

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.

«22» 01 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«22» 01 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Безамбарні технології облаштування бурових майданчиків: досвід провідних компаній і перспективи впровадження в Україні

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., доцент
кафедри буріння та геології
Політучий О.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Смірнов Владислав Віталійович

студент, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

Матяш О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології

М.О. Харченко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.09.2026 р.

Полтава 2026

**Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 Винник 2025 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Смірнов Владислав Віталійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Безамбарні технології облаштування бурових майданчиків: досвід провідних компаній і перспективи впровадження в Україні

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, к.т.н. Політучий О.І.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-ФД

3. Строк подання студентом роботи 23.01.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проєкти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.Н., доц. Марини О.В.		
2	К.Т.Н., доц. Харченко М.О.		
3	К.Т.Н., доц. Харченко М.О.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 23.01.2026

Студент

 Смирнов В.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 Харченко М.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	4
ANOTATION	5
ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ.....	6
ВСТУП.....	9
INTRODUCTION.....	11
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ	13
1.1 Аналіз глобальних кліматичних змін та галузевих зобов'язань щодо скорочення викидів CO ₂	14
1.2 Концептуальні підходи до реалізації енергетичної трилеми в нафтогазовому секторі.....	15
1.3 Обґрунтування об'єкта та наукового інструментарію дослідження	16
1.4 Висновки до розділу 1	17
РОЗДІЛ 2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЙ УПРАВЛІННЯ БУРОВИМИ ВІДХОДАМИ	19
2.1 Класифікація відходів буріння та їх вплив на екосистеми	19
2.2 Компаративний аналіз міжнародних стандартів (OSPAR, REACH) та вимог до морських операцій на NCS.....	28
2.3 Технологічне забезпечення замкненого циклу управління шламом.	38
2.4 Висновки до розділу 2	44
РОЗДІЛ 3 КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ПРАКТИЧНОГО ДОСВІДУ ВПРОВАДЖЕННЯ БЕЗАМБАРНИХ ТЕХНОЛОГІЙ (НА ПРИКЛАДІ N. E.) ..	46
3.1 Стратегічні вектори ESG-політики провідних операторів на норвезькому шельфі.....	46
3.2 Техніко-технологічні параметри буріння та модернізація систем очищення на платформі DSY	48
3.3 Моделювання логістичних ланцюгів транспортування шламу (ОВМ).....	51
3.4 Висновки до розділу 3.....	51
РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ ТСС ТА СТРАТЕГІЧНІ ПЕРСПЕКТИВИ ЇЇ АДАПТАЦІЇ В УКРАЇНІ.....	53
4.1 Результати кількісного аналізу утворення шламу та споживання реагентів.....	53
4.2 Розрахунок потенціалу скорочення вуглецевого сліду при використанні офшорних ТСС-установок.....	77
4.3 Адаптація закордонного досвіду до умов сухопутних родовищ України: техніко-економічне обґрунтування	82
4.4 Дорожня карта впровадження безамбарного буріння в контексті екологічного законодавства України.....	86
4.5 Висновок до розділу 4	89
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	91
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	95

АНОТАЦІЯ

Смірнов В.В. Безамбарні технології облаштування бурових майданчиків: досвід провідних компаній і перспективи впровадження в Україні - кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Магістерська робота присвячена вирішенню актуальної науково-технічної задачі, пов'язаної з впровадженням закордонного досвіду безамбарних технологій облаштування бурових майданчиків в умовах України.

У розділі 1 проаналізовано глобальні кліматичні тренди та зобов'язання галузі щодо декарбонізації, обґрунтовано необхідність впровадження технології термомеханічного очищення шламу (ТСС) для скорочення викидів CO₂ та визначено методологію дослідження з використанням систем NEMS, Maress та WELS.

Розділ 2 присвячено систематизації нормативної бази (OSPAR, REACH, національні норми Норвегії) та класифікації методів управління буровими відходами. Визначено переваги та недоліки традиційних методів (CRI, Skip & Ship) та обґрунтовано пріоритетність технологій замкненого циклу.

В розділі 3 досліджено практичний досвід компанії Neptune Energy Norway, включаючи її ESG-стратегію, операційні показники та сучасну систему обробки шламу на буровій установці Deepsea Yantai (DSY) з використанням системи Mi-Swaco Cleancut.

Розділ 4 містить кількісний аналіз даних буріння за 2019-2021 роки, який демонструє переважання буріння на нафтових розчинах (OBM) та значні обсяги утвореного шламу. На основі отриманих результатів розроблено техніко-економічне обґрунтування та дорожню карту адаптації безамбарних технологій для сухопутних родовищ України, що передбачає використання мобільних ТСС-комплексів та створення регіональних хабів переробки відходів.

Ключові слова: буріння, свердловина, буровий шлам, екологія, відходи.

ANOTATION

Smirnov V.V. Drilling Site Development Without Pits: Experience of Leading Companies and Prospects for Implementation in Ukraine – Master’s Thesis in the specialty 185 “Petroleum Engineering and Technologies.” – Poltava; National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic,” Poltava, 2026.

The master’s thesis addresses a current scientific and technical challenge related to the implementation of international experience in pitless drilling site development in the context of Ukraine.

Chapter 1 analyzes global climate trends and the industry’s decarbonization commitments, substantiates the need to implement thermomechanical cuttings cleaning (TCC) technology to reduce CO₂ emissions, and defines the research methodology using the NEMS, Maress, and WELS systems.

Chapter 2 is devoted to the systematization of the regulatory framework (OSPAR, REACH, and Norwegian national regulations) and the classification of drilling waste management methods. The advantages and disadvantages of traditional methods (CRI, Skip & Ship) are identified, and the priority of closed-loop technologies is substantiated.

Chapter 3 examines the practical experience of Neptune Energy Norway, including its ESG strategy, operational performance indicators, and a modern cuttings treatment system deployed on the Deepsea Yantai (DSY) drilling rig using the Mi-Swaco Cleancut system.

Chapter 4 presents a quantitative analysis of drilling data for 2019–2021, demonstrating the predominance of oil-based mud (OBM) drilling and significant volumes of generated cuttings. Based on the obtained results, a techno-economic feasibility study and a roadmap for adapting pitless (zero-discharge) technologies for onshore fields in Ukraine have been developed, предусматривающие the use of mobile TCC complexes and the establishment of regional waste-processing hubs..

Keywords: drilling, well, drilling cuttings, environment, waste.

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

Безамбарні технології / Pitless technologies – технології облаштування бурових майданчиків, що передбачають повну відмову від відкритих земляних амбарів для збору відходів буріння шляхом застосування систем замкненого циклу.

TCC / TCC (Thermomechanical Cuttings Cleaner) – термомеханічна (термохімічна) установка для очищення бурового шламу. Технологія, що забезпечує видалення нафтової фази з відходів буріння безпосередньо на буровій установці з метою її повторного використання.

OBM / OBM (Oil-Based Mud) – буровий розчин на нафтовій основі.

WBM / WBM (Water-Based Mud) – буровий розчин на водній основі.

NADF / NADF (Non-Aqueous Drilling Fluid) – неводний буровий розчин (загальна категорія, що включає OBM та SBM).

SBM / SBM (Synthetic-Based Mud) – буровий розчин на синтетичній основі.

BAT (Best Available Techniques) / BAT (Best Available Techniques) – найкращі доступні техніки/технології, концепція вибору технологій з мінімальним впливом на довкілля.

BEPP (Best Environmental Practices) / BEPP (Best Environmental Practices) – найкращі екологічні практики.

Шлам (Cuttings) – тверді частинки породи, що утворюються під час буріння та видаляються на поверхню буровим розчином.

CRI (Cuttings Re-Injection) – технологія повторного закачування подрібненого бурового шламу у підземні пласти.

ROC (Residual Oil Content) – залишковий вміст нафти (в шламi після обробки).

Skip & Ship – метод транспортування шламу в контейнерах (скіпах) на берег для утилізації.

Bulk Transfer – метод навалного перекачування шламу у великі резервуари на судна постачання.

ESG (Environmental, Social, and Governance) – екологічні, соціальні та управлінські критерії оцінки діяльності компанії.

NCS (Norwegian Continental Shelf) – норвезький континентальний шельф.

OSPAR – Конвенція про захист морського середовища Північно-Східної Атлантики (названа за містами Осло та Париж).

REACH (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals) – система реєстрації, оцінки, авторизації та обмеження хімічних речовин Європейського Союзу.

NEA (Norwegian Environment Agency) – Норвезьке агентство з навколишнього середовища.

NPD (Norwegian Petroleum Directorate) – Норвезька нафтова дирекція.

PLONOR (Pose Little Or No Risk to the environment) – категорія речовин, що становлять незначний або нульовий ризик для довкілля (згідно з OSPAR).

D&W (Drilling & Wells) – підрозділ буріння та свердловин (у контексті Neptune Energy).

PDO (Plan for Development and Operation) – план розробки та експлуатації родовища.

HSE (Health, Safety and Environment) – охорона здоров'я, безпека та довкілля.

NEMS (Neptune Energy Management System або аналогічна система екологічного моніторингу) – програмне забезпечення для управління екологічними даними та відходами (у контексті Neptune Energy).

WELS (Well Logistics System) – логістична система управління матеріальними потоками на свердловині.

Maress – веб-застосунок для аналізу логістичних та екологічних даних.

DSY (Deepsea Yantai) – напівзанурювана бурова установка «Deepsea Yantai».

MD (Measured Depth) – виміряна глибина (довжина стовбура свердловини по траєкторії).

ROP (Rate of Penetration) – механічна швидкість буріння.

CO₂-екв. (CO₂ equivalent) – еквівалент вуглекислого газу, одиниця виміру для порівняння впливу різних парникових газів на основі їх глобального потепління.

MGO (Marine Gas Oil) – судновий газойль, вид палива.

LNG (Liquefied Natural Gas) – зріджений природний газ.

ВСТУП

Актуальність теми. Кваліфікаційна робота є актуальною, оскільки традиційні методи спорудження свердловин із використанням земляних амбарів призводять до значного техногенного навантаження на довкілля, зокрема забруднення ґрунтів та підземних вод. В умовах інтеграції України до європейських екологічних стандартів та посилення природоохоронного законодавства, перехід на безамбарні технології (технології «замкненого циклу») стає критичною необхідністю. Вивчення досвіду провідних світових компаній (зокрема досвід Норвегії та США у використанні систем ТСС та сучасних центрифужних установок) дозволяє адаптувати найкращі практики для вітчизняного нафтогазового сектору. Впровадження таких рішень в Україні дозволить мінімізувати площу відведення земель, зменшити витрати на рекультивацію та забезпечити екологічну безпеку бурових робіт, що є стратегічним завданням для розвитку галузі.

Метою роботи є аналіз міжнародного досвіду застосування безамбарних технологій та обґрунтування перспектив їх впровадження при облаштуванні бурових майданчиків в Україні.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати екологічні ризики традиційного амбарного методу буріння та нормативно-правові вимоги (українські та міжнародні стандарти OSPAR, REACH) щодо поводження з буровими відходами.
- Провести аналіз і класифікацію сучасних технічних рішень для безамбарного облаштування майданчиків (системи очищення, центрифугування, термічне очищення шламу ТСС) та визначити умови їх ефективного застосування.
- Виконати детальний порівняльний аналіз досвіду провідних компаній (на прикладі Neptune Energy) щодо декарбонізації та мінімізації відходів за ключовими критеріями: технологічна складність, екологічний ефект та економічна доцільність.

– Сформулювати критерії вибору та обґрунтувати оптимальний комплекс технологічних рішень для безамбарного будівництва свердловин, що забезпечить сталий розвиток нафтогазової галузі України.

Об’єктом дослідження є процес облаштування бурового майданчика та управління потоками відходів під час будівництва свердловин.

Предметом дослідження є технологічні схеми, технічне обладнання та методи організації робіт, що забезпечують повну відмову від земляних амбарів.

Наукова новизна роботи: Систематизовано та узагальнено міжнародний досвід провідних енергетичних компаній (зокрема Neptune Energy) щодо впровадження безамбарних технологій, що дозволило кількісно та якісно визначити переваги замкнених циклів утилізації відходів: повне усунення ризику забруднення підземних вод, зменшення площі відчуження земель та зниження вуглецевого сліду через використання технології термохімічного очищення шламу (ТСС). Обґрунтовано адаптивну модель вибору обладнання для безамбарного буріння залежно від геологічних умов та типу використовуваних бурових розчинів.

Практичне значення роботи: Розроблено рекомендації щодо технічного переоснащення бурових майданчиків в Україні із застосуванням систем «нульового скиду» (блоки центрифугування, осушувачі шламу, установки ТСС). Запропоновано типову технологічну схему облаштування безамбарного майданчика, впровадження якої дозволяє суттєво покращити техніко-економічні показники будівництва свердловин за рахунок скорочення витрат на екологічні податки та подальшу рекультивацію територій.

Методи дослідження: аналіз наукових джерел; порівняльний аналіз; системний підхід; узагальнення; класифікація; техніко-економічне оцінювання; аналіз виробничого досвіду.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 97 сторінках, у тому числі 94 сторінках основного тексту, 35 рисунків, 26 таблиць, 3 сторінок списку використаних джерел.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. The qualification work is relevant because traditional well construction methods using open pits result in significant anthropogenic impact on the environment, including soil and groundwater contamination. In the context of Ukraine's integration into European environmental standards and the strengthening of environmental legislation, the transition to pitless technologies (closed-loop technologies) has become a critical necessity. Studying the experience of leading international companies (in particular, the experience of Norway and the USA in using TCC systems and modern centrifuge installations) allows adapting best practices for the domestic oil and gas sector. Implementing such solutions in Ukraine will minimize land use, reduce reclamation costs, and ensure the environmental safety of drilling operations, which is a strategic task for the development of the industry.

The purpose of the qualification work is to analyze international experience in the application of pitless technologies and justify the prospects for their implementation in the development of drilling sites in Ukraine.

Main research tasks:

- Analyze the environmental risks of the traditional pit-based drilling method and the regulatory requirements (Ukrainian and international OSPAR, REACH standards) regarding the handling of drilling waste.
- Conduct an analysis and classification of modern technical solutions for pitless site development (treatment systems, centrifugation, thermal cuttings cleaning TCC) and determine the conditions for their effective application.
- Perform a detailed comparative analysis of leading companies' experience (using Neptune Energy as an example) in decarbonization and waste minimization based on key criteria: technological complexity, environmental impact, and economic feasibility.
- Formulate selection criteria and justify the optimal set of technological solutions for pitless well construction, ensuring sustainable development of Ukraine's oil and gas sector.

The object of the study is the process of drilling site development and the management of waste streams during well construction.

The subject of the study is the technological schemes, technical equipment, and work organization methods that ensure the complete elimination of open pits.

Scientific novelty of the work: The international experience of leading energy companies (in particular, Neptune Energy) in implementing pitless technologies has been systematized and generalized, allowing the quantitative and qualitative determination of the benefits of closed-loop waste management: complete elimination of groundwater contamination risk, reduced land use, and decreased carbon footprint through the use of thermal cuttings cleaning (TCC). An adaptive model for selecting equipment for pitless drilling depending on geological conditions and the type of drilling fluids used has been justified.

Practical significance of the work: Recommendations have been developed for the technical upgrading of drilling sites in Ukraine using zero-discharge systems (centrifuge units, cuttings dryers, TCC installations). A typical technological scheme for pitless site development has been proposed, implementation of which allows a significant improvement of the technical and economic indicators of well construction by reducing environmental tax costs and subsequent land reclamation.

Research methods: analysis of scientific sources; comparative analysis; systems approach; generalization; classification; techno-economic evaluation; analysis of operational experience.

Structure and scope of the work. The Master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work is presented on 97 pages, including 94 pages of the main text, 35 figures, 26 tables, and 3 pages of the list of references.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1 Аналіз глобальних кліматичних змін та галузевих зобов'язань щодо скорочення викидів CO₂

Глобальна температура поверхні Землі, зумовлена діяльністю людини порівняно з доіндустріальним періодом 1850–1900 років, стрімко зростає. Високі темпи викидів парникових газів, спричинені індустріалізацією та економічним зростанням, створили нагальну потребу в амбітному, але досяжному скороченні викидів для обмеження незворотних наслідків зміни клімату (Konkraft, 2021). Кліматична криза загрожує продовольчій та водній безпеці, призводить до втрати людських життів і посилення соціальної нерівності, що підтверджено спостереженнями за впливом антропогенних і природних чинників у 1850–2020 роках (МГЕЗК, 2021).

Очікуване зростання населення світу з приблизно 7,9 млрд до 9,7 млрд осіб до 2050 року посилює потребу зміни траєкторії розвитку та переосмислення енергетичних систем (ООН, 2019). Найбільше зростання прогнозується в країнах, що розвиваються, які вже стикаються з енергетичною трилемою – обмеженим доступом до справедливих, безпечних і сталих джерел енергії.

Паризька угода, ухвалена у 2015 році 196 сторонами, встановлює мету обмежити глобальне потепління значно нижче 2 °С, бажано до 1,5 °С, що передбачає скорочення глобальних викидів парникових газів на 50% до середини XXI століття та досягнення кліматичної нейтральності до 2050 року (РКЗК ООН, 2021).

Норвегія, як сторона Паризької угоди, зобов'язалася скоротити викиди на 50–55% до 2030 року порівняно з базовим рівнем 1990 року (52 млн т CO₂-екв.) (Уряд Норвегії, 2021). Це має суттєві наслідки для нафтогазового сектору, який є одним із головних джерел викидів. Нафтогазова промисловість Норвегії поставила за мету скорочення викидів на 50% до 2030 року від рівня 2005 року

(13,5 млн т CO₂-екв.) та майже до нуля до 2050 року (Konkraft, 2021).

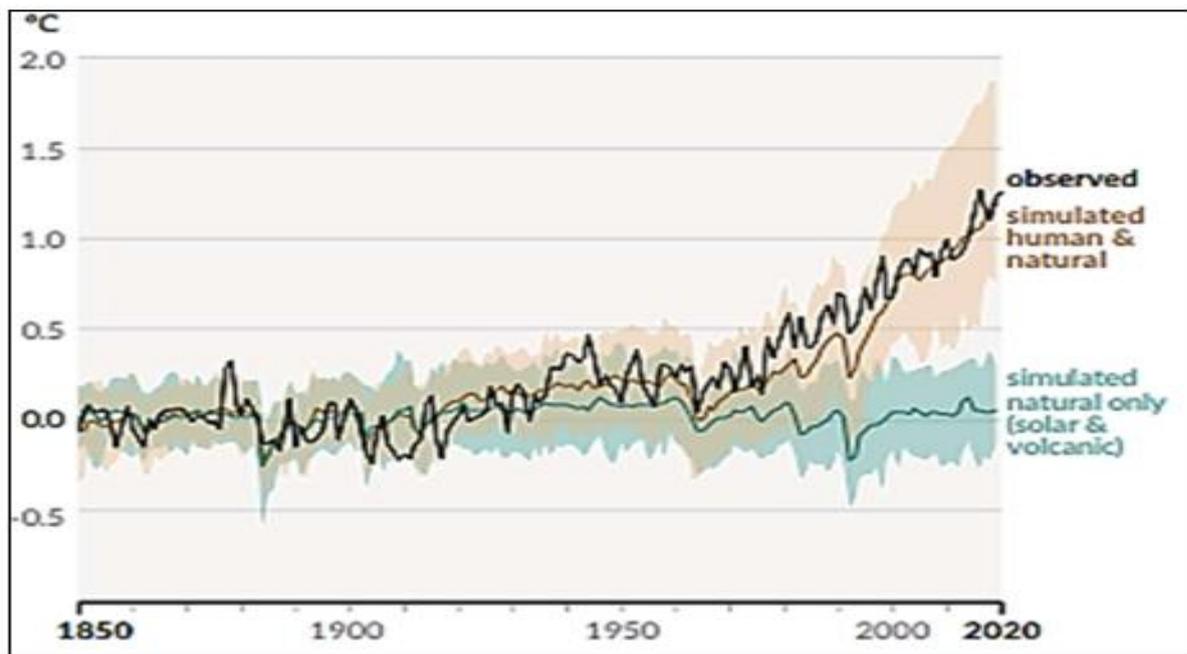


Рисунок 1.1 – Зміна глобальної температури

У 2020 році норвезький газ забезпечував 20–25% потреб ЄС, сприяючи енергетичній безпеці регіону (NPD, 2021). Водночас у 2019 році видобуток нафти й газу спричинив 14,9 млн т CO₂-екв. викидів, що становило близько 25% загальних викидів Норвегії (Статистика Норвегії, 2021). Попри це, викиди на одиницю економічного виробництва зменшилися на 49,2% з 1990 року, що свідчить про активні зусилля країни у сфері енергоефективності, інновацій, розвитку відновлюваних джерел та кліматичної політики.

Для норвезьких енергетичних компаній ключовим викликом є баланс між енергетичною безпекою ЄС та скороченням викидів парникових газів, з урахуванням глобального попиту на енергію, економічного відновлення після COVID-19 і зростаючої суспільної тривоги щодо клімату. Наслідки зміни клімату вже проявляються у вигляді частіших і інтенсивніших екстремальних погодних явищ та підвищення рівня моря через швидке танення льодовиків, що загрожує прибережним і низинним громадам.

1.2 Концептуальні підходи до реалізації енергетичної трилеми в нафтогазовому секторі

Поточний стан справ у світі – триваюча війна в Україні, численні санкції проти Росії та вплив на безпеку поставок нафти та газу в Європу, а також просування до вуглецево-нейтральної економіки, серед кількох інших міркувань, вимагає постійного розвитку підходу. Вкрай важливо вивчити адаптацію нових менш енергоємних технологій до поточних бурових операцій, щоб сприяти досягненню цілей скорочення викидів, встановлених норвезькою нафтогазовою промисловістю відповідно до Паризької угоди до 2030 року. Деякі з них можуть бути легкодоступними в кожному окремому випадку. Адаптація морського термохімічного очищення шламу (ТСС) як потенційно життєздатної технології для декарбонізації нафтової промисловості сприймається як потенційно легкодоступний варіант. Метою цієї магістерської роботи є висвітлення можливостей розгортання морського ТСС, враховуючи передбачувані ризики та подальший обсяг робіт для прийняття обґрунтованого рішення в майбутньому. Наразі ця практика включає транспортування нафтогазового шламу (ОВМ) на берег для обробки на березі та подальшої утилізації.

Ця магістерська робота ґрунтується на поєднанні аналітичних і якісних досліджень, зустрічей та інтерв'ю з галузевими експертами і контрактними постачальниками, а також на аналізі зібраних даних і матеріалів. Якісне дослідження базувалося на наукових публікаціях із баз даних (зокрема OnePetro), внутрішніх документах Neptune Energy Norway та інших галузевих джерелах. Додатково були використані знання і досвід співробітників та підрядників компанії, а також інформація з відкритих джерел регуляторних органів, включаючи Норвезьку асоціацію нафти і газу, Норвезьку нафтову дирекцію, Агентство з охорони навколишнього середовища Норвегії та Комісію OSPAR.

Кількісні дані отримано з програмного забезпечення NEMS для управління екологічними аспектами нафтогазової діяльності, зокрема щодо глибини буріння, бурових розчинів, шламу та інших параметрів. Для аналізу логістичних

і декарбонізаційних можливостей використовувалися веб-застосунок Maress та логістична система WELS. У WELS аналізувалися Excel-звіти щодо зворотного завантаження і вивантаження, які були зіставлені з даними NEMS з метою точного визначення фактичних обсягів ОБМ-живців, відправлених на берег.

Оскільки дані надходили з різних, часто неструктурованих джерел, їх збір і аналіз вимагали цілісного підходу та були трудомісткими. Усі розрахунки, представлені в розділі 4, виконані в програмному забезпеченні Microsoft Excel.

1.3 Обґрунтування об'єкта та наукового інструментарію дослідження (системи NEMS, Maress, WELS).

Обґрунтування адаптації технології морського гідролізу руди (ТСС) компанією Neptune Energy, Norway, D&W, яка займається операційною діяльністю безпосередньо на буровій установці, на відміну від поточної практики транспортування шламу ОБМ на берег для обробки та утилізації, є основою цієї дисертації. Саме ця структура побудована на екологічних міркуваннях, регулюючих нормах та передовому галузевому досвіді.

До отримати добре рамки, історичний D&W операції здійснено з листопада, 2019 рік Було проаналізовано період до грудня 2022 року . Слід зазначити, що інформація щодо деяких польових даних була нечіткою, тому були зроблені припущення або повністю виключені. Вони наведені в розділі 4 дисертації – результати та обговорення – де це доречно. Проблеми, пов'язані з отриманням інформації, специфічної для очисних споруд, такої як споживання електроенергії для обробки шламу ОБМ на землі, було важко отримати, а детальний процес роботи очисних споруд не був включений до обсягу цієї роботи. Результати, представлені в цій роботі. дисертація звіт є заснований на загальній внутрішній неконфіденційний інформація доступний до Бізнес-підрозділ Neptune Energy Norway D&W та інші галузеві дані для відображення всього процесу від виробництва шламу до остаточної поставки на набережну. Оскільки це відкритий доступ У цьому звіті порівняння вартості доступних

рішень для обробки та обробки шламу ОВМ не було включено для збереження угод про конфіденційність між кількома сторонами.

1.4 Висновки до розділу 1

1 Проаналізовано дані, які необхідні для проведення подальших робіт з декарбонізації бурових операцій, підбору енергоефективних технологій очищення шламу та виконання кліматичних зобов'язань згідно з Паризькою угодою. Систематизація цих показників за допомогою ПЗ NEMS та WELS дозволила оцінити фактичні обсяги утворення відходів, що відображено у таблиці логістичного аналізу.

2 Згідно аналізу промислових даних, при поводженні з буровим шламом на нафтовій основі можливі виникнення екологічних ризиків та значних викидів CO₂, пов'язаних із складним транспортуванням відходів на берег. Вирішення цієї проблеми вимагає впровадження безамбарних методів та технології морського термохімічного очищення (ТСС) безпосередньо на буровій установці, що показано на технологічній схемі розділу.

3 Обґрунтовано необхідність переосмислення енергетичних систем у відповідності до нормативів OSPAR, що дозволяє знизити екологічне навантаження та підвищити ефективність буріння. Своєчасний підхід до вибору систем «нульового скиду» забезпечує баланс між енергетичною безпекою та кліматичною нейтральністю, що ілюструють малюнки динаміки споживання бурових розчинів.

Метою кваліфікаційної роботи є аналіз міжнародного досвіду застосування безамбарних технологій та обґрунтування перспектив їх впровадження при облаштуванні бурових майданчиків в Україні.

Основні завдання дослідження:

– Проаналізувати екологічні ризики традиційного амбарного методу буріння та нормативно-правові вимоги (українські та міжнародні стандарти OSPAR, REACH) щодо поводження з буровими відходами.

– Провести аналіз і класифікацію сучасних технічних рішень для безамбарного облаштування майданчиків (системи очищення, центрифугування, термічне очищення шламу ТСС) та визначити умови їх ефективного застосування.

– Виконати детальний порівняльний аналіз досвіду провідних компаній (на прикладі Neptune Energy) щодо декарбонізації та мінімізації відходів за ключовими критеріями: технологічна складність, екологічний ефект та економічна доцільність.

– Сформулювати критерії вибору та обґрунтувати оптимальний комплекс технологічних рішень для безамбарного будівництва свердловин, що забезпечить сталий розвиток нафтогазової галузі України.

РОЗДІЛ 2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА ТЕХНОЛОГІЙ УПРАВЛІННЯ БУРОВИМИ ВІДХОДАМИ

2.1 Класифікація відходів буріння та їх вплив на екосистеми

Видобуток нафти й газу для задоволення енергетичного попиту супроводжується утворенням значних обсягів відходів. Кількість відходів буріння суттєво залежить від типу бурового розчину та чинних правил їх обробки й утилізації (Svensen and Taugbøl, 2011). До відходів буріння належать використані бурові розчини, буровий шлам, а також нафтові та водні емульсії, що класифікуються як нафтові відходи і маси, забруднені нафтою (DNV, 2013).

Бурові розчини є критично важливими для буріння розвідувальних, оціночних і завершальних свердловин, а їх правильний вибір сприяє зниженню загальної вартості свердловини шляхом мінімізації ризиків, зокрема заклинення труб і втрати циркуляції. Під час буріння буровий розчин закачується вниз по бурильній колоні для винесення шламу та забезпечення стабільності стовбура свердловини, після чого буровий розчин і шлам повертаються на поверхню через кільцевий простір між бурильною колоною та обсадною колоною або відкритим стовбуром свердловини, як показано на рисунку 2.2

Крім того, буровий розчин забезпечує змащування й охолодження бурового долота та колони, контроль пластового тиску і передачу інформації про процес буріння, а також відбирається з урахуванням мінімізації пошкодження скін-зони та збереження продуктивності свердловини (Bridges and Robinson, 2020).

Бурові розчини класифікуються на три категорії – залежно від типу використовуваної базової рідини (Caenn et al., 2011):

- Газоподібний
- Водний бурові розчини
- Неводний буріння рідини (НАДФ)

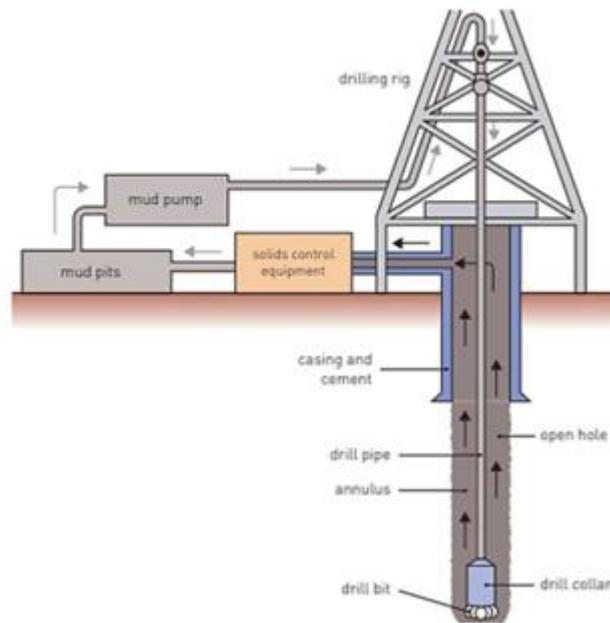


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення системи циркуляції бурового розчину на буровій установці (IOGP, 2016).

Ці категорії використовуються для опису типів бурового шламу, крім підземної геології. Склад водних і неводних бурових розчинів змінюється залежно від типу пласта та необхідної щільності на різних глибинах траєкторії свердловини (Stantec, 2009). Оптимальна щільність бурового розчину знаходиться між поровим тиском і тиском гідророзриву для забезпечення стабільності стовбура свердловини.

Газоподібні бурові розчини можуть використовуватися як сухе повітря, туман, піна або стабільна піна, залежно від підземних формацій (Caenn et al., 2011). Газова фаза включає повітря, природний газ або азот (ASME Shale Shaker Committee, 2005). У стабільній піні бульбашки газу оточені водною плівкою з полімерними або бентонітовими стабілізаторами. Для буріння зі зниженим тиском стабільна піна ефективно підвищує стійкість свердловин у кавернозних формаціях (Caenn et al., 2011).

Бурові розчини на водній основі (WBM) є найпоширенішими та найрізноманітнішими (Schlumberger, 2013). Їх безперервна фаза складається з прісної або морської води з твердими частинками (глина, органічні колоїди),

поверхнево-активними речовинами, мінеральними обтяжувачами та іншими добавками (таблиця 2.1) (Caenn et al., 2011; IOGP, 2016). Тверді компоненти забезпечують необхідні реологічні та фільтраційні властивості.

Методи буріння з WBM мають нижчу початкову вартість порівняно з буровими розчинами на нафтовій основі (Abduo, Dahab et al., 2016) та дозволяють швидше виявляти газопрояви, підвищуючи безпеку та цілісність свердловин (Growcock and Patel, 2011).

Таблиця 2.1 – Функціональні категорії з добавки приклади використаний в водній буріння рідини до покращити продуктивність буріння (IOGP, 2006)

Функціональний категорія добавки	Приклади
Зважування матеріали	Барит, кальцій карбонат, ільменіт, або гематит
Розріджувачі	Буре вугілля, лігносульфонати, полімери
Фільтрат редуکتори	Глина, буре вугілля, полімери, крохмаль
Втрачений кровообіг	Інертний розчинний тверді речовини (наприклад, кальцій карбонат, земля горіх мушлі, графіт, слюда, і целюлоза волокна)
Сланець КОНТРОЛЬ	Розчинні солі (наприклад ККЛ), шахти, гліколи
Бактерициди	Глутаральдегід, триазин дезінфікуючі засоби
Заморожування труб агенти	На водній основі мастильні матеріали, ферменти, поверхнево-активні речовини
Корозія інгібітори	Аміни, фосфати
Вускозифікатори	Глина, органічні полімери
Температура стабільність	Акрил або сульфовані полімери, буре вугілля, лігносульфонат
Кальцій редуکتори	Натрій карбонат, бікарбонат, поліфосфат
Піногасники	Спирти, кремній, алюміній стеарат, алкіл фосфати
Емульгатори, поверхнево-активні речовини	Мийні засоби, мила, органічний жирний кислоти
Мастильні матеріали	На водній основі мастильні матеріали, гліколь, і намистини
Контроль рН	Неорганічні кислоти і бази (їдкий сода)
Флокулянти	Неорганічні солі, акриламід полімери

Неводні бурові розчини (НБР) – це інвертні емульсії, де водна фаза емульгована в безперервній нафтовій або синтетичній рідинній фазі (Baker Hughes, 2006). Основні типи: бурові розчини на нафтовій основі (OBM) та на синтетичній основі (SBM) (ASME Shale Shaker Committee, 2005). У OBM безперервна фаза – вуглеводнева нафта, у SBM – синтетичні рідини. Склад НБР

також включає емульгатори, розчинені солі (CaCl₂, NaCl, морська вода), колоїди (органофільні глини, полімери, вапно) та добавки (Таблиця 2.1) (Baker Hughes, 2006; IOGP, 2006).

SBM виготовляють із полімеризованого етилену (олефіни, біорозкладні ефіри, синтетичні парафіни) (Baker Hughes, 2006; ASME Shale Shaker Committee, 2005). Нижча токсичність робить SBM екологічно безпечнішою альтернативою OBM за умови дозволеної морської утилізації шламу (Baker Hughes, 2006). SBM простіші у контролі та моніторингу через меншу кількість компонентів (Growcock and Patel, 2011). На Норвезькому континентальному шельфі їхнє використання зменшується (NEA, 2021).

OBM отримують із дистильованої сирової нафти, включаючи лінійні парафіни, дизельне та мінеральне паливо (ASME Shale Shaker Committee, 2005). Їхні неполярність, низький поверхневий натяг і слабка взаємодія з мінералами забезпечують інертність (Baker Hughes, 2006). Історичну еволюцію базових олів для OBM узагальнено в Таблиці 2.2. Сучасні OBM зазвичай містять низькоароматичні парафінові дистилати C18–C22 (Aquateam COWI, 2014).

Таблиця 2.2: Огляд базових для бурових розчинів в історичній ретроспективі (Aarrestad, 2013)

Опис	Специфікація	Рік
Дизельне паливо	Високий вміст з ароматичними сполуками Висока летючість Сухість вихід і подразнює шкіра	До 1984 року
Мінеральне масло	ХДФ 200 Відносно висока летючість Нижчий вміст ароматичних речовин	1995 рік
Мінеральне масло	EDC 95/11 або еквівалент олії Без ароматичних речовин Низька волатильність	1998 рік
Масла з низькою в'язкістю	Сіпфрілл 2.0 (парафін) EDC 99 (мінеральна олія Нуль ароматичних речовин Висока волатильність	2002 рік

Неводні бурові розчини (NADF) мінімально впливають на стабільність сланцевих пластів, витримують високі температури, зменшують пошкодження пласта та мають високу стабільність і толерантність до твердих частинок, що дозволяє повторне використання на кількох свердловинах (Baker Hughes, 2006). Порівняно з SBM, NADF краще змащують і менш корозійні, прискорюючи буріння (Growcock and Patel, 2011).

Через вищу початкову вартість NADF порівняно з WBM (залежно від ціни на нафту) галузева практика передбачає оренду бурового розчину між сервісною компанією та оператором, при цьому вартість втрат через циркуляцію або залишки у свердловині покриває оператор. Опції викупу залежать від вмісту твердих часток і співвідношення нафти до води у розчині. NADF, що повертається на берег, відновлюється та повторно використовується (Growcock and Patel, 2011).

У типовому складі WBM і NADF, як показано на рисунку 3.3, переважає барит, який додають для підвищення щільності бурових розчинів з технічних і безпекових причин (Caenn et al., 2011).

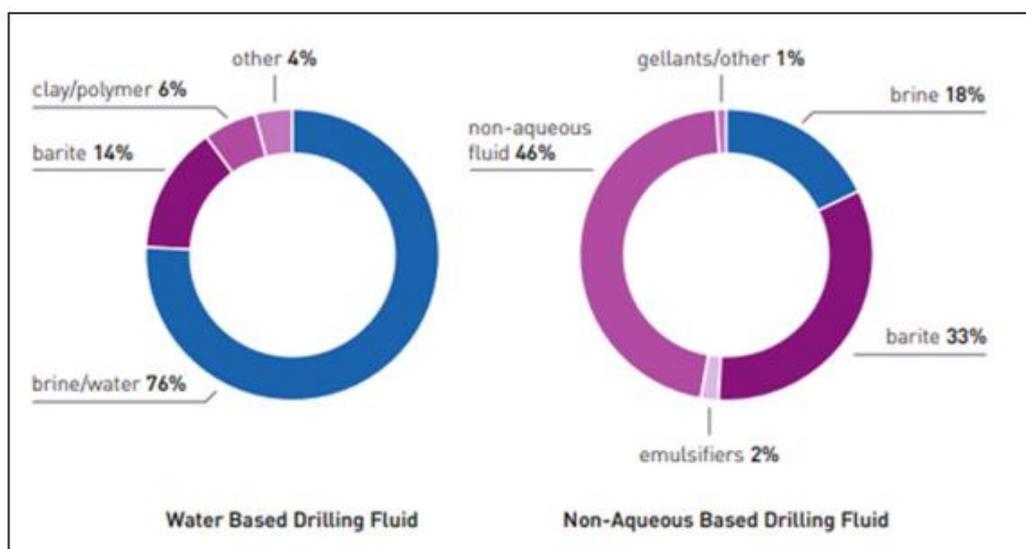


Рисунок 2.3 – Склад типових бурових розчинів на водній (РВО) та неводній основі (НВР) у вагових відсотках (IOGP, 2009)

Як видно з типового складу РВО та НВР на рисунку 2.3, барит є другим за значущістю компонентом, оскільки його додають для підвищення густини

бурих розчинів та забезпечення технічних вимог і безпеки (Caenn et al., 2011).

Споживання РВО, РНО та РСО на NCS у 2004–2020 роках показано в Таблиці 2.2 та на рисунку 2.4. РВО становив у середньому 65% бурового розчину і залишався найпоширенішим. Як показано у Таблиці 2.3, використання РСО було мінімальним протягом 16 років (NEA, 2021).

РНО використовують у інтервалах свердловин і пластах, де властивості РВО обмежені, зокрема у довгих та похило-скерованих свердловинах завдяки кращій стабільності стовбура (Svensen and Taugbøl, 2011). NEA (2021) відзначає, що РНО переважно застосовують на глибоких ділянках для зменшення пошкодження навколоствольної зони (скін-ефект) та підтримки початкового видобутку (Baker Hughes, 2006).

Таблиця 2.3: Споживання бурового розчину на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у 2004–2020 роках (NEA, 2021)

Рік	Розчин на нафтовій основі (тонн)	Розчин на синтетичній основі (тонн)	Розчин на водній основі (тонн)	Розчин на водній основі (%)
2004 рік	132 062	2 298	239 889	0,64
2005 рік	217 852	5 303	219 126	0,50
2006 рік	183 702	0	267 310	0,59
2007 рік	182 381	0	270 999	0,60
2008 рік	185 891	968	274 337	0,59
2009 рік	219 217	0	412 719	0,65
2010 рік	147 447	0	290 684	0,66
2011 рік	118 305	2 888	316 379	0,72
2012 рік	117 308	0	331 820	0,74
2013 рік	147 487	1 444	387 426	0,72
2014 рік	128 187	816	388 739	0,75
2015 рік	171 386	0	328 851	0,66
2016 рік	162 460	0	314 729	0,66
2017 рік	127 693	0	275 906	0,68
2018 рік	145 138	0	227 743	0,61
2019 рік	142 489	0	282 881	0,67
2020 рік	168 608	143	278 189	0,62

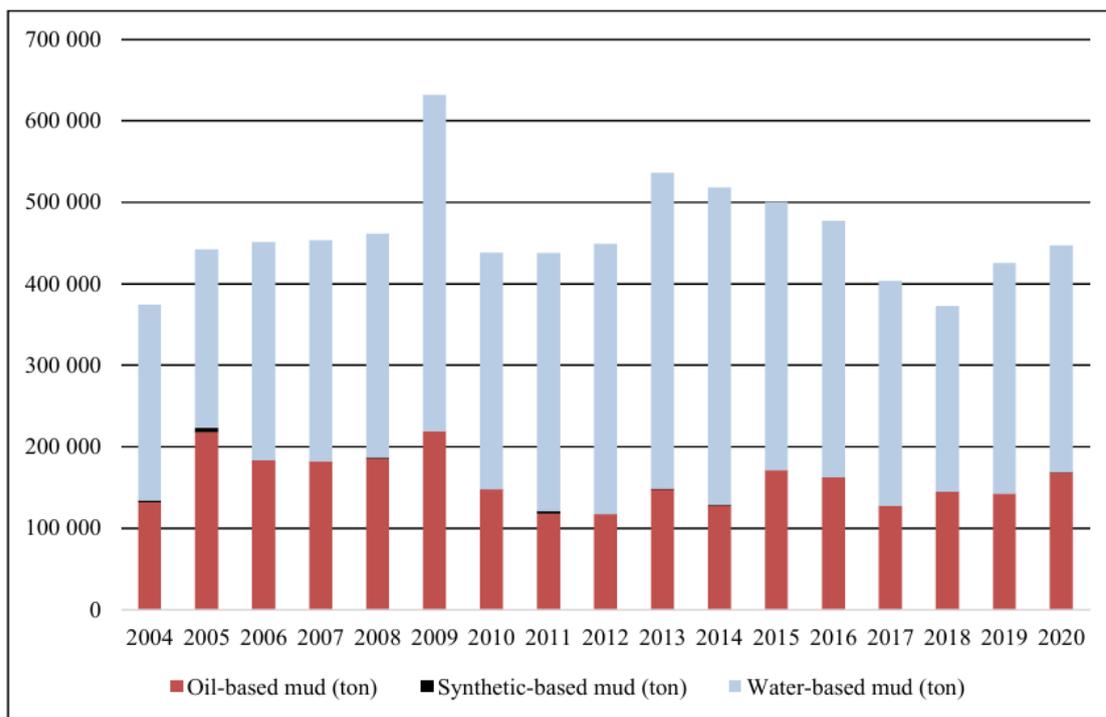


Рисунок 2.4 – Споживання бурового розчину на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у 2004–2020 роках (NEA, 2021).

Розвідка та розробка нафтогазових родовищ потребує використання обертових доліт на кінці бурильної колони для руйнування підземних пластів і формування стовбура свердловини, що генерує буровий шлам від глини до гравію, який піднімається на поверхню за допомогою бурового розчину, тип шлану визначають за основою розчину, на NCS з 2000 по 2020 рік переважно бурили експлуатаційні свердловини (щороку ≈ 163 експлуатаційні та 40 розвідувальних), причому 2020 року, під час пандемії, пробурено 180 експлуатаційних та 31 розвідувальна, а етап розробки включає буріння нафто- і газовидобувних, а також газо/водонагнітальних свердловин для підтримки пластового тиску.

Обсяги бурового шлану на NCS у 2004–2020 роках варіювалися щороку залежно від рівня бурової активності, траєкторії свердловини, геології пласта, характеристик резервуара та конструкції свердловини, причому у 2010 році обсяг шлану на нафтовій основі різко зріс через витік повторно закачаного шлану на певних родовищах, що призвело до закриття нагнітальних свердловин і транспортування шлану РНО на берег для переробки та утилізації замість повторного закачування, оскільки шлам РНО підлягає суворішим екологічним

нормам і зазвичай утилізується як небезпечні відходи.

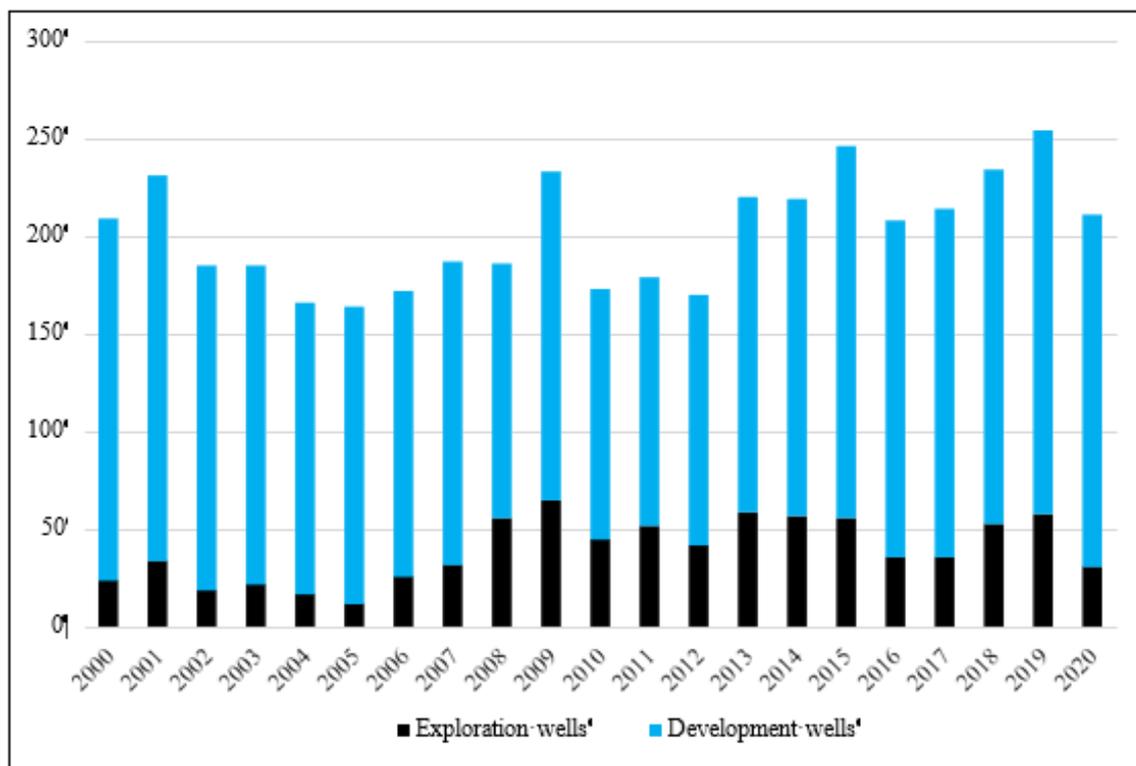


Рисунок 2.5 – Загальна кількість пробурених свердловин на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у 2000–2020 роках.

Іноді на офшорних або мобільних бурових установках утворюється «слоп» нафтозабруднена вода в нафтовій емульсії, що надходить із палубних стоків, промивання стовбура свердловини та очищення наземних резервуарів, для переробки використовуються офшорні очисні споруди, скидання води в море дозволяється лише за умови, що середньозважений вміст нафти за місяць не перевищує 30 мг/л, а залишкові нафтовідходи після очищення відправляються на берег для утилізації.

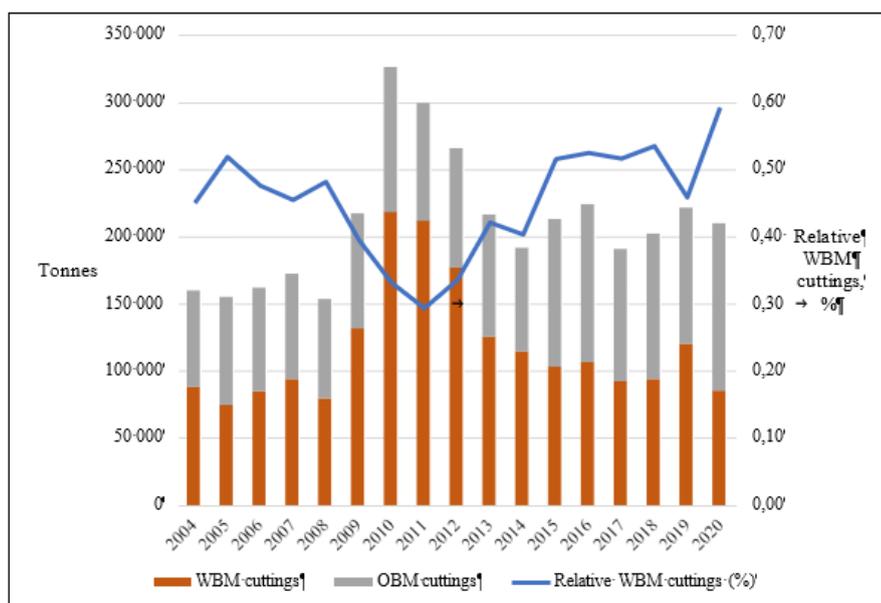


Рисунок 2.6 – Утворення бур. шламу на на норвезькому континентальному шельфі 2004-2020

Цей вид бурових відходів складається з різних твердих нафтозабруднених матеріалів, утворених переважно під час видобутку та технічного обслуговування в морі. До них належать нафтові фільтри, рукавички, змішані відходи з нафтоводяних сепараторів, осад у резервуарах і фільтрувальні тканини з очисних установок (DNV, 2013).

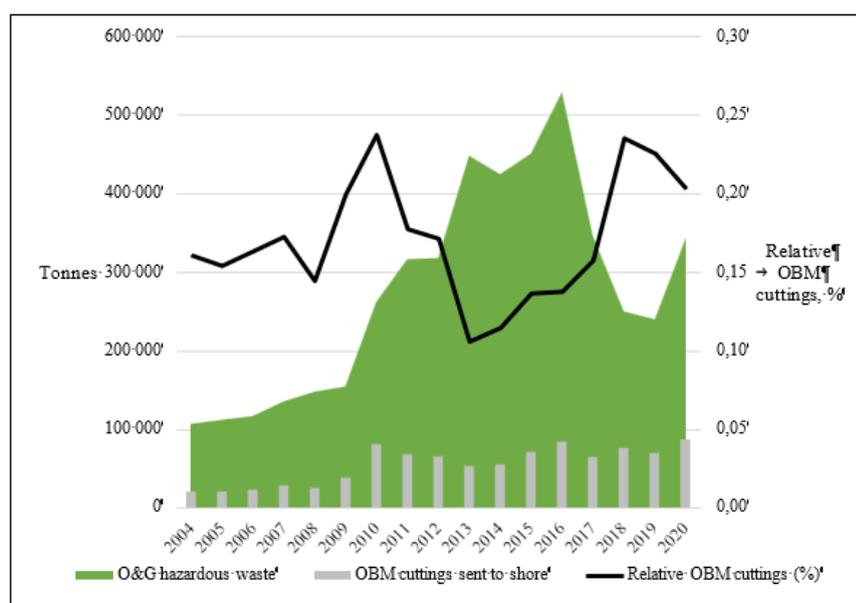


Рисунок 2.7 – Небезпечні відходи офшорної нафтогазової промисловості

Норвезьке агентство з питань довкілля визначає небезпечні відходи як ті, що містять речовини, шкідливі для здоров'я та довкілля і можуть спричинити серйозне забруднення або загрозу для людей і тварин (NEA, 2020). Такі відходи відправляють на берег для переробки та утилізації. Небезпечні відходи, утворені в офшорній нафтогазовій промисловості на NCS, показані на Рисунок 2.7.

Протягом 16 років до складу таких відходів входили буровий шлам, нафтовмісний слоп (рідкі відходи) та нафтозабруднені маси. У 2020 році на березі перероблено 342 700 тонн небезпечних вантажів, з яких 295 500 тонн були відходами буріння. Того ж року промивання резервуарів та нафтовмісні відходи склали 19 000 тонн та 13 000 тонн відповідно (Norwegian Oil and Gas Association, 2021).

2.2 Компаративний аналіз міжнародних стандартів (OSPAR, REACH) та вимог до морських операцій на NCS.

Нафтогазова діяльність на NCS, яка спричиняє або може спричинити забруднення, потребує дозволу Норвезького агентства з питань довкілля (NEA). Дозволи видаються відповідно до § 11 Закону про контроль за забрудненням (Forurensningloven – спеціальний дозвіл на забруднюючі заходи) і охоплюють усі етапи життєвого циклу upstream (розвідка, видобуток, виведення з експлуатації).

Забруднення є питанням охорони праці та довкілля (HSE), і відповідні норми закріплені в Законі про нафту (Закон від 29 листопада 1996 року №72) та Законі про контроль за забрудненням (РСА). Вимоги до операторів включають:

- наявність систем управління та зниження ризиків,
- застосування найкращих доступних технологій (ВАТ),
- дотримання найкращих екологічних практик (БЕР) (NEA, 2021).

Згідно з розділом 36 Правил контролю за забрудненням, ВАТ є основою для формування умов у дозволах відповідно до РСА.

Регулювання хімічних речовин:

- REACH (ЄС №1907/2006) регулює виробництво, імпорт і використання

хімічних речовин у ЄС. Мета: захист здоров'я людини та довкілля, а також стимулювання безпечних альтернатив. Норвегія є учасником REACH.

- CLP (ЄС №1272/2008) встановлює правила класифікації, маркування та пакування речовин і сумішей. Постачальники мають класифікувати та маркувати небезпечні речовини, а інформація про ризики надається через етикетки та паспорти безпеки (SDS) (NEA, 2021).

15 лютого 1972 року була підписана Ослонська конвенція про запобігання забрудненню моря від скидання з суден та літаків, яка набула чинності у 1974 році. Її дія пізніше поширилася на наземні джерела та офшорну промисловість через Паризьку конвенцію 1974 року.

Обидві конвенції були об'єднані та оновлені Конвенцією OSPAR 1992 року, підписаною 22 вересня 1992 року та набравшою чинності 25 березня 1998 року. Шістнадцять договірних сторін (15 європейських країн та ЄС) юридично прийняли її для захисту морського середовища Північно-Східної Атлантики, що охоплює п'ять регіонів, показаних на Рисунок 2.8:

- Регіон I – Арктичні води
- Регіон II – Велике Північне море
- Регіон III – Кельтські моря
- Регіон IV – Біскайська затока та узбережжя Іберії
- Регіон V – Широка Атлантика (OSPAR, 2022).

Порівняння Рисунок 2.8 із статусом зон нафтогазової діяльності на NCS станом на червень 2021 року (Рисунок 2.9) показує, що морські кордони Норвегії та нафтогазові зони NCS лежать у межах OSPAR Регіонів I та II.

Робота OSPAR базується на екосистемному підході, що поєднує охорону природи та управлінські стратегії з іншими національними та міжнародними правовими рамками, підкріпленими найкращими доступними науковими знаннями. Договірні сторони застосовують:

- принцип запобіжних заходів,
- принцип «забруднювач платить»,
- найкращі доступні методи (BAP) та

- найкращі екологічні практики (БЕР), а також принципи чистих технологій для дотримання зобов'язань екосистемного підходу.



Рисунок 2.8 - Регіони Північно-Східної Атлантики за класифікацією OSPAR (Комісія OSPAR, 2021).

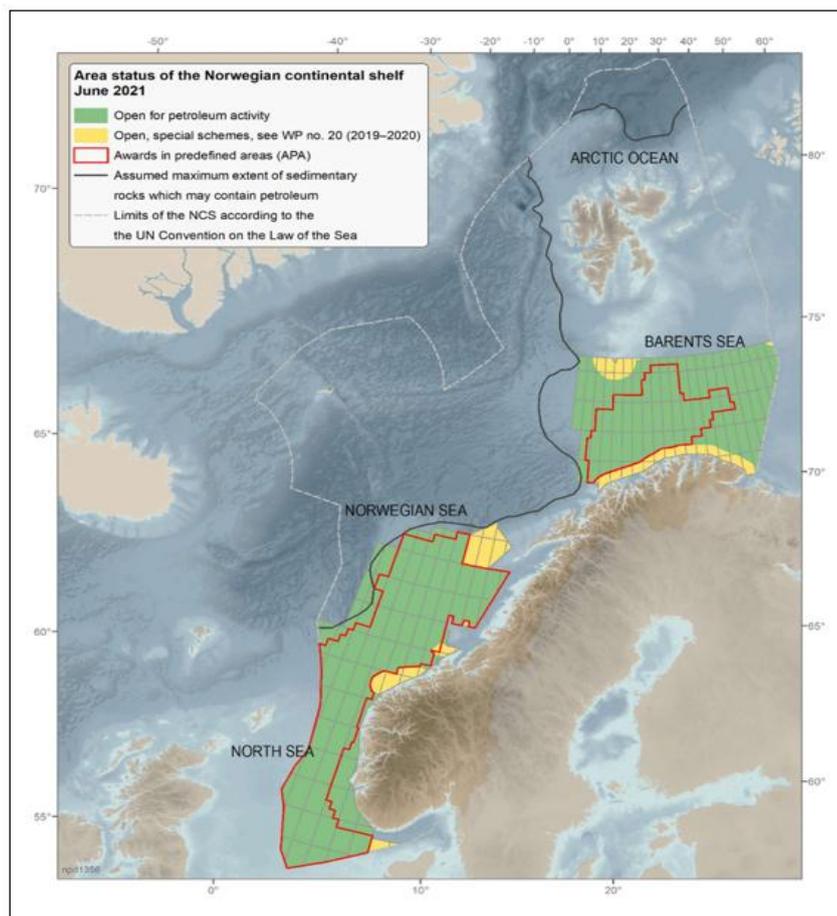


Рисунок 2.9 – Статус зон н/г діяльності на норвезькому континентальному шельфі.

Оскільки наукові знання про управління морським середовищем часто обмежені або неповні, принцип обережності є ключовим для екосистемного підходу. Превентивні заходи застосовуються, якщо є підстави для захисту здоров'я людей, морських екосистем і живих видів від шкідливої діяльності, що може загрожувати майбутнім поколінням.

Згідно з принципом «забруднювач платить», витрати на запобігання, контроль та зменшення забруднення несе той, хто його спричинив.

Комітет офшорної промисловості OSPAR (OIC) керує прийняттям угод, оцінок, рекомендацій і рішень щодо офшорної нафтогазової галузі. За даними NEA, Норвегія виконує свої зобов'язання перед OSPAR (Стаття 2 (4) Конвенції) через видання та оновлення правил охорони праці та безпеки (HSE), що охоплюють промислову діяльність, включно з нафтовою.

Особлива увага приділяється положенням Конвенції OSPAR (OSPAR, 2022):

- Стаття 2 (3): Постійно оцінювати нові технології та практики при впровадженні програм і заходів.
- Стаття 5: Активно запобігати та усувати забруднення з офшорних джерел, зокрема згідно з Додатком III.
- Стаття 3 Додатка III: Скидання відходів з офшорних установок заборонено, крім спеціально дозволених потоків, наприклад CCS.
- Стаття 4 Додатка III: Використання або скидання речовин, які можуть потрапити в море, підлягає суворому ліцензуванню або регулюванню компетентними органами.

Заборона на скидання ОВМ та відповідного шламу у Північно-Східну Атлантику набула чинності згідно з Рішенням PARCOM 92/2. Рішення OSPAR 2000/03 заборонило скидання ОВМ та SBM у море. Максимальний вміст нафти у скинутому ОВМ-шламі обмежено 1% від ваги сухого шламу.

Рекомендація OSPAR 2006/5 стосується управління історичними штабелями шламу. Дослідження (Bakke, Klungsøyr et al., 2013) показали, що анаеробне розкладання вуглеводнів відбувається дуже повільно (лише у верхніх

20–50 см). У 2009 році старі штабелі залишили на місці (in situ) для природного розкладання, оскільки переміщення може призвести до ремобілізації забруднювачів.

OSPAR спрямовує заміну небезпечних хімікатів безпечнішими альтернативами, включно зі списком PLONOR (Pose Little or No Risk to the Environment). Речовини зі списку можна скидати в море без суворих обмежень. Згідно з NEA, WBM-шлами переважно складаються з води та речовин PLONOR і дозволені до скидання, якщо вміст нафти не перевищує встановлені норми.

Використання хімікатів охоплює буріння, випробування свердловин, інтенсифікацію видобутку та транспортування. У 2020 році на Норвезькому шельфі використано 400 000–500 000 тонн хімікатів, приблизно 60% з них припадає на бурові роботи та операції на свердловинах (рис. 2.10).

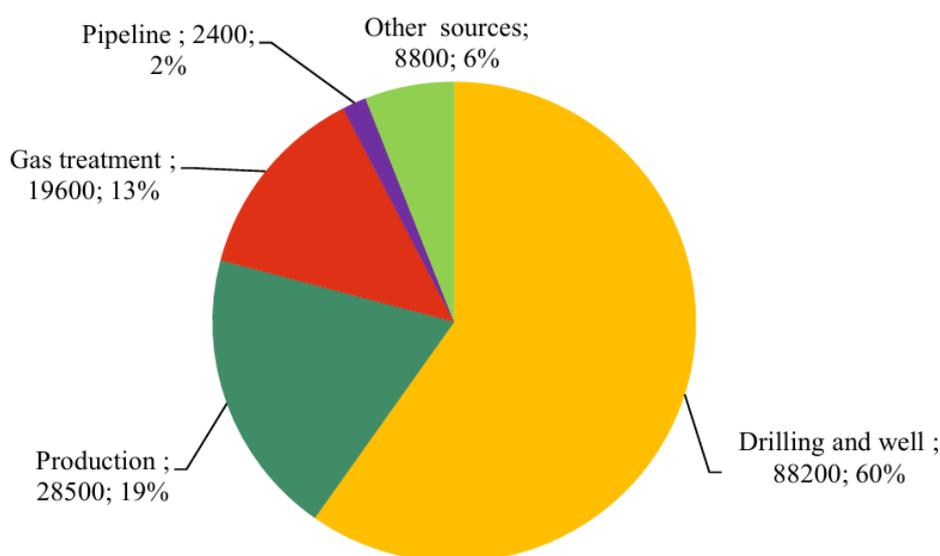


Рисунок 2.10 – Скидання хімічних речовин під час нафтогазової діяльності у 2020 році за джерелами походження, у тоннах (NPD, 2021).

Споживання хімікатів для нафтогазової діяльності на Норвезькому шельфі відповідало тенденціям рівня бурової активності, як показано на рисунку 2.11. Деякі виняткові роки – 2012–2014 та 2020 – відхилялися від цієї тенденції, що, ймовірно, відображає операції з інтенсифікації видобутку на виробничих об'єктах або інші специфічні роботи.

Обсяги скидання хімікатів у море залишалися відносно стабільними в період 2010–2020 рр. і не повторювали динаміку бурової активності. Причиною такої стабільності є суворі правила регулювання скидів.

Хімічні речовини, що не скидаються в море, потрапляють у інші ланцюги створення вартості, зокрема:

- розчиняються в експортній нафті;
- переробляються як небезпечні відходи та вивозяться на берег;
- або закачуються в підземні пласти (NEA, 2021).

Параграф 62 «Правил здійснення діяльності» (Aktivitetsforskriften) – екотоксикологічне тестування хімікатів – зобов’язує операторів забезпечувати оцінку використання та скидання хімічних речовин на NCS відповідно до встановлених регламентів OSPAR та OECD.

Відповідальність за використання хімікатів, що становлять найменший ризик для довкілля, лежить на операторі (Aktivitetsforskriften, § 65).

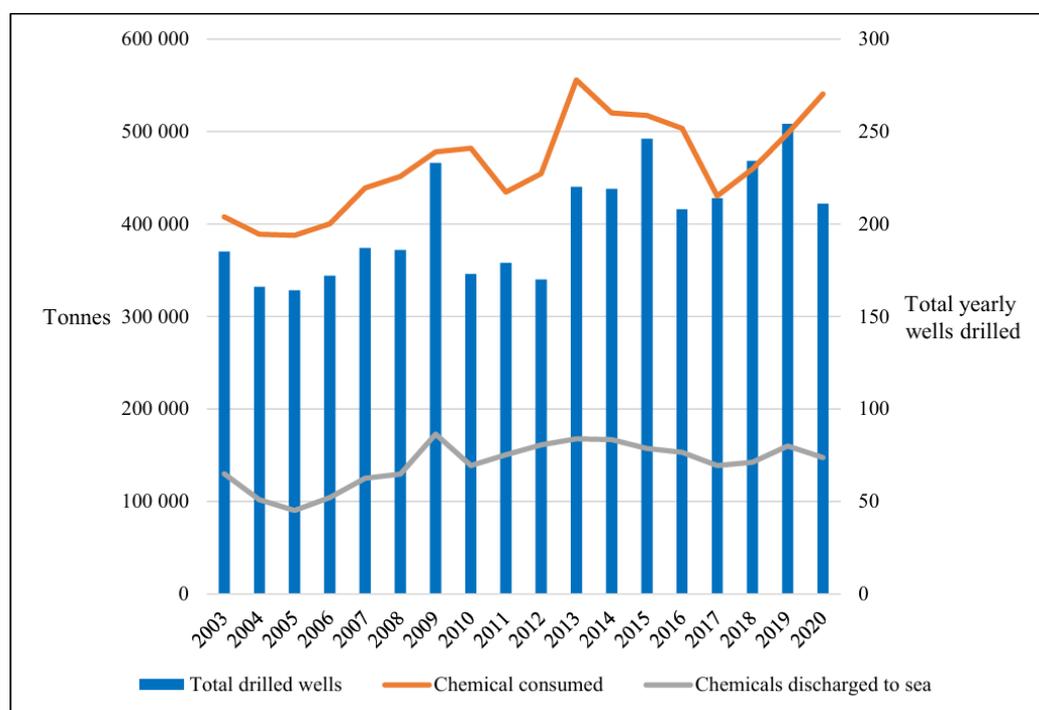


Рисунок 2.11 – Динаміка споживання та скидання хімічних речовин під час нафтогазової діяльності порівняно з кількістю щорічно пробурених свердловин на норвезькому шельфі

Нафтова промисловість Норвегії відома суворими стандартами охорони довкілля та клімату, країна реалізує жорстку політику для виконання екологічних зобов'язань, у 1997 році встановлено ціль «нульового скидання» небезпечних речовин для захисту довкілля, скидання в море будь-яких екологічно небезпечних речовин заборонено незалежно від походження, основними компонентами скидів є буровий шлам із залишками хімікатів, пластова вода та цемент від бурових операцій, які регулюються національними нормами та стандартами OSPAR (NPD, 2021), дозволені хімікати можуть скидатися в море, обмежені заборонені та зазвичай закачуються в свердловину або утилізуються як небезпечні відходи (NPD, 2021), у 2019 році нафтогазова та гірничодобувна промисловість сформуvala 23% усіх небезпечних відходів у Норвегії (NEA, 2019), згідно з § 63 Aktivitetsforskriften оператор відповідає за категоризацію речовин і хімікатів у чотири колірні категорії за зменшенням загрози для довкілля: чорна категорія – хімікати з високим потенціалом до біоаккумуляції, мутагенні, репротоксичні, внесені до списку пріоритетних хімікатів OSPAR (LCRA), списку пріоритетних речовин Норвегії або кандидатів REACH, використання та скидання дозволяється лише з вагомих технічних або безпекових причин (NEA, 2021), зростання використання чорних хімікатів у 2019–2020 рр. пов'язане з технічними проблемами трустерами та новими вимогами щодо звітності хімікатів для виробництва прісної води, на NCS споживання чорної категорії мінімальне, тенденція 2003–2020 рр. показана на Рисунку 2.12, у 2020 році використано 7 тонн чорних хімікатів.

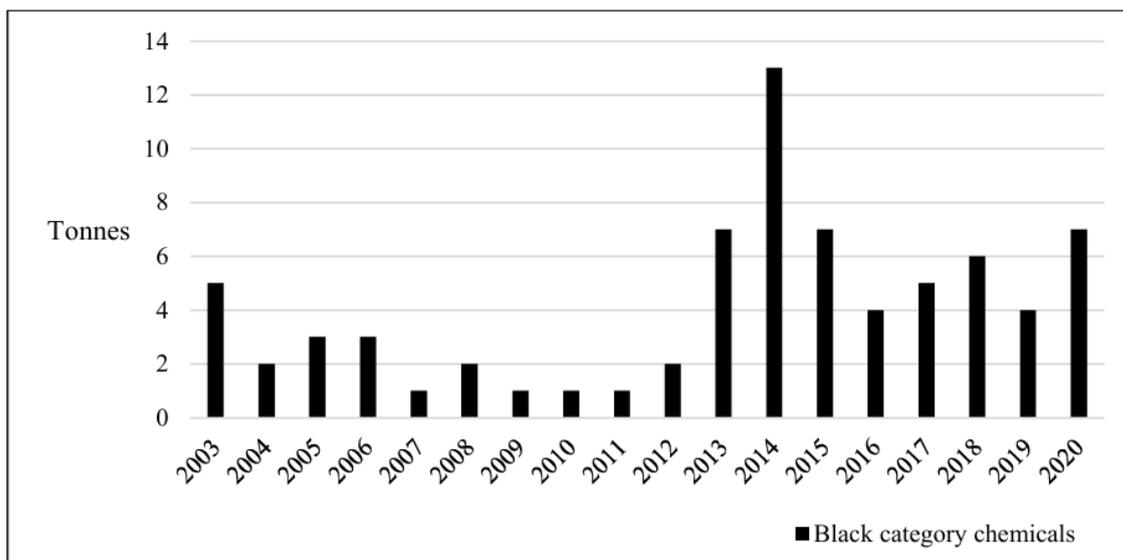


Рисунок 2.12 – Споживання хімічних речовин «чорної» категорії на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у період з 2003 по 2020 рік (Звіт про довкілля та клімат Норвезької нафтогазової асоціації, 2021).

Хімікати червоної категорії відповідають одному або декільком критеріям: неорганічні речовини з токсичністю $C50 \leq 1$ мг/л або ступенем біологічного розкладання $<20\%$, додаткові критерії наведені в §63 Aktivitetsforskriften, заміна їх на еквіваленти жовтої або зеленої категорій є найвищим пріоритетом (NEA, 2021), видача дозволів на використання та скидання залежить від критичних технічних або безпекових факторів за оцінкою NEA; використання червоної категорії на NCS у 2003–2020 роках показано на рисунку 2.13.

Жовта категорія включає хімікати зі ступенем біологічного розкладання $\geq 20\%$ і $<60\%$, для яких встановлені обов’язкові вимоги тестування, а Норвезьке агентство з питань довкілля видає дозволи на їх використання; у 2020 році в офшорних умовах було скинуто близько 15 000 тонн жовтих хімікатів, а щорічні обсяги за 2003–2020 роки показані на рисунку 2.14.

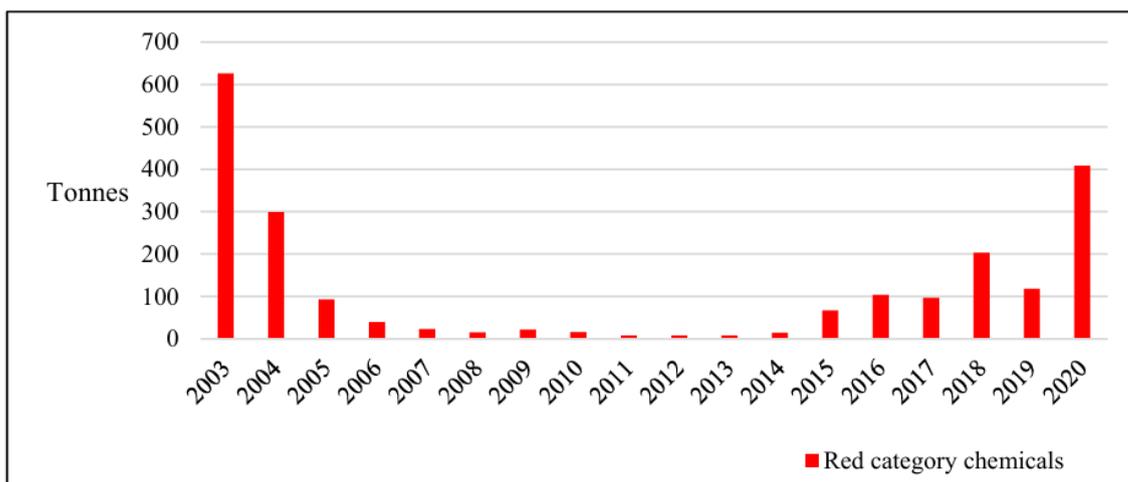


Рисунок 2.13 – Споживання хімічних речовин «червоної» категорії на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у період з 2003 по 2020 рік (Звіт про довкілля та клімат Норвезької нафтогазової асоціації, 2021).

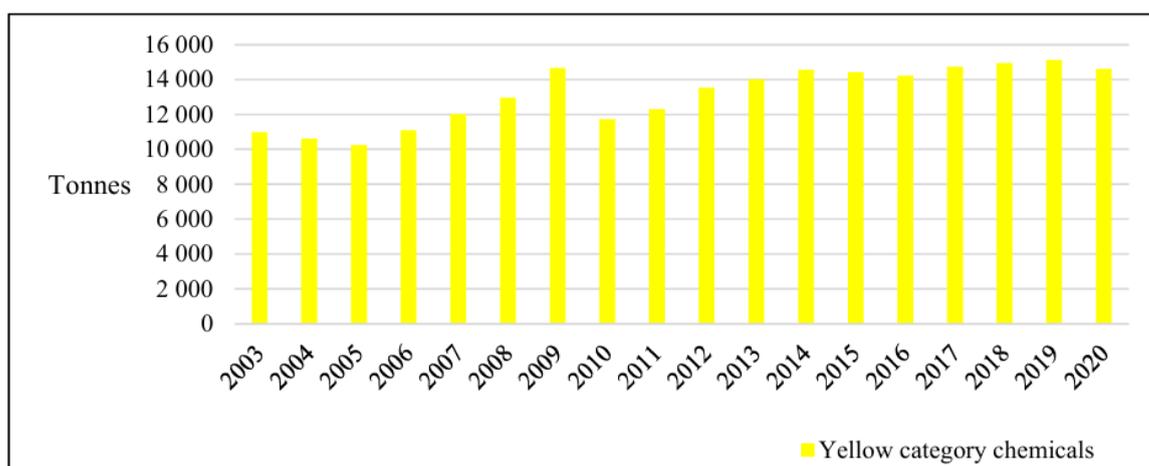


Рисунок 2.14 – Споживання хімічних речовин «жовтої» категорії на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у період з 2003 по 2020 рік

Зелена категорія: Речовини, що входять до списку OSPAR PLONOR, переліків Додатків IV та V регламенту REACH, а також вода (NEA, 2021), класифікуються як «зелені» хімікати. Ці речовини не чинять жодного або мають незначний негативний вплив на навколишнє середовище. Скидання цих хімікатів в офшорних умовах дозволено без спеціальних додаткових умов. На Рисунку 2.15 показано щорічні обсяги споживання зелених хімікатів для офшорних операцій на норвезькому континентальному шельфі у період з 2003 по 2020 рік.

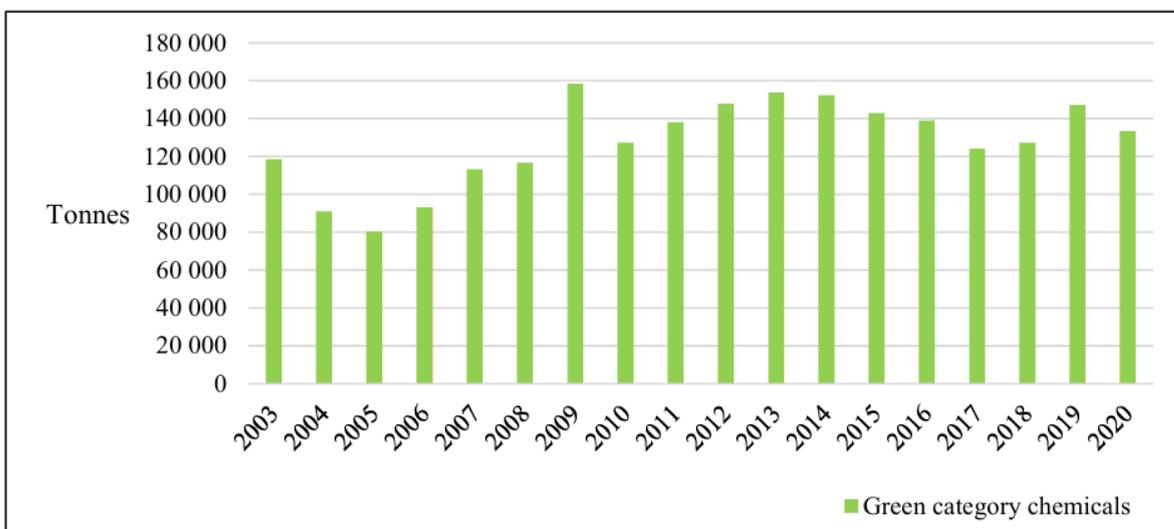


Рисунок 2.15 – Споживання хімічних речовин «зеленої» категорії на норвезькому континентальному шельфі (NCS) у період з 2003 по 2020 рік (Звіт про довкілля та клімат Норвезької нафтогазової асоціації, 2021).

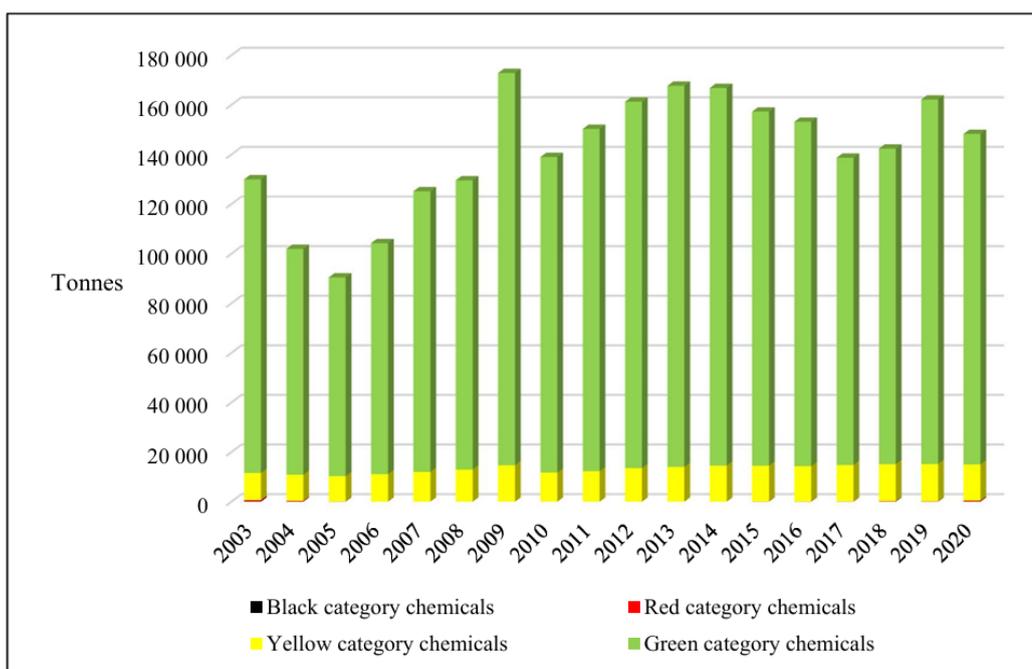


Рисунок 2.16 – Щорічне споживання хімікатів за категоріями на NCS у 2003–2020 рр. (Звіт про довкілля та клімат Norog, 2021).

Рисунок 2.16 відображає щорічне співвідношення використання хімікатів за кольорними категоріями. На норвезькому шельфі (NCS) стабільно переважають зелені хімікати, за ними йдуть жовті, тоді як частка червоних та чорних залишається незначною.

У 2020 році обсяги споживання на NCS склали:

- Зелені: 133 273 т (89,97%)
- Жовті: 14 605 т (9,85%)
- Червоні: 408 т (0,275%)
- Чорні: 7 т (0,005%)

Ці показники демонструють високий рівень відповідності норвезьким стандартам (NEA), рекомендаціям OSPAR та регламентам ЄС.

Згідно з §68 Aktivitetsforskriften, скидання бурового шламу, забрудненого розчинами на ненафтовій основі (NADF) або пластовою нафтою понад 10 г/кг сухої маси, заборонено, шлам від WBM дозволяється скидати лише якщо вміст нафти ≤ 10 г/кг, причому оператор повинен отримати спеціальний дозвіл навіть при нижчому вмісті NADF; процес видачі дозволів залежить від хімічного складу бурового розчину за колірними категоріями, а NEA може встановлювати додаткові обмеження для захисту донної фауни, тоді як заявки на скид шламу від ОБМ повинні включати опис технології та ступеня очищення, оцінку сумарного обсягу нафти та порівняльний аналіз екологічного впливу обраного методу відносно альтернатив.

2.3 Технологічне забезпечення замкненого циклу управління шламом.

Згідно з §27 Закону про контроль за забрудненням (PCA), відходами вважаються об'єкти або речовини, які були викинуті, плануються до викидання або підлягають обов'язковій утилізації, при цьому стічні води та вихлопні гази не вважаються відходами, але поводження з буровими розчинами та шламом регулюється цим законом; у 2019 році Norwegian Oil and Gas розробила рекомендації (Звіт 093) для єдиного стандарту управління відходами в офшорній галузі з метою скорочення обсягів відходів у всьому ланцюгу створення вартості для сталого використання ресурсів, а на Рисунку 2.17 показано піраміду

відходів, де запобігання їх утворенню визначено як найбільш сталий підхід до захисту довкілля та управління ресурсами.

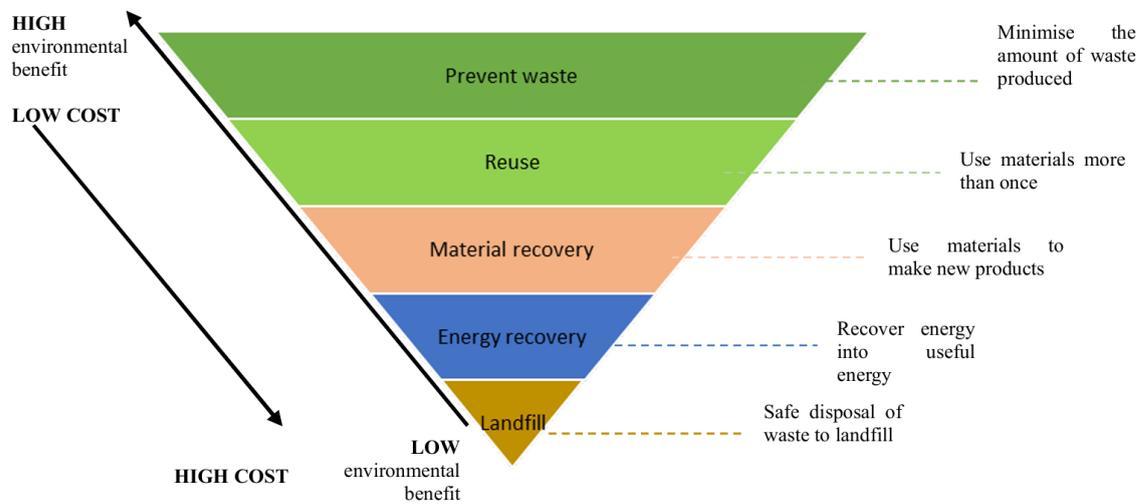


Рисунок 2.17 – Піраміда відходів (Norwegian Oil and Gas, 2019)

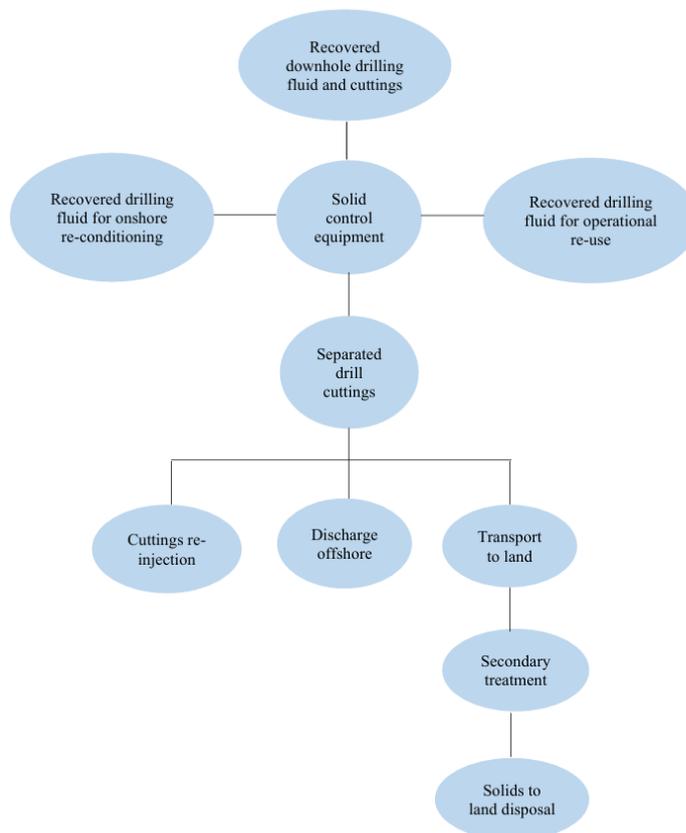


Рисунок 2.18 – Огляд методів управління відходами буріння на шельфі

Хоча пріоритетом є запобігання утворенню відходів, значні екологічні та економічні вигоди дають також їхнє скорочення, повторне використання та переробка, у межах цієї магістерської роботи доцільними є вибір довговічної продукції, матеріалів для повторного використання або рекуперації енергії та заміна небезпечних речовин менш шкідливими; ефективне управління відходами буріння критичне на всіх етапах – від джерела до остаточної утилізації, а Рисунок 2.18 ілюструє варіанти поводження: закачування у підземні пласти – повернення розчину та шламу в ізольовані формації; первинна очистка та скидання в море, дозволене лише для WBM із зеленими та жовтими хімікатами та вмістом пластової нафти ≤ 10 г/кг сухої маси; вивезення на берег для подальшої обробки та утилізації, якщо нормативи не дотримані; закачування шламу (CRI) передбачає подрібнення та змішування з водою або присадками для пульпи, яка під високим тиском закачується у підземні пласти, метод уперше застосовано на NCS у 1991 році на родовищі Gyda, популярний для ОБМ, але через ризики закачування через затрубний простір майже не використовується; типова система CRI має три компоненти: система транспортування (від вібросит до вузла приготування пульпи), вузол приготування пульпи (змішування, подрібнення, стабілізація), система закачування (подача насосами високого тиску з моніторингом); CRI дозволяє дотримуватися «нульового скиду», але має недоліки – неможливість повторного використання, ризик витоку, викиди близько 205 кг CO₂/т; якщо CRI неможливий, застосовують доставку на берег: Skip & Ship – завантаження шламу в контейнери безпосередньо з конвеєра або повітродувки, проста, але потребує крана та палубної команди, високі ОПБ-ризики; Bulk Transfer – великі резервуари (CST до 100 т), перекачування механічно або пневматично на судно, надійніше, компактніше, швидше буріння, кранів лише для монтажу та підключення шлангів; у Таблиці 2.4 наведено переваги та недоліки методів транспортування ОБМ-шламу на сушу.

Існують різні методи обробки бурових розчинів і шламу, вибір яких визначається місцевими екологічними нормами, галузевими настановами, принципами BAT і BEP, стандартами HSE, економічною доцільністю та

очікуваними результатами; рециркуляційний буровий розчин і шлам проходять первинну обробку безпосередньо на буровій установці для відокремлення твердих часток, газу та інших забруднювачів з метою повторного використання розчину та зниження витрат на буріння, застосовують обладнання для контролю твердої фази: вібросита видаляють грубі частки піску і гравію, дегазатори відводять газ із розчину, гідроциклонні системи видаляють дрібні частки від 15 мкм і більше для підтримки реологічних властивостей, а центрифуги створюють відцентрову силу понад 2000G для видалення найдрібнішого мулу та контролю питомої ваги розчину.

Вторинна обробка, зазвичай на березі, застосовується для шламів, забруднених NADF або пластовими вуглеводнями, і включає осушувачі шламу для механічного відділення рідини та зниження залишкового вмісту нафти (ROC) з 11% до ~2%, що часто недостатньо для досягнення ліміту OSPAR у 1% для скидання в море, тому застосовують термічну десорбцію, яка включає барабанні установки з зовнішнім нагрівом до 315 °C, шнекові системи з масляним підігрівом до 204–260 °C, хімічну десорбцію через екзотермічні реакції та спалювання при температурах 820–1600 °C з подальшою фільтрацією газів від оксидів азоту та сірки; офшорні мобільні установки, такі як iNOVaTHERM і TCC Hammermill, дозволяють проводити вторинну обробку без доставки шламу на берег, забезпечуючи ROC ~0,1%, при цьому TCC Hammermill вважається найкращою доступною технологією (BAT), працює на перетворенні кінетичної енергії в тепло в камері до 250–300 °C, забезпечуючи миттєве випаровування води та нафти, повну автоматизацію через PLC-системи і три кінцеві продукти: відновлену базову нафту, воду та очищену суху породу, що дозволяє дотримуватися політики «нульового скиду» і знижує потребу в логістиці на берег та утилізаційних полігонах.

Таблиця 2.4: Переваги та недоліки механізмів транспортування шламу на сушу

Механізми транспортування шламу на сушу	ПЕРЕВАГИ	НЕДОЛІКИ
Контейнерні перевезення	<p>+ Економічно дешевше рішення для транспортування шламу ОВМ на сушу (Statoil, 2016).</p> <p>+ Відносно сухі шлами транспортуються, оскільки додатковий шлам для змащування не потрібен.</p>	<p>– Велика частка ручної праці: кожен контейнер потребує втручання персоналу для вирівнювання купи шламу та закриття кришок, що створює значні операційні ризики для екіпажу платформи та судна постачання.</p> <p>– Чутливість до погоди: несприятливі погодні умови суттєво обмежують можливість перевантаження контейнерів між буровою установкою та судном.</p> <p>– Велика кількість кранових операцій: кожен контейнер потребує в середньому п'яти підйомів краном на шляху від мобілізації до кінцевого пункту утилізації на березі.</p> <p>– Обмежений об'єм та простір: малий об'єм одного контейнера (4 м³) вимагає наявності величезної кількості скіпів на борту, що займає багато корисної площі палуби.</p>
Насипне перекачування	<p>- Менша кількість кранових операцій: суттєве скорочення підйомів порівняно з методом «Skip & Ship».</p> <p>- Зниження ризиків (HSE): зменшення обсягу ручної праці та ризиків для здоров'я і безпеки персоналу як на буровій установці, так і на судні постачання.</p> <p>- Більша місткість: насипні танки (резервуари) можуть приймати значно більші об'єми відходів – до 23 м³ (Statoil, 2016).</p>	<p>– Потреба у додатковому змащенні: залежно від ступеня сухості шламу, може знадобитися додавання бурового розчину для змащення. Це необхідно, щоб запобігти закупорюванню або забиванню трубопроводів (Svensen and Taugbøl, 2011).</p> <p>– Висока вартість: згідно з документами Equinor (2016), це дороге ринкове рішення через високу вартість оренди обладнання та використання бурового розчину для змащення, який в іншому випадку міг би бути відновлений або використаний повторно.</p> <p>– Чутливість до погоди: проведення операцій залежить від погодних умов.</p> <p>– Зниження темпів буріння: досвід компанії Equinor вказує на можливе сповільнення швидкості буріння через відносно низьку швидкість перекачування шламу з платформи на судно через шланги (Statoil, 2016).</p>

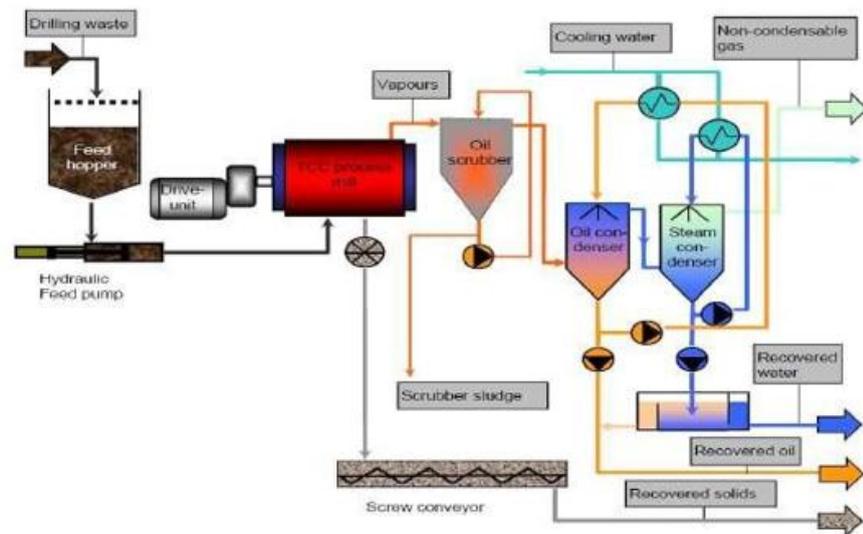


Рисунок 2.19 – Схема роботи термохімічної установки Hammermill для очищення бурового шламу на шельфі (Thermtech AS, 2019)

Принципова схема системи Hammermill, зосереджена на процесах всередині технологічного млина, показана на Рисунку 2.20, де не враховано допоміжне обладнання для привода агрегату та обробки пари; на схемі термін «Статор» позначає корпус млина, а «Ротор» – вал із молотками, що обертаються; ліва частина рисунка демонструє осьовий поперечний переріз, а права – поздовжній переріз камери, що дозволяє візуалізувати внутрішню конструкцію та взаємодію елементів під час подрібнення шламу та генерації тепла через тертя.

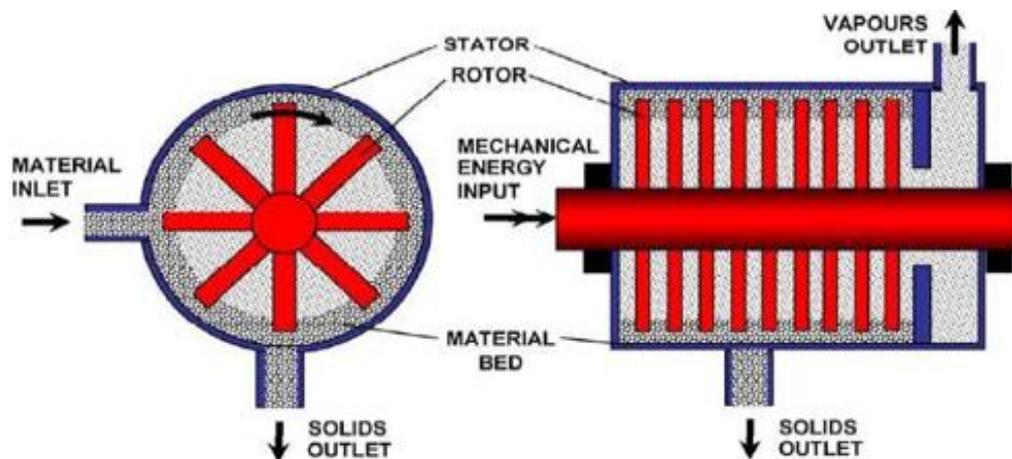


Рисунок 20 – Ескіз робочої камери (млина) офшорної установки ТСС (Kleppe, Michelsen et al., 2009).

Пари з технологічного млина проходять через циклонний нафтовий скруббер для видалення дрібних часток перед конденсацією нафти та пари для відновлення базової нафти та води, при цьому близько 30% відновленої нафти повертається у живильний бункер, підігриваючи новий шлам; офшорна технологія ТСС дозволяє відновлювати понад 99% синтетичної або малотоксичної мінеральної нафти з кінцевою точкою кипіння близько 300 °С та з водяною парою, що знижує температуру випаровування на 50 °С, забезпечуючи якість продукту для приготування нового ОВМ на ригу; базова нафта має С12–С18, а мас-спектрометрія та газова хроматографія підтвердили ідентичність відновленої нафти зі свіжою, видалення ВТЕХ та стабільну температуру спалаху; очищений шлам має $ROC \leq 0.5\%$ (середнє 0.4 г/кг сухої маси), очищена вода < 20 ppm нафти (норма NEA < 30 ppm); енерговитрати на обробку шламу 70% твердої фази, 15% води, 15% нафти розподіляються: 60% на воду, 23% на тверду фазу, 17% на нафту; Total Energies вперше застосував ТСС офшор на Мартін Лінге у 2015 з лімітом $ROC \leq 0.05\%$, але через порушення ліцензію відкликано; для Johan Sverdrup Фаза 1 Equinor отримала дозвіл на обробку 16 000 тонн шламу з $ROC \leq 0.5\%$, важкі органічні компоненти залишаються у твердому залишку, а моніторинг у 2020–2021 показав середні ROC 0.25–0.21% та відсутність негативного впливу на мідії й стабільність рН.

2.4 Висновки до розділу 2

1. Проаналізовано дані щодо класифікації та складу бурових відходів, які підтверджують, що барит залишається основним обтяжувачем для розчинів на водній (WBM) та неводній основі (NADF). Встановлено, що на Норвезькому шельфі (NCS) розчини на водній основі становлять близько 65% від загального обсягу, проте частка відходів на нафтовій основі потребує суворішого контролю через їх високу токсичність.

2. Згідно аналізу промислових даних, поводження з небезпечними

відходами (шлам ОВМ, нафтовмісний «слоп») суворо регламентується стандартами OSPAR та REACH. Виявлено, що основною проблемою при морському бурінні є обмеження вмісту нафти у шламі до 1%, що вимагає застосування найкращих доступних технологій (BAT). Порушення цих норм призводить до закриття нагнітальних свердловин та необхідності дорогого транспортування відходів на берег.

3. Виконано порівняльний аналіз методів управління відходами. Визначено, що традиційний метод «Skip & Ship» має високі операційні ризики та чутливий до погодних умов, тоді як закачування шламу в пласти (CRI) не дозволяє повторно використовувати ресурси. Вирішення цієї проблеми вимагає переходу до систем «нульового скиду» та впровадження безамбарних технологій, що відповідає стратегії «піраміди відходів» та сприяє сталому розвитку галузі.

РОЗДІЛ 3 КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ПРАКТИЧНОГО ДОСВІДУ ВПРОВАДЖЕННЯ БЕЗАМБАРНИХ ТЕХНОЛОГІЙ (НА ПРИКЛАДІ NEPTUNE ENERGY)

3.1 Стратегічні вектори ESG-політики провідних операторів на норвезькому шельфі.

Neptune Energy – міжнародна компанія з розвідки та видобутку, що працює у Норвегії, Великій Британії, Німеччині, Нідерландах, Алжирі, Єгипті, Індонезії та Австралії, розвиваючи власні активи та співпрацюючи з партнерами для постачання безпечних і конкурентоспроможних енергоресурсів на світові ринки згідно зі стратегією ESG, запущеною наприкінці 2019 року; Норвегія стратегічно важлива для компанії, на неї припадає приблизно 40% загального видобутку групи, що у 2020 році склало в середньому 54,7 тис. барелів, країна має найбільші обсяги доведених і ймовірних запасів Neptune Energy; часткова електрифікація напівзанурювальної платформи Gjøа за рахунок гідроенергії з берега дозволила щорічно заощаджувати 200 000 тонн CO₂, забезпечуючи прямі податкові вигоди 118,2 млн норвезьких крон у 2021 році при ставці 591 крон/тонна та прогнозовану економію 400 млн крон до 2030 року при ставці 2000 крон/тонна, завдяки чому вуглецевий слід компанії склав лише 4,3 кг CO₂ на барель нафтового еквівалента проти середнього по галузі в Норвегії 9 кг CO₂; стратегічне положення Gjøа як хаба для майбутніх проектів підключення визначено з моменту затвердження PDO у 2007 році, що супроводжується подальшою розвідкою та розширенням портфеля активів.

Офшорні бурові установки, показані на Рисунку 3.1, перебувають у центрі операцій із нових відкриттів, створення довгострокової вартості та подальшого виведення активів з експлуатації; управління діяльністю від розвідки до розробки свердловин здійснюється підрозділом буріння та свердловин (D&W) компанії-оператора, який взаємодіє з багатьма дисциплінами та постачальниками послуг, а стратегії скорочення вуглецевого сліду охоплюють

весь ланцюг створення вартості; аналіз даних Neptune Energy D&W щодо викидів CO₂ на Рисунку 3.2 демонструє багатовимірний підхід до потенційного скорочення викидів залежно від характеру операцій, причому дані за 2019 рік відсутні через початок роботи нової установки Deepsea Yantai у листопаді після придбання активів Engie E&P International S.A.; взаємодія з численними сервісними компаніями через договірні зобов'язання та розподіл капіталу дозволяє впроваджувати інноваційні стратегії, серед яких управління буровими відходами, зокрема шламом на нафтовій основі (ОВМ) з офшорною обробкою та утилізацією, що суттєво сприяє досягненню цілей Neptune Energy Norway з декарбонізації разом з іншими методами зниження викидів.

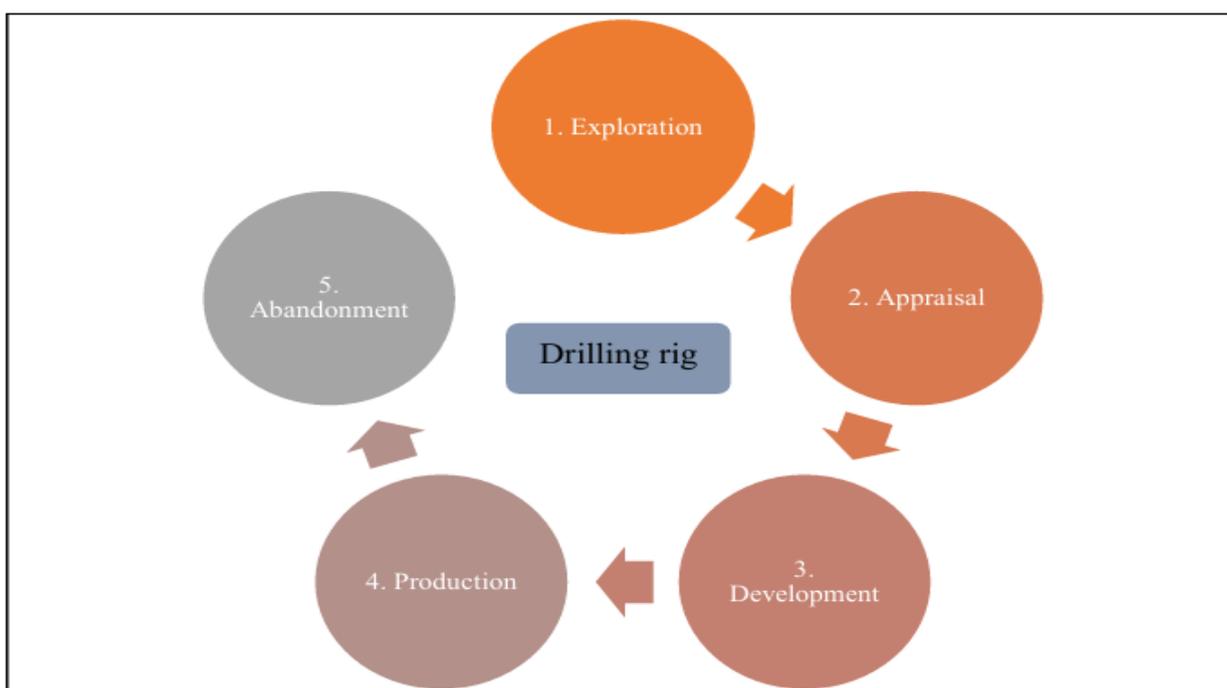


Рисунок 3.1 – Життєвий цикл нафтогазового сектору Upstream (видобувний етап)

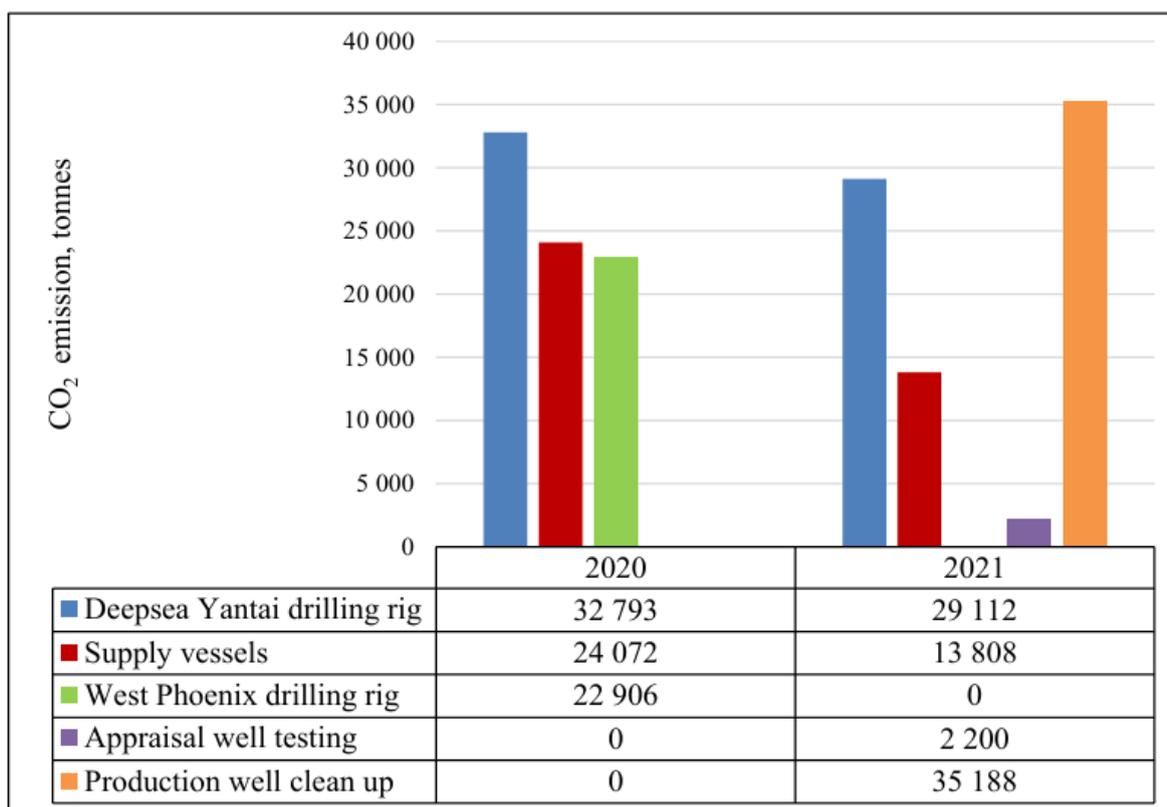


Рисунок 3.2 – Викиди CO₂ Neptune Energy D&W за 2020 та 2021 роки

3.2 Техніко-технологічні параметри буріння та модернізація систем очищення на платформі DSY.

Підрозділ D&W компанії Neptune Energy у Норвегії виконував різні обсяги робіт у межах життєвого циклу нафтогазових родовищ протягом 2019–2021 років, що є ключовими для цієї магістерської роботи; інформація про розроблені, розвідані та оцінені родовища, їхні локації та загальні дані наведена в наступних підрозділах без хронологічного порядку фактичних операцій, а Таблиця 3.5 містить огляд діяльності з розробки родовищ із зазначенням кількості свердловин та сумарних операційних днів, при цьому дані Таблиць 3.5 та 3.6 охоплюють дні буріння секцій із використанням OBM та WBM, час ліквідації P&A та етапи завершення свердловин.

Таблиця 3.5: Огляд бурової діяльності Neptune Energy Norway з розробки родовищ

Родовище	Нафтові свердловини	Газові свердловини	Водонагнітальні і свердловини	Оцінюючі свердловини	Загальна кількість днів
Duva	3	1	0	0	247
Gjøa P1	1	1	0	3	300
Fenja	3	1	2	0	362 і триває

Зведена інформація про розвідувальні та оціночні свердловини наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6: Огляд розвідувального та оціночного буріння Neptune Energy Norway

Родовище	Розвідка свердловини	Оцінка свердловини	Загальна кількість днів
Dugong	3	1	128
Grind	1	0	45

Таблиця 3.7: Neptune Energy Norway – щорічні польові операції та законтрактована бурова установка

Родовище	Рік	Бурова установка
Duva	2019-2021 pp.	DSY
Gjøa P1	2020-2021 pp.	DSY
Grind	Duva	West Phoenix
Подрібнити	2020 рік	West Phoenix
Dugong	2020-2021 pp.	DSY
Fenja	2021 рік	DSY

Візуальне зображення для кращого розуміння розташування родовищ та поточного пріоритетного району інтересу Neptune Energy Norway, зосередженого навколо родовища Gjøa, наведено на Рисунку 3.3, тоді як родовище Grind на схемі не показано через невдалу розвідувальну бурову кампанію.



Рисунок 3.3 – Візуальне представлення польових проєктів Neptune Energy Norway.

Нижче наведено короткий опис польових проєктів Neptune Energy Norway.

Перспективна ділянка Dugong 34/4-15 (ліцензія PL 882) розташована за 158 км на захід від Флоре, поруч із родовищем Snøtte. Резервуар залягає на глибині 3250–3400 м при глибині моря близько 300 м. У 2020 році були пробурені основний стовбур 34/4-15 S та боковий стовбур 34/4-15 A. У першому кварталі 2021 року було пробурено оціночну свердловину 34/4-16 S, яку тимчасово законсервували, проте у вересні роботи відновили для проведення випробувань пласта. Додаткова розвідувальна свердловина Dugong Tail (33/6-5 S), пробурена у третьому кварталі 2021 року, не виявила цільових запасів вуглеводнів. Усі операції на Dugong виконувалися установкою DSY. Подання плану розробки (PDO) очікується на початку 2024 року.

Fenja – це підводне родовище в Норвезькому морі за 120 км на північ від Крістіансунна. План передбачає буріння двох нафтових, однієї водонагнітальної та однієї газонагнітальної свердловин (з подальшим переведенням останньої під видобуток газу). Два підводні шаблони підключені до платформи Njord A (Equinor) через систему трубопроводів та умбікалів. Початковий етап робіт виконувала установка West Phoenix (березень–жовтень 2020 року), а фінальна

кампанія була передана установці DSY у 2021–2022 роках. Перша нафта очікується в першому кварталі 2023 року.

Розвідувальна свердловина **Grind** 6507/8-10 S (ліцензія PL 889) була пробурена за 7 км на схід від родовища Heidrun у Норвезькому морі. Ця безрезультатна пошукова кампанія ("wild cat") була проведена установкою West Phoenix у першому кварталі 2020 року за підтримки логістичної бази в Крістіансунні.

3.3 Моделювання логістичних ланцюгів транспортування шламу (OBM).

Система обробки шламу на установці DSY пройшла модернізацію після фрахтування Neptune Energy у 2019 році; Процес виконується наступним чином: піднята на поверхню суміш проходить через вібросита для відділення шламу від бурового розчину, відділений WBM-шлам скидається в море відповідно до норм, тоді як OBM-шлам обробляється двома шляхами: резервний – завантаження в контейнери-скіпи для відправки на Franzefoss в Ейде, основний – через систему Mi-Swaco Cleancut; пневматична установка ССВ об'ємом 0,23 м³ подає шлам під тиском до 25 т/год через сталеві труби або гнучкі шланги до чотирьох стаціонарних ISO-помп, після чого шлам партіями перекачується у 26 ISO-контейнерів на судні забезпечення, кожен місткістю 20 тонн, із додаванням мастила для запобігання закупорюванню шлангів перед транспортуванням на берегову обробку.

3.4 Висновки до розділу 3

1. Проаналізовано дані щодо операційної діяльності компанії Neptune Energy Norway, яка є лідером у впровадженні ESG-стратегій на Норвезькому шельфі. Встановлено, що завдяки частковій електрифікації платформи Gjøа компанія досягла рівня викидів 4,3 кг \$CO_2\$ на барель, що удвічі менше за середньогалузевий показник. Кількісні показники бурової активності на

родовищах Duva, Gjøa P1 та Fenja, що наведені у таблицях 3.5 та 3.6, підтверджують масштаби утворення бурових відходів та необхідність їх ефективного менеджменту.

2. Згідно аналізу промислових даних експлуатації установки Deepsea Yantai (DSY), виявлено, що модернізація системи обробки шламу дозволила інтегрувати технологію Mi-Swaco Cleancut для безпечного поводження з ОБМ-відходами. Визначено, що основною проблемою при використанні резервного методу «Skip & Ship» є високі ризики безпеки та складність логістики, тоді як пневматична система подачі шламу до ISO-контейнерів дозволяє обробляти до 25 т/год, що суттєво покращує техніко-економічні показники буріння.

3. Обґрунтовано, що перехід від контейнерних перевезень до насипного перекачування шламу на судна забезпечення знижує вуглецевий слід підрозділу D&W. Вирішення задачі декарбонізації вимагає подальшого впровадження систем офшорної утилізації, що є ключовим етапом життєвого циклу Upstream-сектору.

витрати на будівництво та подальшу рекультивацію шламових амбарів, як це показано на Схемі порівняння методів утилізації.

5. Стратегічна дорожня карта: Впровадження ТСС в Україні потребує гармонізації екологічного законодавства (зокрема щодо класифікації відновленої оливи як продукту, а не відходу). Це створить сприятливий інвестиційний клімат для залучення сервісних компаній із передовим обладнанням, що відповідає Таблиці міжнародних стандартів OSPAR/REACH.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу щодо науково-методичного та практичного обґрунтування впровадження безамбарних технологій на бурових майданчиках України на основі аналізу міжнародного досвіду, порівняння методів управління відходами та розробки адаптивних техніко-економічних моделей.

1. Проведений аналіз глобальних кліматичних викликів та зобов'язань нафтогазової галузі в рамках Паризької угоди підтвердив нагальну потребу в декарбонізації всіх етапів видобутку, включаючи управління буровими відходами. Систематизація даних за допомогою програмних комплексів NEMS та WELS на прикладі операцій Neptune Energy Norway наочно продемонструвала масштаби утворення шламу та пов'язані з його транспортуванням на берег значні обсяги викидів CO₂.

2. Глибокий аналіз нормативно-правової бази (стандарти OSPAR, REACH, норми NEA) та існуючих методів управління відходами виявив системні недоліки традиційних підходів. Метод закачування шламу в пласти (CRI) виключає можливість повторного використання ресурсів, а методи транспортування на берег («Skip & Ship», «Bulk Transfer») пов'язані з високими операційними ризиками, залежністю від погоди та значними логістичними витратами.

3. Детальне дослідження практичного досвіду Neptune Energy Norway, лідера у впровадженні ESG-принципів, підтвердило ефективність комплексного підходу до декарбонізації. Електрифікація платформи Gjøa та модернізація системи обробки шламу на установці Deepsea Yantai з інтеграцією системи Mi-Swaco Cleancut дозволили не лише знизити питомі викиди CO₂ до 4,3 кг/барель, але й підвищити швидкість обробки відходів до 25 т/год.

4. Кількісний аналіз операційних даних за 2019–2021 роки остаточно обґрунтував високу ефективність технології ТСС. Встановлено, що при переважанні буріння на розчинах ОБМ (76% від загальної проходки)

впровадження офшорної переробки дозволяє досягти багатоаспектного ефекту: ліквідувати фінансові втрати від безповоротної утилізації до 73% базової оливи, оптимізувати логістику, скоротивши кількість транспортних одиниць на 40%, та знизити викиди CO₂ від суден постачання на 8–30%. Ключовим результатом є практична реалізація принципів циркулярної економіки через повернення регенованих ресурсів у виробничий цикл.

5. На основі отриманих висновків розроблено адаптивну модель та дорожню карту впровадження безамбарних технологій для умов сухопутних родовищ України. Запропоновано використання мобільних ТСС-комплексів та створення регіональних хабів переробки відходів за принципом «Hub-and-Spoke», що дозволяє мінімізувати капітальні витрати. Техніко-економічне обґрунтування доводить, що таке рішення дозволить не тільки досягти суворих екологічних нормативів (ROC <0,5%), але й забезпечити окупність інвестицій протягом 2–3 років за рахунок економії на рекультивації, землевідведенні, екологічних платежах та вартості відновленої оливи.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The study addresses an important scientific and technical problem related to the methodological and practical substantiation of implementing pitless (zero-discharge) technologies at drilling sites in Ukraine, based on an analysis of international experience, a comparison of waste management methods, and the development of adaptive techno-economic models.

1. The analysis of global climate challenges and the oil and gas industry's commitments under the Paris Agreement has confirmed the urgent need to decarbonize all stages of hydrocarbon production, including drilling waste management. Data systematization using the NEMS and WELS software packages, based on the case study of Neptune Energy Norway's operations, clearly demonstrated the scale of cuttings generation and the significant CO₂ emissions associated with their transportation to shore.

2. An in-depth analysis of the regulatory framework (OSPAR and REACH standards, NEA regulations) and existing waste management methods revealed systemic shortcomings of traditional approaches. Cuttings reinjection (CRI) eliminates the possibility of resource reuse, while onshore transportation methods ("Skip & Ship" and "Bulk Transfer") are associated with high operational risks, weather dependency, and substantial logistical costs.

3. A detailed study of the practical experience of Neptune Energy Norway, a leader in the implementation of ESG principles, confirmed the effectiveness of a comprehensive decarbonization approach. Electrification of the Gjøa platform and modernization of the cuttings treatment system on the Deepsea Yantai rig, including integration of the Mi-Swaco Cleancut system, made it possible not only to reduce specific CO₂ emissions to 4.3 kg per barrel, but also to increase waste processing capacity to 25 t/h.

4. A quantitative analysis of operational data for 2019–2021 conclusively substantiated the high efficiency of TCC technology. It was established that, with the predominance of OBM drilling (76% of total footage), the implementation of offshore

processing ensures a multifaceted effect: elimination of financial losses associated with the irreversible disposal of up to 73% of base oil, optimization of logistics by reducing the number of transport units by 40%, and a reduction of CO₂ emissions from supply vessels by 8–30%. The key outcome is the practical implementation of circular economy principles through the return of regenerated resources to the production cycle.

5. Based on the obtained findings, an adaptive model and a roadmap for the implementation of pitless technologies under the conditions of onshore fields in Ukraine have been developed. The use of mobile TCC units and the establishment of regional waste processing hubs based on the “hub-and-spoke” principle are proposed, allowing capital expenditures to be minimized. The techno-economic assessment demonstrates that this solution not only ensures compliance with stringent environmental standards (ROC < 0.5%), but also provides a payback period of 2–3 years due to savings on land reclamation, land allocation, environmental fees, and the value of recovered base oil.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Буріння нафтових і газових свердловин : Навчальний посібник / О.І.Політучий.–Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021.–170 с.
- 2 Буріння свердловин: Навч. посіб. [Електронний ресурс] /Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
- 3 Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
- 4 Ґрунтоцементні сховища для токсичних відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин [Текст] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.23.02 / Тимофєєва Катерина Анатоліївна ; Полтав. нац. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка. - Полтава, 2016. - 22 с. : рис., табл.
- 5 Дослідження впливу на навколишнє середовище місць зберігання нафтошламів: вебсайт:
<http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/2067/1/1088p.pdf>
- 6 ДСТУ 8705:2017. Охорона довкілля. Поводження з буровим шламом. Основні положення. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 14 с.
- 7 ДСТУ EN ISO 13501:2021 Нафтова та газова промисловість. Промивальні рідини. Оцінювання технологічного устаткування.
- 8 ДСТУ EN ISO 13533:2021 Нафтова та газова промисловість. Устаткування для буріння та видобування.
- 9 Закон України «Про управління відходами» : Закон України від 20.06.2022 № 2320-IX // Відомості Верховної Ради України. – 2022. – № 36.
- 10 Зменшення негативного впливу на довкілля відходів діяльності нафтогазового комплексу методом біодеструкції: вебсайт:

[http://www.kdu.edu.ua/GV_jurnal/GV_2_2015\(16\)/163.pdf](http://www.kdu.edu.ua/GV_jurnal/GV_2_2015(16)/163.pdf)

11 Класифікатор відходів : вебсайт:
<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0029588-99#Text>

12 Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.

13 Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.

14 Офіційний сайт компанії «Neptune Energy»: [Електронний ресурс]. – <https://www.neptuneenergy.com>

15 Охорона довкілля та раціональне природокористування в нафтогазовій галузі: Навч. посібник / С.В. Бойченко, В.В. Тараєвський, О.М. Якушенко. – К.: Центр учбової літератури, 2022. – 352 с.

16 Петрук В. Г., Васильківський І. В., Кватернюк С.М., Турчик П.М., Іщенко В.А., Петрук Р.В. Управління та поводження з відходами. Частина 2. Тверді побутові відходи : навч посіб. Вінниця, 2015. - С. 100

17 Поводження з відходами буріння: технологічні та екологічні аспекти: Монографія / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2021. – 180 с.

18 Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатів, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

19 Тимофєєва К. А. Спосіб виконання гідроізоляції амбарів-накопичувачів відходів при будівництві свердловин на нафту та газ / К. А. Тимофєєва // Будівельні матеріали, виробни та санітарна техніка. - 2013. - Вип.

50. - С. 112-117. - Режим доступа: http://nbuv.gov.ua/UJRN/bmvs_2013_50_23

20 Activities Regulations. Regulations relating to conducting petroleum activities <https://www.ptil.no/en/regulations/all->

21 Framework Regulations. Regulations relating to health, safety and the environment in the petroleum activities and at certain onshore facilities. - <https://www.ptil.no/en/regulations/>

22 IOGP Report 413: Guidance on the selection of drilling fluids and management of drilling waste. – London: International Association of Oil & Gas Producers, 2023. – 84 p.

23 IOGP Report 413: Guidance on the selection of drilling fluids and management of drilling waste. – London, 2023.

24 Management Regulations. Regulations relating to management and the duty to provide information in the petroleum activities. Last amended 2022 - <https://www.ptil.no/en/regulations/>

25 M-I SWACO, a Schlumberger Company. <https://www.slb.com/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing>

26 Neptune Energy. Annual ESG Report 2021: Driving environmental performance <https://www.neptuneenergy.com/sustainability/esg-reports>

27 NORSOK Standard S-003:2017. Environmental care (Edition 4). – Lysaker: Standards Norway, 2017. – 42 p.

28 Norwegian Offshore Directorate. Resource Management on the Norwegian Continental Shelf. Annual Report 2022. – Stavanger: 2023. – 94 p.

29 Norwegian Pollution Control Act (Forurensningloven). Act No. 6 of 13 March 1981 Concerning Protection Against Pollution and Concerning Waste.

30 Thermomechanical Cuttings Cleaner (TCC) Technology: Achieving Zero Discharge in Offshore Drilling / Technical White Paper. – Houston: M-I SWACO, 2022. – 32 p.