., V R, Renjith. A review of risk analysis and accident prevention of blowout events in offshore drilling operations. *Safety in Extreme Environments*. 2025. Vol. 7. Article 1. <https://doi.org/10.1007/s42797-024-00115-w>

36. Blowout Preventers. *ScienceDirect Topics*. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/blowouts> (дата звернення: 01.04.2025)

37. Satiarvand M., Orak N., Varshosaz K., Mobarak Hassan E., Cheraghi M. Providing a comprehensive approach to oil well blowout risk assessment. *PLOS ONE*. 2023. Vol. 18, Iss. 12. Article e0296086. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0296086>

38. Di Maio F., Baraldi P., Eslamian A., Zio E., Jacinto C. M. C. A dynamic event tree for a blowout accident in an oil deep-water well equipped with a managed pressure drilling condition monitoring and operation system. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2022. Vol. 79. Article 104834. URL: <https://re.public.polimi.it/handle/11311/1227297>

39. Khan A. et al. Accident and Incident Analysis in the Oil and Gas Sector. *Procedia Computer Science*. 2024. Vol. 251. P. 295–302. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2024.11.113>

40. Ashena R., Ghorbani F., Mubashir M. The root cause analysis of an oilwell blowout and explosion in the Middle East. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 207. Article 109134. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109134>

41. Popov O., Yatsyshyn T., Liakh M., Fursa R., Iatsyshyn A., Kovach V. Software and Modeling Tools for Assessment of Environmental Consequences of Open Flowing of Oil Wells. *Systems, Decision and Control in Energy IV. Studies in Systems, Decision and Control* / ed. A. Zaporozhets, O. Popov. Cham : Springer, 2023. Vol. 456. P. 261–280. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22500-0_18

42. Olajire A. A. Review of wax deposition in subsea oil pipeline systems and mitigation technologies in the petroleum industry. *Chemical Engineering Journal Advances*. 2021. Vol. 6. Article 100104. <https://doi.org/10.1016/j.ceja.2021.100104>

43. Acharya T. Pierse K., White M. Natural Gas Hydrates: A Review of Formation, and Prevention/Mitigation in Subsea Pipelines. *Advanced Science, Engineering and Medicine*. 2019. Vol. 11, Iss. 6. P. 453–464. <https://doi.org/10.1166/asem.2019.2384>

44. Xin Z., Jiang Z., Wang F., Zhang Y. Review on flow assurance issues in natural gas pipeline transmission systems and solutions to hydrate deposition. *Chemical Engineering Science*. 2025. Vol. 306. Article 121290. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2025.121290>

45. Elarbe B., Elganidi I., Ridzuan N., Abdullah N., Yusoh K. Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review. *Maejo International Journal of Energy and Environmental Communication*. 2021. Vol. 3, Iss. 3. P. 6–34. <https://doi.org/10.54279/mijeec.v3i3.246281>

46. Liu Z., Ma Q., Cai B., Liu Y., Zheng C. Risk assessment on deepwater drilling well control based on dynamic Bayesian network. *Process Safety and Environmental Protection*. 2021. Vol. 149. P. 643–654. URL: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.03.024>

47. Filippenko Y. N., Morozova L. A., Fedoseeva S. O. Analysis of the granulometric composition of coal mined. *Coal of Ukraine*. 2013. Vol. 3. P. 12–14.

48. Novak V. I., Kozlov V. A. A review of modern methods for the enrichment of coal slurries. *GIAB*. 2012. Vol. 5. P. 130–138. URL:

<http://coalprep.ru/publikatsii/obzor-sovremennykh-sposobov-obogashcheniya-ugolnykh-shlamov> (дата звернення: 01.04.2025).

49. Смирнов В. А., Білецький В. С. *Флотаційні методи збагачення мінералів*. Донецьк : Східне видавництво, НТШ-Донецьк, 2010. 496 с. URL: <http://www.experts.in.ua/baza/doc/download/Flotation.pdf>

50. Білецький В. С., Сергєєв П. В., Папушин Ю. Л. *Теорія та практика селективної агрегації нафти у вугіллі*. Донецьк : Гранд, 1996. 264 с.

51. Trass O., Vasquez E. R., Campbell P. D., Gandolfi E. A. J., Koka V. R. Modified oil agglomeration process for coal beneficiation. IV. Pilot-plant demonstration of the simultaneous grinding-agglomeration process. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 1994. Vol. 72, Iss. 1. P. 113–118. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450720117>

52. Сергєєв П., Білецький В. *Селективна флокуляція вугілля*. Донецьк : Східне видавництво, 1999. 136 с.

53. Злобіна Е. С., Папін А. В., Ігнатова А. Ю. Збагачення твердих вуглеводневих відходів методом олійної агломерації. *Math Designer*. 2016. Вип. 1. С. 18–21.

54. Rafaqat U., Akhtar J., Sheikh N. U., Munir S. Cleaning of Dukki (Baluchistan) coal by oil agglomeration process. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*. 2015. Vol. 9, Iss. 1. P. 79–88. <https://doi.org/10.1504/ijogct.2015.066948>

55. Wang Q., Kashiwagi N., Apaer P., Chen Q., Wang Y., Maezono T. Study on coal recovery technology from waste fine Chinese coals by a vegetable oil agglomeration process. *The Sustainable World*. 2010. Vol. 142. P. 331–342. <https://doi.org/10.2495/sw100311>

56. Білецький В., Шендрік Т. Упорядкування солоного вугілля методом масляної агломерації. *Технічна та геоінформатика. Національні системи у гірничодобувній промисловості*. 2011. С. 135–139.

57. Lin S., Chen B., Chen W., Li W., Wu S. Study on Clean Coal Technology with Oil Agglomeration in Fujian Province. *Procedia Engineering*. 2012. Vol. 45. P. 986–992. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2012.08.270>

58. Sahinoglu E., Uslu T. Amenability of Muzret bituminous coal to oil agglomeration. *Energy Conversion and Management*. 2008. Vol. 49, № 12. P. 3684–3690. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2008.06.026>

59. Singh A. V., Bhargava P. K., Singh R., Menaria K. L. The Selective Oil Agglomeration of Combustibles in Fines of Low Grade Lignite of Barmer Rajasthan (India). *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 2012. Vol. 34, Iss. 16. P. 1491–1496. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.485174>

60. Temel H. A., Bozkurt V., Majumder A. K. Selective Oil Agglomeration of Lignite. *Energy & Fuels*. 2009. Vol. 23, Iss. 2. P. 779–784. <https://doi.org/10.1021/ef8005096>

61. Temel H. A. The Aggoflotation of a Mixture of Subbituminous Coal and Gangue Minerals Using Şirnak Asphaltite and the Concentrate Obtained from Zonguldak Bituminous Coal. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. 2010. Vol. 32, Iss. 13. P. 1248–1259. <https://doi.org/10.1080/15567030802706762>

62. Михайлюк В. В., Фафлей О. Я., Мельник В. О., Захара І. Я., Малишев А. Р., Процюк Г. Я. Моделювання газового вертикального сіткового сепаратора. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2022. № 1 (52). С. 91–100. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2022-1\(52\)-91-100](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2022-1(52)-91-100)

63. Mil'shtein L. M. *Modernization of Oil and Gas Field Separation. Development of New-Generation Separation Units and Apparatuses*. Saarbrücken : LAP Press, 2012.

64. Liu C. S. Development and field test of separator in prying loading type gas collecting device. *Natural Gas and Petroleum*. 1994. Vol. 12. P. 36–40.

65. Vijayan V., Vivekanandan M., Venkatesh R. et al. CFD modeling and analysis of a two-phase vapor separator. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2021. Vol. 145. P. 2719–2726 <https://doi.org/10.1007/s10973-020-09825-2>

66. Kou J., Li Z. Numerical Simulation of New Axial Flow Gas-Liquid Separator. *Processes*. 2022. Vol. 10, Iss. 1. Article 64. <https://doi.org/10.3390/pr10010064>

67. Лях М. М., Юр'єв Е. В., Вакалюк В. М., Солоничний Я. В. Математична модель сепарації газорідинної суміші в сепараторі інерційного типу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 1. С. 67–73. URL: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/4496/1/368p.pdf>

68. Ye J., Xu Y., Song X., Yu J. Novel conical section design for ultra-fine particles classification by a hydrocyclone. *Chemical Engineering Research and Design*. 2019. Vol. 144. P. 135-149 <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2019.02.006>

69. Zhang C., Wei D., Cui B., Li T., Luo N. Effects of curvature radius on separation behaviors of the hydrocyclone with a tangent-circle inlet. *Powder Technology*. 2017. Vol. 305. P. 156-165 <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2016.10.002>

70. Emam M., Zhou L., Shi W., Chen H. Performance evaluation of standard cyclone separators by using CFD–DEM simulation with realistic bio-particulate matter. *Powder Technology*. 2021. Vol. 385. P. 357-374 <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2021.03.006>

71. Wiencke B. Fundamental principles for sizing and design of gravity separators for industrial refrigeration. *International Journal of Refrigeration*. 2011. Vol. 34. P. 2092–2108. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2011.06.011>

72. Chu K., Wang B., Xu D. L., Chen Y. X., Yu A. CFD–DEM simulation of the gas–solid flow in a cyclone separator. *Chemical Engineering Science*. 2011. Vol. 66. P. 834–847. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2010.11.026>

73. Katare P., Krupan A., Dewasthale A., Datar A., Dalkilic A. S. CFD analysis of cyclone separator used for fine filtration in separation industry. *Case Studies in*

Thermal Engineering. 2021. Vol. 28. Article 101384.
<https://doi.org/10.1016/j.csite.2021.101384>

74. Vakhrushev A., Kharicha A., Wu M., Ludwig A. CFD Modeling of Gas–Solid Cyclone Separators at Ambient and Elevated Temperatures. *Processes*. 2020. Vol. 8, Iss. 2. Article 228. <https://doi.org/10.3390/pr8020228>

75. Vytyaz O., Chudyk I., Mykhailiuk V. Study of the effects of drilling string eccentricity in the borehole on the quality of its cleaning. *New Developments in Mining Engineering* 2015. London : CRC Press, 2015. P. 591–596.
<https://doi.org/10.1201/b19901-101>

76. Katopodes N. D. *Free-Surface Flow: Computational Methods*. Oxford : Butterworth-Heinemann, 2019. 914 p.

77. Dragan V., Malael I., Gherman B. A Comparative Analysis Between Optimized and Baseline High Pressure Compressor Stages Using Tridimensional Computational Fluid Dynamics. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. 2016. Vol. 6, Iss. 4. P. 1103-1108. <https://doi.org/10.48084/etasr.696>

78. Майструк В. В., Гаврилів Р. І., Попіль А. С., Басистий А. М. Оцінка енерговитрат при роботі прямоточного циклону за допомогою програмного пакету FLOW SIMULATION. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. 2012. Вип. 6/8 (60). С. 28-30.

79. Lucas F. P., Huebner R. Numerical Simulation of Single-Phase and Two-Phase Flows in Separator Vessels with Inclined Half-Pipe Inlet Device Applied in Reciprocating Compressors. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. 2018. Vol. 8, Iss. 3. P. 2897-2900. <https://doi.org/10.48084/etasr.1993>

80. De Schepper S. C. K., Heynderickx G. J., Marin G. B. CFD modeling of all gas–liquid and vapor–liquid flow regimes predicted by the Baker chart. *Chemical Engineering Journal*. 2008. Vol. 138, Iss. 1. P. 349-357.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2007.06.007>

81. Laleh A. P., Svrcek W. Y., Monnery W. D. Design and CFD studies of multiphase separators – a review. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 2012. Vol. 90, Iss. 6. P. 1547–1561. <https://doi.org/10.1002/cjce.20665>

82. Cheng G., Yan L. Y., Zhou H. The Oil Vessel Structure Optimization by the use of CFD in the Oil Injection Twin-Screw Compressor. *Proceedings of the International Compressor Engineering Conference*. West Lafayette, IN, USA, 2004. Art. no. 1714.

<https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2713&context=icec>

83. Xu Y., Ye J., Song X., Yu J. Classification of Ultrafine Particles Using a Novel 3D-Printed Hydrocyclone with an Arc Inlet: Experiment and CFD Modeling. *ACS Omega*. 2022. Vol. 8. Iss 1 <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c06383>

84. Tian J. Y., Ni L., Song T., Zhao J. N. CFD simulation of hydrocyclone–separation performance influenced by reflux device and different vortex–finder lengths. *Separation and Purification Technology*. 2020. Vol. 233. Article 116013. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2019.116013>

85. Яцишин Т. М., Лях Ю. М., Фурса Р. П. Моніторинг стану нафтогазового обладнання. *Матеріали третьої науково-практичної конференції «Моніторинг навколишнього природного середовища: науково-методичне, нормативне, технічне та програмне забезпечення»*, 22–25 вересня 2008 р. Коктебель, АР Крим, 2008.

86. Екологічна безпека нафтогазового комплексу у Західному регіоні України : колективна монографія / О. М. Адаменко, Я. О. Адаменко, В. М. Антонюк та ін. ; за ред. Я. О. Адаменка. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017.

87. Pikovsky Yu. I. *Natural and Technogenic Flows of Hydrocarbons in the Environment*. Moscow : MGU Publishing House, 1993.

88. Myrontsov M., Karpenko O., Karmazenko V., Dovgyi S. Experimental works on studying the dynamics of the flushed area of productive reservoirs in oil and gas wells. *XV International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*. 2021.

89. Trofymchuk O., Yakovliev Y., Anpilova Y., Myrontsov M., Okhariev V. Ecological situation of post-mining regions in Ukraine. *Systems, Decision and Control in Energy II. Studies in Systems, Decision and Control*. 2021. Vol. 346. P. 293–306. https://doi.org/10.1007/978-3-030-69189-9_17

90. Popov O., Yatsyshyn A. Mathematical tools to assess soil contamination by deposition of technogenic emissions. *Soil Science Working for a Living: Applications of Soil Science to Present-day Problems* / ed. D. Dent, Y. Dmytruk. Cham : Springer, 2017. P. 127–137. https://doi.org/10.1007/978-3-319-45417-7_11

91. Временное методическое руководство по оценке экологического риска деятельности нефтебаз и автозаправочных станций : утв. Госкомэкологии РФ 21.12.1999. Москва, 1999. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/59/59538/index.htm>

92. Chausov Yu. P. Spreadability of especially hazardous liquids on solid surfaces. *Combustibility of Substances and Chemical Fire Extinguishing Agents*. 1978. Vol. 4. P. 37–46.

93. Yakovlev V. V. *Oil. Gas. Consequences of Emergency Situations*. St. Petersburg : SPbSPU, 2003.

94. NPB 105-03. *Definition of Categories of Premises and Buildings for Explosion and Fire Safety*. Moscow : Standart, 2003.

95. Methodology for Determining the Calculated Values of Fire Risk at Production Facilities. Moscow : CJSC NTC PB, 2009.

96. Sumskey S. I., Lisanov M. V. On the correctness of calculation models of emergency spills of oil and oil products. *Problems of Risk Analysis*. 2008. Vol. 5, Iss. 2. P. 36–41. URL: <file:///C:/Users/Admin/Downloads/o-korrektnosti-raschetnyh-modeley-avariynyh-razlivov-nefti-i-nefteproduktov.pdf>

97. Romanov R. P., Alekseev V. A. Oil spill modeling methods. *Bulletin of Kazan Technological University*. 2014. Vol. 17, Iss. 8. P. 293–296. URL: <file:///C:/Users/Admin/Downloads/metody-modelirovaniya-razlivov-nefti.pdf>

98. Raja S., Abbasi T., Tauseef S. M., Abbasi S. A. «Equilibrium models for predicting areas covered by accidentally spilled liquid fuels and an assessment of their

efficacy». *Process Safety and Environmental Protection*. 2019. Vol. 130. P. 153–162.

URL: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2019.08.009>

99. Shagapov V., Gilmanov S. A. Fluid spreading over the surface, accompanied by absorption into the soil. *Applied Mechanics and Technical Physics*. 2010. Vol. 51, Iss. 5. P. 88–94.

100. Brill J. P., Mukherjee H. *Multiphase Flow in Wells*. Richardson : Society of Petroleum Engineers, 1999. Vol. 17. (SPE Monograph Series). ISBN 1-55563-080-4.

101. Myrontsov M. L. The method to research equivalent solutions zones for inverse problem of well logging electrometry. *XIII International Scientific Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*. 2019. P. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201903217>

102. Myrontsov M., Trofymchuk O., Okhariev V., Noskov O., Sokolov V. Solving an Hadamard's incorrect problem in the example of induction logging. *2nd International Workshop on Computational & Information Technologies for Control & Modeling (CITCM 2021)*. 2021.

103. Erlager R. Jr. *Hydrodynamic Methods for Well Survey*. Izhevsk : ANO Inst. Kompleks. Issled., 2006.

104. Noskov O. V., Levoniuk S. M., Myrontsov M. L. Creation of geological 3D-model of Komyshnianske field based on the sequence stratigraphy principles. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. 2021. SPE-208507-MS. <https://doi.org/10.2118/208507-MS>

105. Drew D. A. Mathematical modeling of two-phase flow. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1983. Vol. 15. P. 261–291. <https://doi.org/10.1146/annurev.fl.15.010183.001401>

106. Задачин В. М., Конюшенко І. Г. *Чисельні методи*. Харків : ХНЕУ ім. С. Кузнеця, 2014. URL: <https://repository.hneu.edu.ua/bitstream/123456789/8310/1/%d0%a7%d0%98%d0%a>

[1%d0%95%d0%9b%d0%ac%d0%9d%d0%86%20%d0%9c%d0%95%d0%a2%d0%9e%d0%94%d0%98.pdf](#)

107. Чарний І. А. Підземна гідрогазодинаміка. Москва : Гостоптехіздат, 1963.

108. Catmull E., Rom R. A class of local interpolating splines. *Computer Aided Geometric Design*. 1974. P. 317–326. URL: <https://muugumuugu.github.io/bOOkshelf/standalone/Class%20of%20Local%20Interpolating%20Splines.pdf>

109. Ищенко Н. Ф. *Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе*. Москва : Химия, 1991. URL: <https://libarch.nmu.org.ua/items/031b3c40-b669-46e2-bdf1-f9f340ad65f9>

110. Chub I. A., Neronov A. A. Modeling of oil losses during pipeline accidents. *Problems of Emergency Situations*. 2012. Vol. 16. P. 131–137.

111. Khludenev S. A., Khludenev A. G., Ryabchikov N. M., Permyakov A. A. Landscape modeling of emergency spills of liquid flammable substances and its impact on the accuracy of predictive estimates of technogenic risk. *Scientific Research and Innovation*. 2013. Vol. 7, Iss. 1–4. P. 147–156.

112. Popov O. et al. Conceptual approaches for development of informational and analytical expert system for assessing the NPP impact on the environment. *Nuclear and Radiation Safety*. 2018. Vol 3 (79). P. 56–65. [https://doi.org/10.32918/nrs.2018.3\(79\).09](https://doi.org/10.32918/nrs.2018.3(79).09)

113. Методичні рекомендації «Оцінка ризиків для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря». 2007. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=6902>.

114. Popov O. et al. Risk assessment for the population of Kyiv, Ukraine as a result of atmospheric air pollution. *Journal of Health Pollution*. 2020. Vol. 10, Iss. 25. Art. 200303. <https://doi.org/10.5696/2156-9614-10.25.200303>

115. Яцишин Т. М. Розроблення наукових основ запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтогазовидобувними об'єктами: дис. ... д-ра

техн. наук. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. URL:
<http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/8758/1/an2868.pdf>

116. Yatsyshyn T., Shkitsa L., Popov O., Liakh M. Development of mathematical models of gas leakage and its propagation in atmospheric air at an emergency gas well gushing. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 5, Iss. 10 (101). P. 49–59. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.179097>

117. Popov O., Yatsyshyn T., Iatsyshyn A., Mykhailiuk Y., Romanenko Y., Kovalenko V. Mathematical software for estimation of the air pollution level during emergency flowing of gas well for education and advanced training of specialists in the oil and gas industry. *Systems, Decision and Control in Energy III. Studies in Systems, Decision and Control*. 2022. Vol. 399. P. 335–352. https://doi.org/10.1007/978-3-030-87675-3_21

118. Iatsyshyn A., Artemchuk V., Zaporozhets A., Popov O., Kovach V. Mathematical approaches for determining the level of impact of ash-slag dumps of energy facilities on the environment. *Systems, Decision and Control in Energy I. Studies in Systems, Decision and Control*. 2020. Vol. 298. P. 1–13. https://doi.org/10.1007/978-3-030-48583-2_1

119. Iatsyshyn A. et al. Application of open and specialized geoinformation systems for computer modelling studying by students and PhD students. *CEUR Workshop Proceedings*. 2020. Vol. 2732. P. 893–908. URL: <https://lib.iitta.gov.ua/id/eprint/722330/1/2%20Application%20of%20Open%20and%20Specialized%20Geoinformation.pdf>

120. Popov O. et al. Effect of power plant ash and slag disposal on the environment and population health in Ukraine. *Journal of Health Pollution*. 2021. Vol. 11, Iss. 31. Art. 210910. <https://doi.org/10.5696/2156-9614-11.31.210910>

121. Zaporozhets A. O. Correlation analysis between the components of energy balance and pollutant emissions. *Water, Air, & Soil Pollution*. 2021. Vol. 232, Iss. 3. P. 1–22. <https://doi.org/10.1007/s11270-021-05048-9>

122. Zaporozhets A. O., Khaidurov V. V. Mathematical models of inverse problems for finding the main characteristics of air pollution sources. *Water, Air, & Soil Pollution*. 2020. Vol. 231, Iss. 12. P. 1–13. <https://doi.org/10.1007/s11270-020-04933-z>

123. Babak V. P. et al. Models and measures for atmospheric pollution monitoring. *Models and Measures in Measurements and Monitoring. Studies in Systems, Decision and Control*. 2021. Vol. 360. P. 227–266. https://doi.org/10.1007/978-3-030-70783-5_8

124. Popov O., Kovach V., Bliashenko O., Kovach V., Smetanin K. Development of mathematical means for estimation of ecological and economical losses from pollution of atmospheric air in zones of technogenic objects impact. *Riscurisi Catastrofe*. 2015. Vol. 17, Iss. 2. P. 97–108. URL: https://riscurisicatastrofe.reviste.ubbcluj.ro/Volume/XIV_Nr_17_2_2015/pdf/8_Popov_97_108.pdf

125. Мислюк М. А., Рибич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин : довідник : у 5 т. Т. 2 : Промивання свердловин. Відробка доліт. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. 303 с. ISBN 966-501-034-4.

126. Вакалюк В. М., Лях М. М., Солоничний Я. В., Фурса Р. П., Юр'єв Е. В., Вільчик О. Г. Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 2 (7). С. 52–56. URL: <http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/1594/3/1786p.pdf>

127. Мустафаев А. М., Гутман Е. М. Гидроциклоны в нефтедобывающей промышленности. Москва : Недра, 1981. 260 с.

128. Дегтев Н. И., Зинкевич А. И. Контроль и дегазация буровых промывочных жидкостей. Москва : Недра, 1978. 151 с.

129. Синайский Э. Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании. Москва : Недра, 1990. 271 с.

130. Шищенко Р. И., Есьман Б. И., Кондратенко П. И. Гидравлика промывочных жидкостей. Москва : Недра, 1976. 293 с.

131. Özer M., Basha O. M., Morsi B. Coal-Agglomeration Processes: A Review. *International Journal of Coal Preparation and Utilization*. 2017. Vol. 37, Iss. 3. P. 131–167. <https://doi.org/10.1080/19392699.2016.1142443>

132. Sahinoglu E., Uslu T. Increasing coal quality by oil agglomeration after ultrasonic treatment. *Fuel Processing Technology*. 2013. Vol. 116. P. 332–338. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2013.07.016>

133. Debroin N., Guvink R. Adhesion. Moscow : Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1949. 580 p.

134. Sergeev P. V., Beletskij V. S., Elishevich A. T. The trial-and modification principles of couplings for the processes of oil agglomeration of coal. *Solid Fuel Chemistry*. 1993. URL: https://www.researchgate.net/publication/291065518_The_trialand_modification_principles_of_couplings_for_the_processes_of_oil_agglomeration_of_coal.

135. Levich V. G. Physicochemical hydrodynamics. Moscow : Izdat. Fiz.-mat. liter., 1962. 700 p. URL: https://books.google.com.ua/books?id=EtoIAQAAIAAJ&redir_esc=y

136. Deryagin B. V., Samygin V. D., Livshits A. K. Study of flocculation of minerals in turbulent mode. *Colloid Journal*. 1964. Vol. 26, Iss 2. P. 179–185.

ДОДАТОК А

Закордонні видання

1. Yatsyshyn T., Fursa R., Liakh M., Mykhailiuk V., Fursa T. Improvement of Energy Efficiency and Eco-improvement of Heating Equipment. *Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control* / ed. A. Zaporozhets. Cham : Springer, 2023. Vol. 481. P. 23. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_23 (Scopus, Q4)

2. Popov O., Yatsyshyn T., Liakh M., Fursa R., Iatsyshyn A., Kovach V. Software and Modeling Tools for Assessment of Environmental Consequences of Open Flowing of Oil Wells. *Systems, Decision and Control in Energy IV. Volume II. Nuclear and Environmental Safety. Studies in Systems, Decision and Control* / ed. A. Zaporozhets, O. Popov. Cham : Springer, 2023. Vol. 456. P. 261–280. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22500-0_18 (Scopus, Q4)

3. Білецький В., Молчанов П., Сокур М., Гайко Г., Савик В., Орловський В., Лях М., Яцишин Т., Фурса Р. Дослідження процесу збагачення українського вугілля методом масляної агрегації. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. Т. 3, № 5 (87). С. 45–53. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.104123> (Scopus, Q3)

Фахові видання України

4. Вакалюк В. М., Лях М. М., Солоничний Я. В., Фурса Р. П., Юр'єв Є. В., Вільчик О. Г. Дослідження процесу витікання промивної рідини крізь насадок сепаратора. *Нафтогазова енергетика*. 2008. № 2 (7). С. 52–56. URL: <https://nge.nung.edu.ua/index.php/ngе/article/view/161>

5. Вакалюк В. М., Лях М. М., Солоничний Я. В., Юр'єв Е. В., Фурса Р. П. Дослідження руху промивної рідини внутрішньою поверхнею камери дегазатора

гідроциклонного типу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. № 3. С. 12–17.

6. Лях М. М., Фурса Р. П., Витвицький В. С., Михайлюк В. В., Процюк Г. Я., Михайлюк В. Т. Моделювання роботи газорідинного сепаратора. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. 2025. № 2 (288). С. 24–31. <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2025-288-2-24-31>

Патенти

7. *Автономна система опалення*: пат. Україна: № u202204396; заявл. 22.11.2022. опубліковано 01.11.2023, бюл. № 44/2023 4 с. Автори: **Фурса Р.П.**, Окрепний В.Я., Фурса Т.П. (патент на корисну модель).

Матеріали конференцій

8. **Фурса Р. П.**, Буланян П. А., Лях М. М. Результати досліджень енергоощадних нагрівальних котлів. *Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу» (ІМ – 2016)*, 16–20 травня 2016 р. Івано-Франківськ, 2016. С. 353.

9. Яцишин Т. М., Лях Ю. М., **Фурса Р. П.** Моніторинг стану нафтогазового обладнання. *Матеріали третьої науково-практичної конференції «Моніторинг навколишнього природного середовища: науково-методичне, нормативне, технічне та програмне забезпечення»*, 22–25 вересня 2008 р. Коктебель, АР Крим, 2008.

10. Лях М. М., **Фурса Р. П.**, Дейнега Р. О., Михайлюк В. В., Марченко О. О. Визначення основних напрямів дослідження та підвищення ефективності сепараційного обладнання для очищення бурового розчину. *The driving force of science and trends in its development : collection of scientific papers «SCIENTIA» with Proceedings of the VII International Scientific and Theoretical Conference*, November

8, 2024. Coventry, United Kingdom : International Center of Scientific Research, 2024. ISBN 979-8-88955-773-9. DOI: 10.36074/scientia-08.11.2024

11. Лях М. М., Фурса Р. П., Витвицький В. С., Михайлюк В. В., Процюк Г. Я., Михайлюк В. Т. Вплив температури на ефективність роботи газорідного сепаратора. *Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Інформаційні технології в металургії та машинобудуванні – ІТММ'2025»*, 23–24 квітня 2025 р. Дніпро : УДУНТ, 2025. <https://doi.org/10.34185/1991-7848.itmm.2025.01.054>

ДОДАТОК Б – Патент на корисну модель



ДОДАТОК В – Авторське право на твір

УКРАЇНА



СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 128747

Літературний письмовий твір наукового характеру «Software and Modeling Tools for Assessment of Environmental Consequences of Open Flowing of Oil Wells»

(вид, назва твору)

Автор (співавтори) Попов Олександр Олександрович, Яцишин Теодозія Михайлівна, Лях Михайло Михайлович, Фурса Роман Петрович, Яцишин Андрій Васильович, Ковач Валерія Омелянівна

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності), псевдонім (за наявності))

Твір оприлюднено: Оpubлікування: Popov O., Yatsyshyn T., Liakh M., Fursa R., Iatsyshyn A., Kovach V. Software and Modeling Tools for Assessment of Environmental Consequences of Open Flowing of Oil Wells. In: Zaporozhets A., Popov O. (eds) Systems, Decision and Control in Energy IV. Volume II. Nuclear and Environmental Safety. Studies in Systems, Decision and Control. 2023. Vol. 456. P. 261-280. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22500-0_18.

(відомості про факт і дату оприлюднення твору (за наявності))

Авторські майнові права належать спільно Попов Олександр Олександрович, вул. Метрологічна, 56, кв. 162, м. Київ, 03143; Яцишин Теодозія Михайлівна, вул. В. Симоненка, 35, кв. 79, м. Івано-Франківськ, 76006; Лях Михайло Михайлович, вул. Миколайчука, 22, кв. 2, м. Івано-Франківськ, 76006; Фурса Роман Петрович, вул. Галицька, 136, кв. 1, м. Івано-Франківськ, 76008; Яцишин Андрій Васильович, вул. Метрологічна, 21-В, кв. 59, м. Київ, 03143; Ковач Валерія Омелянівна, вул. Метрологічна, 56, кв. 162, м. Київ, 03143

(прізвище, ім'я, по батькові (за наявності) фізичної особи / найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації 31 липня 2024 р.

**Директор Державної організації
«Український національний
офіс інтелектуальної власності
та інновацій»**


Олена ОРЛЮК



ДОДАТОК Г – Технічні умови (котли енергозберігаючі ESB)

ДКПІ 28.22.12.070

УКНД 27.060.30

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор ТОВ "ПОГОС
ЕНЕРДЖІ"Р. П. Фурса
2015 р.

КОТЛИ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ ESB

ТЕХНІЧНІ УМОВИ

ТУ У 28.2-39800824-001:2015

Підп. і дата

Інв. № дубл.

Зам. інв. №

Підп. і дата

Інв. № ліцен.

ПОГОДЖЕНО

Головний державний санітарний лікар
Івано-Франківської обл.

М. І. Яворський

Висновок державної санітарно-
епідеміологічної експертизи

від 15.06.2015 2015 р.

№ 05.0302-07/25564

Вводяться вперше

Дата надання чинності _____

Чинні до без обмеження строку чинності

ПОГОДЖЕНО

Державна служба України з питань праці
Висновок експертизи

ДП «Карпатський ЕТЦ»

№ 26.02.11.09001/Від 08.07.15 р.



РОЗРОБЛЕНО

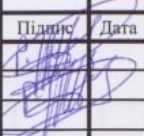
Директор ТОВ "ПОГОС ЕНЕРДЖІ"

Р. П. Фурса

„ 16 ” червня 2015 р.

ЗМІСТ

1	Сфера застосування	3
2	Нормативні посилання	4
3	Технічні вимоги	8
4	Вимоги безпеки вимоги охорони довкілля, утилізація.....	16
5	Правила приймання	18
6	Методи контролювання	21
7	Транспортування та зберігання	23
8	Правила експлуатації, ремонту	24
9	Гарантії виробника	25
	Аркуш реєстрації змін	

					ТУ28.2-39800824-001:2015				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	КОТЛИ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧІ	Літ.		Арк.	Аркушів
Розроб.		Фурса Р.П.						2	25
Перевір.		Фурса Р.П.							
Н. Контр.									
Затверд.									
						ТОВ "ПОГОС ЕНЕРДЖІ"			

1. СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Ці технічні умови поширюються на котли енергозберігаючі ESB, що призначені для теплопостачання індивідуальних житлових будинків і споруд комунально-побутового призначення, обладнаних системами опалення з примусовою (закрита система опалення під тиском) циркуляцією теплоносія.

Основними споживачами котлів є підприємства комунального господарства, приватні підприємці та приватні особи.

Вид кліматичного виконання УХЛ категорії 4.2 згідно ГОСТ 15150.

Приклад запису позначення котлів при замовленні та в іншій документації, де він може застосовуватись:

Котел енергозберігаючий/Energy saving boiler *ESB 1-1,4/220-100-135/89-D-1-S-T*

1 – модель; 1.4 – номінальною потужністю (кВт); 220 – розрахований на номінальну напругу 220 В; 100 – орієнтовна площа обігріву (м²); 135 – діаметр нагрівальної колони (мм); 89 – діаметр флуатаційної колони (мм); D (double) – двоконтурний; 1 – односекційний; S (short) – короткий; T (ten) – з теновим нагрівачем, із встановленою циркуляційною помпою.

Технічні умови придатні для цілей сертифікації в системі УкрСЕПРО.

Перелік нормативних документів, на як ідуть посилання в цих технічних умовах, наведені у таблиці 2.1.

Технічні умови треба перевіряти регулярно, але не рідше одного разу на п'ять років, після надання їм чинності чи останнього перевіряння, якщо не виникає потреби перевірити їх раніше у разі прийняття нормативно-правових актів, відповідних національних (міждержавних) стандартів, технічних регламентів та інших нормативних документів, якими регламентовано інші вимоги, ніж ті, що встановлені у технічних умовах.

Ці технічні умови не можуть бути повністю чи частково відтворені, тиражовані чи розповсюджені без дозволу власника ТУ ТОВ "ПОГОС ЕНЕРДЖІ".

2. НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У даних Технічних умовах є посилання на наступні нормативні документи, що зведені в таблицю 1

Таблиця 2.1 - Нормативні посилання

Позначення документа	Назва нормативного документа	Номер пункту ТУ
1	2	3
ДСТУ 1.3:2004	Правила побудови, викладення, погодження, прийняття та позначення технічних умов.	1
ДСТУ-Н 4486:2005	Система конструкторської документації настанови щодо типової побудови технічних умов.	1
ДСТУ 2296	Система сертифікації УкрСЕПРО. Знак відповідності. Форма, розміри, технічні вимоги та правила застосування.	3.4.3
ДСТУ 2326	Котли опалювальні водогрійні теплопродуктивністю до 100 кВт. Загальні технічні умови.	3.1, 3.3.5, 4.1, 5.1.1, 7.1
ДСТУ 2708	Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.	3.3.17
ДСТУ 3413	Система сертифікації УкрСЕПРО. Порядок проведення сертифікації продукції.	5.8
ДСН-3.3.6.042-99-	Санітарні-норми-мікроклімату-виробничих-приміщень	4.12
ДСН 3.3.6.037-99	Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку	4.13
ДСН 3.3.6.039	Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації	4.14
ДСанПіН 2.2.4-171-10	Гігієнічні вимоги до води питної, призначеної для споживання людиною	4.18
ДСанПіН 2.2.7.029	Гігієнічні вимоги щодо поводження з промисловими відходами та визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення	4.23
ДСП 201-97	Державні санітарні норми по охороні атмосферного повітря населених пунктів (від забруднення хімічними та біологічними речовинами)	4.19
ДБН В.2.5-67	Опалення, вентиляція та кондиціонування	4.16
ДБН В.2.5-28	Природне і штучне освітлення	4.15
СН №145 від 17.03.2011	Державні санітарні норми та правила утримання територій населених місць	4.22
СП 1042-73.	Санітарну правила організації технологічних процесів і гігієнічні вимоги до виробничого обладнання	4.8

НПАОП 40.3-1.26	Правила будови і безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0,07 МПа (0,7 кгс/см ²), водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115 °С	4.1
НАПБ А.01.001	Правила пожежної безпеки в Україні	4.1
ГОСТ 9.014	ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.	3.5.3, 7.7
ГОСТ 9.032	ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения.	3.3.3, 6.6
ГОСТ 12.2.003	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.	4.1; 4.6
ГОСТ 12.2.049	ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.	3.3.5
ГОСТ 12.2.062	ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.	4.1
ГОСТ 12.2.064	ССБТ. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности.	4.1
ГОСТ 15.001	Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического значения.	5.4.1
ГОСТ 15.309	Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения.	5.5.6.6, 5.6.7
ГОСТ 27.003	Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.	3.3.1
ГОСТ 27.410	Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность.	6.5
ГОСТ 2991	Ящики дощатые неразборные для грузов массой до 500 кг. Общие технические условия.	3.5.2
ГОСТ 6357	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба трубная цилиндрическая	3.3.11
ГОСТ 7502	Рулетки измерительные металлические. Технические условия	6.3
ГОСТ 8828	Бумага основа и бумага двухслойная водонепроницаемая упаковочная. Технические условия.	3.5.5
ГОСТ 10198	Ящики деревянные для грузов массой св. 200 до 20 000 кг. Общие технические условия.	3.5.2
ГОСТ 10354	Пленка полиэтиленовая. Технические условия.	3.5.5
ГОСТ 14192	Маркировка грузов.	3.4.4
ГОСТ 15150	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов.	7.1, 7.2, 7.6

	Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды	
ГОСТ 15846	Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и труднодоступные районы. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.	3.5.6
ГОСТ 16093	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Допуски. Посадки с зазором	3.3.11
ГОСТ 23170	Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования.	3.5.1
ГОСТ 24297	Входной контроль продукции. Основные положения.	5.2
ГОСТ 24705	Резьба метрическая. Основные размеры	3.3.11
ГОСТ 26828	Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка.	3.4.1
ГОСТ 29329	Весы для статического взвешивания. Общие технические требования.	6.4
ГОСТ 30735	Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью от 0,1 до 4,0 МВт.	3.1, 3.3.5, 4.1, 5.1.1, 7.1
ГОСТ 17.2.3.02	Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями	4.19
ГОСТ 12.1.003.	Шум Общие требования безопасности	4.13
ГОСТ 12.1.005-88	ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ	4.10
ГОСТ 12.1.004-91	ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ Общие требования	4.9

3 ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ

Котли енергозберігаючі ESB повинні відповідати вимогам даних технічних умов і комплекту технічної документації (Паспорту котла, технічно – експлуатаційні документації), що поставляється з котлами у встановленому порядку.

3.1. Загальні вимоги

3.1.1. Загальні технічні вимоги по ДСТУ 2326, ГОСТ 30735 із врахуванням додаткових вимог, викладені нижче.

3.1.2. Основні параметри та розміри котлів повинні відповідати значенням у таблиці 3.1; 3.2; 3.3; 3.4;

Таблиця 3.1 - Основні технічні дані котлів енергозберігаючих типу ESB короткий, одноколонний

Назва параметрів	Значення				
	" ESB "- 1 89/89	" ESB "- 2 135/89	" ESB "-3 135/135	" ESB "-4 135/150	" ESB "-5 150/150
Напруга живлення. В, $\pm 10\%$	110/220	110/220	110/220	110/220	110/220
Орієнтовна площа обігріву, м ²	до 70	100	130	150	200
Частота с груму, Гц	50/60				
Номінальна споживана потужність, кВт:					
1-й ступінь	1,4	1,7	3	5	6
2-й ступінь	0,7/0,7	0,7/1	1,5/1,5	2/3	3 /3
3-й ступінь					
Індукційні	1	1,2	2,1	3,5	4,2
Тип нагрівача	ТЕН/індукційні				
ККД, %, не менше	90 - 95				
Максимальна температура теплоносія, °С	80				
Номінальний тиск, МПа	до 0,2				
Різьбове з'єднання до котла вхідних і вихідних патрубків, дюйм	G 3/4	G 3/4	G 3/4, G 1	G 3/4, G 1	G 1, G 1
Різьбове з'єднання патрубка для заповнення системи, дюйм	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2
Маса, кг, без рідини	58	61	79	98	102

Габаритні розміри, мм, не більше:					
висота (H)	1400	1400	1400	1400	1400
ширина (L)	530	530	530	530	530
глибина (B)	370	370	370	370	370
Площа перетину мідних проводів живлення, що підводить струм, мм ² , не менше	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5
Автоматичний вимикач, встановлюваний на ввідній лінії, чотирьохполюсний, In, А	5	5	10	16	16
міжконтактний зазор повинен бути не менше 3 мм в кожному із 3 полюсів					

Таблиця 3.2 - Основні технічні дані котлів енергозберігаючих типу ESB довгий, одноколонний

Назва параметрів	Значення				
	" ESB "- 6 89/89	" ESB "- 7 135/89	" ESB "-8 135/135	" ESB "-9 135/150	" ESB "-10 150/150
Напруга живлення. В, ± 10%	110/220	110/220	110/220	110/220	110/220
Орієнтовна площа обігріву, м ²	100	130	160	180	230
Частота с груму, Гц	50/60				
Номінальна споживана потужність, кВт:					
1-й ступінь	1,4	1,7	3	5	6
2-й ступінь	0,7/0,7	0,7/1	1,5/1,5	2/3	3 /3
3-й ступінь					
Індукційні	1	1,2	2,1	3,5	4,2
Тип нагрівача	ТЕН/індукційні				
ККД, %, не менше	90 -95				
Максимальна температура теплоносія, °С	80				
Номінальний тиск, МПа	до 0,2				
Різьбове з'єднання до котла вхідних і вихідних патрубків, дюйм	G 3/4	G 3/4	G 3/4, G 1	G 3/4, G 1	G 1, G 1
Різьбове з'єднання патрубка для заповнення системи, дюйм	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2
Маса, кг, без рідини	76	80	102	140	145

Габаритні розміри, мм, не більше:					
висота (H)	2700	2700	2700	2700	2700
ширина (L)	530	530	530	530	530
глибина (B)	370	370	370	370	370
Площа перетину мідних проводів живлення, що підводить струм, мм ² , не менше	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5
Автоматичний вимикач, встановлюваний на ввідній лінії, чотирьохполюсний, In, А	5	5	10	16	16
міжконтактний зазор повинен бути не менше 3 мм в кожному із 3 полюсів					

Таблиця 3.3 - Основні технічні дані котлів енергозберігаючих типу ESB короткий, двоколонний

Назва параметрів	Значення				
	" ESB "- 11 89/89	" ESB "- 12 135/89	" ESB "-13 135/135	" ESB "-14 135/150	" ESB "-15 150/150
Напруга живлення. В, ± 10%	110/220	110/220	110/220	380	380
Орієнтовна площа обігріву, м ²	160	190	210	240	290
Частота с груму, Гц	50/60				
Номінальна споживана потужність, кВт:					
1-й ступінь	5	5,5	6	7	8
2-й ступінь	2,5/2,5	2,5/3	3/3	2/2/3	2/3 /3
3-й ступінь				4/3	6/2
Індукційні	3,5	3,8	4,2	5	5,6
Тип нагрівача	ТЕН/індукційні				
ККД, %, не менше	90 -95				
Максимальна температура теплоносія, °С	80				
Номінальний тиск, МПа	до 0,2				
Різьбове з'єднання до котла вхідних і вихідних патрубків, дюйм	G 3/4	G 3/4	G 3/4, G 1	G 1, G 1	G 1, G 1,5
Різьбове з'єднання патрубка для заповнення системи, дюйм	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2
Маса, кг, без рідини	85	93	102	136	142

Габаритні розміри, мм, не більше:					
висота (H)	1400	1400	1400	1400	1400
ширина (L)	777	777	777	777	777
глибина (B)	370	370	370	370	370
Площа перетину мідних проводів живлення, що підводить струм, мм ² , не менше	2×4+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5	3×4+ 1×2,5	3×4+ 1×2,5
Автоматичний вимикач, встановлюваний на ввідній лінії, чотирьохполюсний, In, А	16	16	16	16	20
міжконтактний зазор повинен бути не менше 3 мм в кожному із 3 полюсів					

Таблиця 3.4 - Основні технічні дані котлів енергозберігаючих типу ESB довгий, двоколонний

Назва параметрів	Значення				
	" ESB "- 16 89/89	" ESB "- 17 135/89	" ESB "-18 135/135	" ESB "-19 135/150	" ESB "- 20 150/150
Напруга живлення, В, ± 10%	110/220	110/220	220/380	380	380
Орієнтовна площа обігріву, м ²	200	300	500	750	1000
Частота с груму, Гц	50/60				
Номінальна споживана потужність, кВт:					
1-й ступінь	5	5,5	6	7	8
2-й ступінь	2,5/2,5	2,5/3	3/3	2/2/3	2/3 /3
3-й ступінь				4/3	6/2
Індукційні	3,5	3,8	4,2	5	5,6
Тип нагрівача	ТЕН/індукційні				
ККД, %, не менше	90 - 95				
Максимальна температура теплоносія, °С	80				
Номінальний тиск, МПа	до 0,2				
Різьбове з'єднання до котла вхідних і вихідних патрубків, дюйм	G 3/4	G 3/4	G 3/4, G 1	G 1, G 1,5	G 1, G 1,5
Різьбове з'єднання патрубка для заповнення системи, дюйм	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2	G 1/2
Маса, кг, без рідини	116	124	142	188	197

Габаритні розміри, мм, не більше:					
висота (H)	2700	2700	2700	2700	2700
ширина (L)	777	777	777	777	777
глибина (B)	370	370	370	370	370
Площа перетину мідних проводів живлення, що підводить струм, мм ² , не менше	2×4+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5	2×4+ 1×1,5	3×4+ 1×2,5	3×4+ 1×2,5
Автоматичний вимикач, встановлюваний на ввідній лінії, чотирьохполюсний, In, А	16	16	16	16	20
міжконтактний зазор повинен бути не менше 3 мм в кожному із 3 полюсів					

Таблиця 5 - Основні технічні дані котлів енергозберігаючих типу ESB домашній, двоколонний

Назва параметрів	Значення		
	" ESB "- 21 89	" ESB "- 22 135	" ESB "-23 135 двоконтурні
Напруга живлення. В, ± 10%	110/220	110/220	110/220
Орієнтовна площа обігріву, м ²	60	90	90
Частота с групу, Гц	50/60		
Номінальна споживана потужність, кВт:			
1-й ступінь	1,2	2,2	2,2
2-й ступінь	0,7/0,5	0,7/1,5	0,7/1,5
3-й ступінь			
Індукційні	0,84	1,6	1,6
Тип нагрівача	ТЕН/індукційні		
ККД, %, не менше	90 -95		
Максимальна температура теплоносія, °С	80		
Номінальний тиск, МПа	до 0,2		
Різьбове з'єднання до котла вхідних і вихідних патрубків, дюйм	G 1/2, G 3/4	G 1/2, G 3/4	G 1/2, G 3/4
Різьбове з'єднання патрубка для заповнення системи, дюйм	G 1/2	G 1/2	G 1/2
Маса, кг, без рідини	40	44	60

Габаритні розміри, мм, не більше:			
висота (H)	650	650	650
ширина (L)	400	400	400
глибина (B)	300	300	300
Площа перетину мідних проводів живлення, що підводить струм, мм ² , не менше	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5	2×2,5+ 1×1,5
Автоматичний вимикач, встановлюваний на ввідній лінії, чотирьохполюсний, In, А	5	10	10
міжконтактний зазор повинен бути не менше 3 мм в кожному із 3 полюсів			

3.1.3. Внесення змін, понижуючих технічну характеристику котлів в порівнянні з технічною характеристикою заводу-виробника, не допускається.

3.1.4. В комплект поставки входять: котел енергозберігаючий типу ESB, пакувальна тара та технічно – експлуатаційна документація.

3.2 Показники (характеристики, властивості) функціональної призначеності.

3.3.1 Показники надійності котлів належать до виду 1, що відновлюється згідно з ГОСТ 27.003.

Номенклатура показників

Встановлений безвідмовний наробіток – 22 000 год. календарного терміну експлуатації.

Середній повний строк служби – 15 років.

Критерії відмови – порушення міцності та герметичності котла, що не являються результатом прогорання поверхні нагріву.

Критерій граничного стану – прогорання поверхні нагріву.

3.3.2 Кількість персоналу, що обслуговує – 1 особа.

3.3.3 Лакофарбувальне покриття повинно відповідати вимогам ГОСТ 9.032.

3.3.4 Вимоги до сировини та матеріалів

3.3.5 Загальні вимоги, вимоги до матеріалів: нероз'ємних з'єднань, механічного оброблення, складання та фарбування повинні відповідати вимогам ДСТУ 2326, ГОСТ 30735, ГОСТ 12.2.049, технічних умов та комплекту документації згідно зі специфікацією ESB -1.00.00.000.

3.3.6 Котли слід виготовляти з негорючих і стійких до деформації матеріалів.

3.3.7 На зовнішній поверхні заготовок з прокату не повинно бути тріщин, заочувань, волосовин. На зовнішній поверхні заготовок з прокату, які підлягають механічному обробленню, не допускаються дефекти, якщо їхня глибина більша, ніж 75 % припуску на механічне оброблення.

3.3.8 Зварні шви повинні відповідати вимогам, вказаним в конструкторській документації.

3.3.9 Котли та їх елементи, що знаходяться під тиском робочого середовища, мають бути щільними і міцними.

3.3.10 Зварні складальні одиниці, що знаходяться під тиском робочого середовища, мають витримувати гідравлічне випробування на статичну міцність пробним тиском не меншим від двократного робочого.

3.3.11 Метрична різьба на деталях – за ГОСТ 24705, допуски на неї – по грубому класу точності ГОСТ 16093, трубна циліндрична різьба – по класу точності В ГОСТ 6357.

3.3.12 Кожухи котлів та інші елементи, доступні при обслуговуванні, не мають мати надривів, тріщин, гострих кромek.

3.3.13 На підприємстві-виробнику необхідно провести повне складання кожного котла з тимчасовим під'єднанням до цехових комунікацій згідно з вимогами складального креслення виробу та цих ТУ.

3.3.14 Складання всіх рухомих частин повинне забезпечувати їх переміщення без заїдань та перекосів.

3.3.15 Дверцята, що обертаються по вертикальній осі повинні відкриватися на кут не менше 100°.

3.3.16 Усі внутрішні поверхні котлів мають бути очищеними від стружки та забруднень і продуті стисненим повітрям.

3.3.17 Встановлювані вимірювальні прилади повинні відповідати вимогам ДСТУ 2708.

3.4 Маркування

3.4.1 Маркування котлів та їх складових частин повинно відповідати вимогам ГОСТ 26828, креслень та даних технічних умов.

3.4.2 На видному місці кожного котла має бути надійно закріплена табличка, в якій мають бути зазначені наступні дані:

- найменування або товарний знак підприємств-виготовлювача, адреса;
- марка, тип котла;
- заводський номер та рік виготовлення;
- номінальна теплова потужність, кВт;
- допустимий робочий тиск, МПа;
- допустима температура води, °С;
- знаки відповідності.

Місце, розміри та способи нанесення маркування мають забезпечувати його чіткість та збережуваність.

3.4.3 Маркування знаком відповідності під час сертифікації необхідно виконувати під час сертифікації відповідно до вимог ДСТУ 2296.

3.4.4 Транспортне маркування повинно відповідати вимогам ГОСТ 14192 і цих технічних умов.

3.4.5 Транспортне маркування треба наносити на один з боків кожного ящика за трафаретом

На не упакований у транспортну тару вантаж маркування наносять на фанерні або металеві ярлики, які міцно прикріплюють до вантажу. Допускається на не упаковані в транспортну тару вантажі наносити маркування безпосередньо на вантаж.

3.4.6 Транспортне маркування повинно містити:

- 1) маніпуляційні знаки «Верх», «Центр ваги»;
- 2) основні написи: назва вантажоотримувача, повна назва станції та скорочена назва залізниці призначення, кількість вантажних місць у партії та порядковий номер місця всередині партії, який позначається дробом, де чисельник – номер місця, знаменник – кількість місць;
- 3) додаткові написи: назва вантажоотримувача, назва пункту відправлення із зазначенням залізничної станції відправлення та скороченої назви залізниці відправлення;
- 4) інформаційні написи: маса брутто та нетто вантажного місця в кілограмах, габаритні розміри вантажного місця (довжина, ширина, висота у сантиметрах), позначка умов зберігання.

3.5 Пакування

3.5.1 Пакування котлів та їх складових частин повинно відповідати вимогам ГОСТ 23170, та цих технічних умов.

3.5.2 По вимозі замовника котли повинні пакуватися в ящики, виготовлені згідно з ГОСТ 2991, ГОСТ 10198 згідно з ESB -1.00.00.000 HE.

3.5.3 Перед пакуванням металеві поверхні складальних одиниць та деталей, непокриті фарбою, повинні бути законсервовані для запобігання корозії відповідно до вимог ГОСТ 9.014. Група виробу, варіант тимчасового захисту, варіант внутрішнього пакування, умови зберігання, термін зберігання без переконсервації 1 рік від дня відвантаження котлів.

3.5.4 Пакування складальних одиниць, одержуваних від заводів-постачальників, проводять в одержану від них тару з дотриманням їхніх вимог до пакування. У разі руйнування пакувальної тари підприємству-виробникові виробу необхідно відновити тару або виготовити нову.

3.5.5 Технічну документацію, що відправляють з котлами помістити в пакет з водонепроникного паперу згідно з ГОСТ 8828 або з поліетиленової плівки згідно з ГОСТ 10354 та вкласти до першого пакувального місця.

3.5.6 Пакування котлів під час транспортування в райони «холодного клімату» та важкодоступні райони повинно відповідати ГОСТ 15846.

3.6 Комплектність

3.6.1 До комплекту постачання повинні входити:

1.6.1.1 Котел, укомплектований згідно зі специфікацією ESB -1.00.00.000.

3.6.1.2 Запасні частини до комплектувальних виробів згідно із зазначенням у паспортах підприємств-постачальників.

3.6.1.3 Експлуатаційна документація:

1) настанова з експлуатації, яка містить вимоги до монтажу, налагоджування та експлуатації ESB-1.00.00.000 HE;

2) експлуатаційні документи на комплектувальні вироби (Паспорти, формуляри, інструкції з монтажу та експлуатації) згідно з умовами поставок підприємств-постачальників.

3.6.1.4 На вимогу замовника котли можуть комплектуватися додатковим обладнанням.

4 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ, ВИМОГИ ОХОРОНИ ДОВКІЛЛЯ, УТИЛІЗАЦІЯ

4.1 Котли повинні відповідати вимогам НПАОП 0.00-1.26-96, НПАОП 0.00-1.60-66, ДСТУ 2326, ГОСТ 30735, НАПБ А.01.001, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.062, ГОСТ 12.2.064.

4.2 Монтаж котлів повинен здійснюватися спеціалізованими організаціями, які мають відповідний дозвіл на виконання цих робіт, згідно діючих норм, правил та інструкцій.

4.3 Температура на поверхнях котлів, доступних до дотику не повинна бути більша, ніж 45 °С.

4.4 На відповідній трубі або лицьовій панелі управління котла до запірної арматури має бути встановлено манометр та термометр.

4.5 Вироби є безпечними для життя і здоров'я людей в процесі їх застосування, транспортування і зберігання в умовах, передбачених даними технічними умовами.

4.6 При виробництві необхідно дотримуватися вимог, передбачених ГОСТ 12.3.002.

4.7 До роботи з виробництва допускаються особи, старші 18 років, що пройшли інструктаж з техніки безпеки і протипожежної безпеки.

4.8 Технологічне устаткування повинно відповідати вимогам СП 1042.

4.9 Вимоги до пожежної безпеки повинні відповідати ГОСТ 12.1.004. При загорянні вироби необхідно гасити водою або піною.

4.10 Повітря робочої зони повинно відповідати вимогам ГОСТ 12.1.005.

4.11 Робітники повинні періодично проходити медогляди згідно з Наказом МОЗ України № 246.

4.12 Мікроклімат виробничих приміщень повинен відповідати ДСН 3.3.6.042.

4.13 Рівень шуму на робочих місцях повинен відповідати вимогам ДСН 3.3.6.037 та ГОСТ 12.1.003.

4.14 Рівень вібрації на робочих місцях повинен відповідати вимогам ДСН 3.3.6.039.

4.15 Освітленість на робочих місцях повинна відповідати вимогам ДБН В.2.5-28.

4.16 Виробничі приміщення повинні бути обладнані вентиляцією згідно з ДБН В.2.5-67.

4.17 Робітники повинні забезпечуватись спецодягом згідно з галузевими нормами.

4.18 Вода, яка використовується для споживання працівниками на виробництві, повинна відповідати вимогам ДСанПіН 2.2.4-171.

Вимоги охорони довкілля, утилізація

4.19 Контроль за викидами шкідливих речовин в атмосферу повинен здійснюватися відповідно до вимог ГОСТ 17.2.3.02 і ДСП 201.

4.20 Охорона ґрунту від забруднення побутовими та промисловими відходами повинна здійснюватися відповідно до вимог СН №145 від 17.03.2011.

4.21 Поводження з побутовими відходами згідно з ДСанПіН 2.2.7.029.

4.22 Вироби, які не відповідають вимогам цих технічних умов, повертаються виробнику та утилізуються згідно з інструкцією, затвердженою у встановленому порядку та погодженою з відповідними службами.

5 ПРАВИЛА ПРИЙМАННЯ

5.1 Приймання котлів проводить ВТК підприємства-виробника відповідно до ESB-1.00.00.000 ПМ, цих ТУ та комплекту конструкторської документації згідно зі специфікацією ESB-1.00.00.000.

5.1.1 Вимоги щодо безпеки під час випробування повинні відповідати ДСТУ 2326, ГОСТ 30735.

5.2 Вхідний контроль матеріалів, покупних комплектувальних виробів, що їх постачають через кооперацію, проводять відповідно до вимог ГОСТ 24297 за переліками продукції, що підлягає вхідному контролю, затвердженому в установленому порядку і чинному на підприємстві-виробнику.

5.3 Котли підлягають кваліфікаційним (за необхідністю), приймально-здавальним, періодичним та сертифікаційним випробуванням.

5.4 Кваліфікаційні випробування

5.4.1 Кваліфікаційним випробуванням підлягає перший зразок установчої серії (першої промислової партії), щоб визначити готовність виробництва до серійного випуску продукції на підставі відпрацьованого виробничого процесу, що забезпечує стабільну якість продукції відповідно до вимог ГОСТ 15.001.

5.4.2 Обсяг кваліфікаційних випробувань повинен відповідати вимогам розділів 3 та 4.

5.5 Приймально-здавальні випробування

5.5.1 Приймально-здавальним випробуванням повинен підлягати кожний котел, щоб визначити його відповідність до вимог ТУ та комплекту конструкторської документації.

5.5.2 Приймально-здавальні випробування проводять на підприємстві-виробнику в обсязі розділів 3 та 4 технічних умов, крім 5.3.1, 5.3.2.

5.5.3 До приймально-здавальних випробувань котел подають в остаточно зібраному вигляді укомплектований та відрегульований відповідно до вимог цих ТУ та конструкторської документації, а також який пройшов етап налагоджування, який проводять після завершення складання, монтування. Готовність котла до приймально-здавальних випробувань підтверджується підприємством-виробником.

5.5.4 Приймально-здавальні випробування проводять у наступному порядку:

- 1) технічний огляд;
- 2) гідравлічне випробування.

5.5.5 Технічному огляду піддають кожний виріб.

Під час технічного огляду перевіряють:

- 1) комплектність котла відповідно до цих ТУ;
- 2) відповідність пофарбування вимогам цих ТУ та конструкторській документації;
- 3) під'єднання до зовнішніх систем (димовідводу, системи теплопостачання);
- 4) наявність та відповідність вимогам конструкторської документації пакувальної тари та правильність виконання на ній написів;
- 5) легкість відкривання та закривання дверцят котла;
- 6) легкість переміщення рухомої колосникової решітки;

- 7) легкість переміщення шибера;
- 8) маса (див. 3.5.2) та габаритні розміри котла;
- 9) виконання вимог безпеки.

5.5.6 Гідравлічне випробування

5.5.6.1 Гідравлічне випробування проводять з метою виявлення негерметичності зварних з'єднань котла та перевірки загальної міцності конструкції.

5.5.6.2 Тривалість гідравлічного випробування не менша ніж 30 хв.

5.5.6.3 Гідравлічним випробуванням підлягає кожен котел.

5.5.6.4 У разі виявлення дефектів під час гідравлічного випробування, їх усувають після чого випробування продовжують.

5.5.6.5 Після випробувань необхідно:

- 1) від'єднати котел від насоса;
- 2) зняти опресувальні заглушки і злити рідину із порожнин котла;
- 3) різьбові з'єднання очистити від залишків ущільнюючого матеріалу та законсервувати;
- 4) встановити транспортні заглушки.

5.5.6.6 Результати випробування оформляють протоколом згідно з ГОСТ 15.309.

5.6 Періодичні випробування

5.6.1 Періодичним випробуванням підлягає один виріб, що пройшов приймально-здавальні випробування, щоб перевірити відповідність продукції вимогам цих ТУ, конструкторської документації, а також стабільності показників якості.

5.6.2 Періодичні випробування організовує та проводить підприємство-виробник а участю розробника і за необхідності замовника (основного споживача).

5.6.3 Періодичні випробування проводять на підприємстві-виробнику або підприємстві-споживачу.

5.6.4 Підприємство, на якому будуть проводити випробування, повинно забезпечити необхідні умови для їх проведення та підтвердити готовність до випробування.

5.6.5 Періодичні випробування проводять не рідше одного разу на 1 рік.

5.6.6 Порядок та обсяг періодичних випробувань повинен відповідати

5.6.7 Результати періодичних випробувань оформляють актом, затвердженим в установленому порядку відповідно до вимог ГОСТ 15.309.

5.6.8 Періодичність проведення контролювання показників надійності – один раз на 5 років.

5.7 У всіх видах випробувань котли остаточному відбракуванню не підлягають, а доводяться до усунення всіх несправностей.

5.8 Сертифікаційні випробування проводять під час сертифікації в порядку, установленому УкрСЕПРО, та відповідно до вимог ДСТУ 3413.

6 МЕТОДИ КОНТРОЛЮВАННЯ

6.1 Зовнішній вигляд, правильність складання, комплектність, маркування та пакування перевіряють візуально, порівнянням з конструкторською документацією.

6.2 Розміри деталей та складальних одиниць слід перевіряти універсальними та спеціальними вимірювальними інструментами, що забезпечують необхідну точність вимірювань.

6.3 Габаритні розміри виробу перевіряють за допомогою рулетки ГОСТ 7502.

6.4 Масу виробу перевіряють зважуванням на вагах статичного зважування звичайного класу точності із найбільшою границею зважування згідно з ГОСТ 29329 окремих складальних одиниць виробу із наступним підсумовуванням їх маси.

Примітка. Перевіряють масу одного виробу з готової партії.

6.5 Перевіряють показники надійності (3.3.1), виходячи з аналізу досвіду роботи обладнання аналогічної призначеності, та уточнюють на підставі статистичних даних, одержаних під час підконтрольної експлуатації виробу, що його випускають, відповідно до вимог ГОСТ 27.410.

Показники безвідмовності, ремонтпридатності, довговічності забезпечують правильно спланованим технічним обслуговуванням та нормальною експлуатацією.

6.6 Виконання вимог 3.3.3 перевіряють згідно з ГОСТ 9.032.

6.7 Виконання вимог 3.3.6 перевіряють порівнянням даних у сертифікатах на одержаний матеріал з вимогами, встановленими цими ТУ. у разі відсутності у сертифікаті будь-яких характеристик матеріалу, поданих у цих ТУ, їх перевіряють лабораторним способом за методикою, регламентованою чинними НД.

6.8 Виконання вимог 3.3.3, 3.3.5, 3.3.7, 3.3.8, 3.3.12, 3.3.14, 3.4 – 3.6 перевіряють візуальним контролем на відповідність вимогам конструкторської та нормативної документації.

6.9 Виконання вимог 3.2, 3.3.11, 3.3.15 перевіряють операційним контролем на відповідність вимогам конструкторської та нормативної документації в процесі виготовлення та приймання виробу та його складових частин за допомогою засобів вимірювання, поданих у документації на технологічний процес.

6.10 Методи контролювання матеріалів та комплектувальних виробів (5.3.5, 5.3.6) згідно з діючими на них НД.

6.11 Дозволено застосовувати засоби вимірювання, що не зазначені у розділі 4 цих ТУ, але мають метрологічні характеристики, не гірші наведених.

Примітка. Під час контролювання кожного показника та кожної вимоги складають протокол вимірювання, який підписують особи, що проводять ці вимірювання.

7. ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ

7.1 Транспортування та зберігання котлів треба проводити відповідно до вимог ГОСТ 15150, ДСТУ 2326, ГОСТ 30735, настанови з експлуатації ESB - 1.00.00.000 HE та даних ТУ.

7.2 Умови транспортування котлів повинні відповідати:

1) залежно від дії кліматичних чинників зовнішнього середовища групі С згідно з ГОСТ 15150 (відкритий рухомий склад);

2) залежно від дії механічних чинників групі С (із загальним числом перевантажень не більше 4).

7.3 Котли повинні транспортуватись відповідно до вимог викладених у 3.5 цих ТУ.

7.4 Під час транспортування деталей та складальних одиниць в період їх складання, монтування та пакування зчалювання проводять за допомогою линви згідно з типовими схемами зчалювання. Для запобігання пошкодженню поверхонь під линву підкладають бруси та планки.

7.5 Транспортувати дозволено залізничним, автомобільним та водним транспортом з обов'язковим дотриманням правил та вимог, чинних на даних видах транспорту.

7.6 Умови зберігання у споживача повинні відповідати групі С ГОСТ 15150.

7.7 Під час зберігання виробу та запасних частин більше строку, визначеного цими ТУ, споживач повинен провести пере консервацію своїми силами згідно з ГОСТ 9.014, виконуючи при цьому вимоги до засобів вимірювання.

8 ПРАВИЛА ЕКСПЛУАТАЦІЇ, РЕМОНТУ

8.1 Вказівки щодо експлуатації повинні відповідати вимогам настанови з експлуатації.

9 ГАРАНТІЇ ВИРОБНИКА

9.1 Виробник гарантує відповідність якості котлів вимогам цих ТУ за умови дотримання наведених у них та настанові з експлуатації ESB-1.00.00.000 НЕ умов транспортування, зберігання, налагоджування та експлуатування.

9.2 Гарантійний строк експлуатування становить 36 місяці від дня впровадження в експлуатацію.

Гарантійний строк обчислюється від дня впровадження виробу в експлуатацію, але не пізніше 30 місяців з моменту відвантаження.

9.3 Гарантійні строки зберігання та експлуатації на комплектувальні вироби – згідно з нормативною та супровідною документацією виробників.

Аркуш реєстрації змін технічних умов.

[illegible]

ДОДАТОК Д – Висновок експертизи з питань охорони праці щодо конструкторської документації



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З ПИТАНЬ ПРАЦІ
(Держпраці)
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
«КАРПАТСЬКИЙ ЕКСПЕРТНО-ТЕХНІЧНИЙ ЦЕНТР ДЕРЖПРАЦІ»
(ДП «Карпатський ЕТЦ»)



76007, м. Івано-Франківськ, вул. Максимовича, 15, тел. (03422) 6-09-14,
 факс (03422) 6-98-93, e-mail: etc@ivf.ukrpack.net www.karpatetc.if.ua
 Дозвіл Держнаглядохоронпраці №12.ПР.96

ЗАТВЕРДЖУЮ
В.о. директора ДП «Карпатський ЕТЦ»
О.Л.Александрович
08 липня 2015р.



ВИСНОВОК ЕКСПЕРТИЗИ З ПИТАНЬ ОХОРОНИ ПРАЦІ
№ 26.02.11.0900.15
щодо конструкторської документації

Котли енергозберігаючі ESB.
 Технічні умови ТУ У 28.2-39800824-001: 2015

Юридична адреса організації – розробника
Товариство з обмеженою відповідальністю «ПОГОС ЕНЕРДЖІ»
 76018, м.Івано-Франківськ, вул.Тичини, буд.8а офіс 249
 Директор Р.П. Фурса
 Тел 095 9425775

Висновок експертизи розроблено згідно з договором від “26” червня 2015 р.
 за № 0701-49 , укладеним з **ТОВ «ПОГОС ЕНЕРДЖІ»**

м. Івано-Франківськ

1. Підстава проведення експертизи

Експертиза проводиться на підставі :

- ст.21 Закону України "Про охорону праці" .
- п.7а Положення про систему експертної оцінки стану промислової безпеки, охорони праці та охорони надр.
- Договір № 0701-49 від "26" червня 2015 р.

Перелік документів , наданих замовником на розгляд :

- 1.1. Технічні умови ТУ У 28.2-39800824-001: 2015

2. Загальна характеристика та призначення об'єкта експертизи

Подані на розгляд технічні умови (надалі ТУ) поширюються на котли енергозберігаючі ESB («energy saving boiler»), що призначені для теплопостачання індивідуальних житлових будинків і споруд комунально-побутового призначення, промислових приміщень, обладнаних системами опалення з примусовою (закрита система опалення під тиском) циркуляцією теплоносія.

Основними споживачами енергозберігаючих котлів ESB є промислові підприємства, установи комунального господарства, приватні підприємці та приватні особи.

Вид кліматичного виконання УХЛ, категорії 4.2 згідно з ГОСТ 15150.

Дані технічні умови придатні для цілей сертифікації в системі УкрСЕПРО.

Приклад запису позначення котлів при замовленні та в іншій документації, де він може застосовуватись

Котел енергозберігаючий/ *Energy saving boiler* ESB 1-1,4/220-100-135/89-D-1-S-T

1 – модель; 1.4 – номінальна потужність, кВт; 220 – номінальна напруга, В; 100 – орієнтовна площа обігріву, м²; 135 – діаметр нагрівальної колони, мм; 89 – діаметр флуктаційної колони, мм; D (*double*) – двоконтурний; 1 – одноступінчастий; S (*short*) – короткий; T (*ten*) – з теновим нагрівачем, або I (*induction*) – з індукційним нагрівачем, із встановленою циркуляційною помпою.

Котел енергозберігаючий ESB повинен відповідати вимогам технічного регламенту низьковольтного обладнання, технічного регламенту з електромагнітної сумісності, цих технічних умов, проектною і конструкторською документацією згідно із специфікацією K89.01.01.00.00.

Котел енергозберігаючий ESB працює в автоматичному режимі і не потребує щоденного нагляду. За вимогою замовника система може забезпечуватись засобами моніторингу і диспетчеризації.

Котел енергозберігаючий ESB повинен використовувати холодну воду з мережі водопостачання і працювати в одному з таких режимів (в залежності від модифікації):

- вироблення і подачі теплової енергії на опалення;
- вироблення і подачі гарячої води;
- вироблення теплової енергії і гарячої води одночасно.

Система автоматики повинна забезпечувати підтримання температури теплоносія у будь-якому з режимів в межах від 45 °С до 90 °С.



Котел енергозберігаючий ESB повинен працювати в автоматичному режимі від мережі живлення напругою 380 В $\pm 10\%$ чи 220 В (110В) $\pm 10\%$, частотою 50Гц, а також 110В $\pm 10\%$, частотою 60Гц – в залежності від варіанту виконання. Ступінь захисту елементів котла енергозберігаючого ESB згідно ГОСТ 14254- не нижче IP 21, електрообладнання – не нижче IP -43, щита силового – не нижче IP-53.

Робочий тиск в системі не повинен перевищувати 0,2 МПа.

Рівень створюваного в системі шуму- не більше 20 дБ.

Котел енергозберігаючий ESB має модульне виконання. До її складу повинні входити:

- занурювальні нагрівальні елементи (ЗНЕ);
- нагрівальна колона (НК);
- флуктаційна колона (ФК);
- щит силовий (ЩС);
- щит управління (ЩУ);
- циркуляційні насоси (ЦН);
- система автоматики (СА);

Котел енергозберігаючий ESB повинен бути забезпечений контроль і захист:

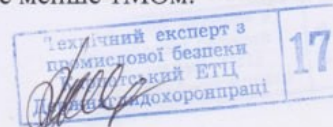
- від перевантаження по струму;
- від короткого замикання;
- від перевищення температури теплоносія;
- від перевищення по тиску.

Конструкція *котла енергозберігаючого ESB* повинна забезпечувати зручність налаштування приладів регулювання та спостереження за показниками контрольно-вимірювальних приладів, зручність обслуговування. Складові частини і деталі *котла енергозберігаючого ESB* повинні бути виготовлені з негорючих і важкогорючих матеріалів. Теплова ізоляція не повинна піддаватися істотним змінам протягом терміну служби виробу і виділяти шкідливі речовини за нормальних умов експлуатації. Температура на поверхнях, доступних до дотику не повинна перевищувати 45 С.

Електроустаткування, що входить до складу системи повинно відповідати 1 класу згідно з ГОСТ 12.2.007.0 за способом захисту людини від ураження електричним струмом. Система повинна бути обладнана увідним вимикачем та кнопкою аварійної зупинки. Автоматика повинна забезпечувати увімкнення світлової сигналізації у випадку аварійної ситуації. Підключення системи до мережі електроживлення при монтажі, налагоджуванні та експлуатації повинно виконуватись з дотриманням вимог експлуатаційних документів на електроустаткування, що входить до складу системи, Правил будови електроустановок, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, НПА ОП -40-1-1.21-98.

Ізоляція електричних кіл *котла енергозберігаючого ESB* повинна витримувати протягом 1хв без пробоя та перекриття дію випробувальної напруги мегаомметра 1000В для силових кіл номінальною напругою 380В змінного струму частотою 50Гц, а також допоміжних кіл, що мають з ними зв'язок, для кіл на робочу напругу до 50В – 100В випробувальної напруги мегомметра.

Опір ізоляції електричних кіл повинен бути не менше 1МОм.



Котел енергозберігаючий ESB повинен бути обладнаний надійним заземленням. Загальний опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 4 Ом. Біля гвинтів для заземлення має бути нанесений знак заземлення згідно з ГОСТ 25874.

Конструкція електричних з'єднань має виключати їх помилкове підключення.

Електричні кола напругою 110/220/380 В і кола низької напруги 5/12/24 В мають бути виведені на різні роз'єми.

Котел енергозберігаючий ESB повинен відповідати складальним кресленням.

Зовнішній вигляд, габаритні, встановлювальні та приєднувальні розміри котла повинні відповідати наведеним у конструкторській документації.

Маса котла повинна відповідати значенням, наведеним в конструкторській документації.

3. Перелік нормативних документів, на відповідність яким проведена експертиза.

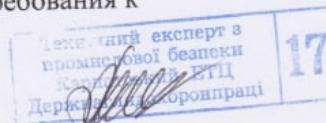
Експертиза проведена на відповідність вимогам таких нормативних документів:

- Закон України “Про охорону праці”;
- Закон України „Про охорону навколишнього природного середовища”;
- ДСТУ ГОСТ 12.2.061:2009 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
- ДСТУ ГОСТ 15.001:2009 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения
- ДСТУ 2296-93 Система сертифікації УкрСЕПРО. Знак відповідності. Форма, розміри, технічні вимоги та правила застосування
- ДСТУ 2708:2006 Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення
- ДСТУ 3413-96 Система сертифікації УкрСЕПРО. Порядок проведення сертифікації продукції
- ДСТУ 7237:2011 Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Загальні вимоги та номенклатура видів захисту
- ДСТУБА.3.2-12:2009 ССБТ. Системи вентиляційні. Загальні вимоги
- ДСТУ ISO 14159:2005 Безпечність машин. Вимоги гігієни до конструкції машин (ISO 14159:2002, IDT)
- ДСТУ ІЕС 60335-12004 Прилади побутові та аналогічні електричні. Безпека. Частина 1. Загальні вимоги (ІЕС 60335-1:2001, IDT)
- ДСТУ ІЕС 61000-4-2:2008 Електромагнітна сумісність. Частина 4-2. Методики випробування та вимірювання. Випробування на несприйнятливості до електростатичних розрядів
- ДСТУ ІЕС 60335-2-17:2004 Безпечність побутових та аналогічних електричних приладів. Частина 2-17. Додаткові вимоги до кодр, м'яких

Затверджено
 технічний експерт з
 промислової безпеки
 Сергієв Е.І. ЕТЦ
 Державна інспекція
 з охорони праці

17

- підстилок та аналогічних гнучких нагрівальних приладів (IEC 60335-2-17:1998, IDT)
- ДСТУ ISO 6309:2007 Протипожежний захист. Знаки безпеки. Форма та колір (ISO 6309:1987, ЮТ)
 - ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
 - ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
 - ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
 - ГОСТ 12.1.030 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление
 - ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 - ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита и упаковка. Общие требования и методы испытаний
 - ГОСТ 24297-87 Входной контроль продукции. Основные положения
 - ГОСТ 24444-87 Оборудование технологическое. Общие требования монтажной технологичности
 - ГОСТ 24555-81 Система государственных испытаний продукции. Порядок аттестации испытательного оборудования. Основные положения.
 - ГОСТ 25874-83 Аппаратура радиоэлектронная, электронная и электрическая. Условные функциональные обозначения
 - ГОСТ 26828-86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка
 - ГОСТ 29216-91 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационной техники. Нормы и методы испытаний
 - НПАОП 40.1-1.01-97 (ДНАОП 1.1.10-1.01-97) Правилах будови електроустановок (далі -ПБЕ)
 - НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98) Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС)
 - НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок
 - НАПБА.01.001-2004 Правила пожежної безпеки в Україні
 - ДБНВ.2.5-13-98 Пожежна автоматика будинків і споруд
 - ДБН В 2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення
 - ДСанПіН 2.2.7.029-99 Гігієнічні вимоги щодо поводження з промисловими відходами та визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення
 - СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий
 - СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
 - СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания
 - СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства
 - СП 1042-73 (ДНАОП 0.03-1.07-73) Санитарные правила организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию



- ПУЕ:2014 Правила улаштування електроустановок
- Правилах технічної експлуатації електроустановок споживачів (далі - ПТЕЕС).

4. Висновок за результатами експертизи

На підставі вивчення наданих ТОВ «ПОГОС ЕНЕРДЖІ» на експертизу матеріалів встановлено, що комплект конструкторської документації: на Котли енергозберігаючі ESB. Технічні умови ТУ У 28.2-39800824-001: 2015 за побудовою, змістом та повнотою викладу розділу «Вимоги безпеки. Вимоги охорони довкілля. Утилізація» відповідають вимогам нормативних актів з питань охорони праці і промислової безпеки.

Експертизу виконав експерт :

- експерт технічний з промислової безпеки **Тетерін В.І.** з правом проведення технічного огляду та/або експертного обстеження електроустановок та електрообладнання, експертизи проектної документації та спроможності суб'єктів господарювання виконувати роботи підвищеної небезпеки та експлуатувати це обладнання, посвідчення № 92-05-19, видане Головним навчально-методичним центром Держгірпромнагляду, протокол № 260-14 від 04.06.2014, дійсне до 04.06.2017 р.

Технічний експерт з
промислової безпеки
Катерина І. Тетерін
Держгірпромнагляд

В.І. Тетерін

ДОДАТОК Е – Акт про доцільність провадження енергоефективної системи підігріву



АКТ про доцільність впровадження енергоефективної системи підігріву

(Патент України № 154373 на корисну модель «Автономна система опалення»)

Нами, комісією в складі: Лялюк М.Я. - начальник навчально-дослідницької лабораторії нафтогазової інженерії; Лях М.М. - професор кафедри нафтогазових машин та обладнання; Михайлюк В.В. - доцент кафедри нафтогазових машин та обладнання; Дейнега Р.О. - доцент кафедри нафтогазових машин та обладнання; Копей І.Б. - провідний інженер навчально-дослідницької лабораторії нафтогазової інженерії; Костецький С.М. - начальник механічного сектору технічної служби НГВУ «Долинанافتогаз»; Лесюк П.С. - начальник енергетичного сектору технічної служби НГВУ «Долинанافتогаз»; Фурса Р.П. - аспірант кафедри нафтогазових машин та обладнання, розглянуто результати досліджень та випробувань енергоефективної системи підігріву нафти в умовах низьких температур навколишнього середовища, виконаних на науковому полігоні навчально-дослідницької лабораторії нафтогазової інженерії спільно з НГВУ «Долинанافتогаз» та **встановлено:**

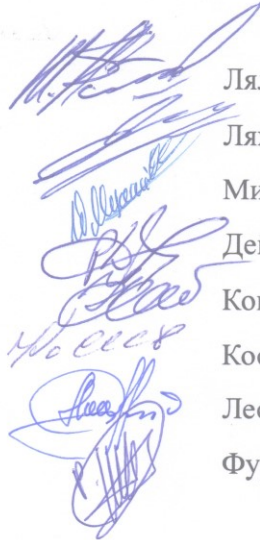
1. Запропонована система підігріву, що реалізована відповідно до Патенту України № 154373 на корисну модель «Автономна система опалення», забезпечує ефективний підігрів нафтопродуктів під час їх транспортування та перекачування за низьких температур навколишнього середовища;
2. Конструкція системи є пожежо- та вибухобезпечною, оскільки передача теплової енергії до споживача здійснюється через теплообмінний контактний пристрій, заповнений теплоносієм із постійною циркуляцією нагрітої води температурою до +80 °С;
3. Джерелом теплової енергії є кавітаційний теплогенератор, використання якого дозволяє знизити енергетичні витрати на процес підігріву порівняно з традиційними способами нагрівання;

4. Результати проведених досліджень та випробувань підтвердили працездатність, надійність та ефективність запропонованої системи в умовах експлуатації на нафтопромислових об'єктах.

Висновок комісії:

Комісія підтверджує працездатність та ефективність енергоефективної системи підігріву нафти за низьких температур навколишнього середовища та вважає доцільним її впровадження на об'єктах НГВУ «Долинанафтогаз» під час транспортування і перекачування нафтопродуктів в осінньо-зимовий період.

Члени комісії:



Лялюк М.Я.

Лях М.М.

Михайлюк В.В.

Дейнега Р.О.

Копей І.Б.

Костецький С.М.

Лесюк П.С.

Фурса Р.П.

«28» травня 2026 р.

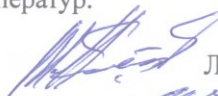
ДОДАТОК Ж – Акт. Рекомендація до доцільності провадження енергоефективної системи підігріву


ЗАТВЕРДЖУЮ
 Начальник технічної служби
 НГВУ «Долиналифтогаз»
 М.В. Петрів
 «28» травня 2026 р.
 Акт

Рекомендація до доцільності впровадження енергоефективної системи підігріву (Патент України №154373 на корисну модель «Автономна система опалення») на науковому полігоні Навчально-дослідницька лабораторія нафтогазової інженерії та НГВУ «Долиналифтогаз».

Нами, комісією в складі: Лялюк М.Я. - начальник навчально-дослідницької лабораторії нафтогазової інженерії; Лях М.М. - професор кафедри нафтогазових машин та обладнання; Михайлюк В.В. - доцент кафедри нафтогазових машин та обладнання; Дейнега Р.О. - доцент кафедри нафтогазових машин та обладнання; Копей І.Б. - провідний інженер навчально-дослідницької лабораторії нафтогазової інженерії; Костецький С.М. - начальник механічного сектору технічної служби НГВУ «Долиналифтогаз»; Лесюк П.С. - начальник енергетичного сектору технічної служби НГВУ «Долиналифтогаз»; Фурса Р.П. - аспірант кафедри нафтогазових машин та обладнання, розглянуто доцільність впровадження енергоефективної системи для підігріву нафти на промислах за низьких температур навколишнього середовища та встановлено наступне:

- запропонована система підігріву є пожежовибухобезпечна, оскільки підвід тепла до споживача здійснюється контактуючим пристроєм з нафтопродуктами, який заповнений з постійною циркуляцією нагрітої води до плюс 80°C;
- саме джерело тепла є низькоенерговитратне за рахунок використання теплогенератора кавітаційного нагрівача;
- комісія підтверджує працездатність та ефективність запропонованого методу підігріву нафти за низьких температур навколишнього середовища та рекомендує до реалізації на помислах в процесі перекачуванні нафтопродуктів в умовах низьких температур.

 Лялюк М.Я.
 Лях М.М.
 Михайлюк В.В.
 Дейнега Р.О.
 Копей І.Б.
 Костецький С.М.
 Лесюк П.С.
 Фурса Р.П.