

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна  
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»  
Кафедра (автоматизації, метрології та енергоефективних технологій)


## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

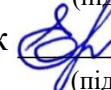
магістра

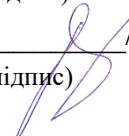
на тему

«Професійна підготовка інженерного складу експлуатаційної служби до  
аналізу ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного  
нафтового газу»  
(тема кваліфікаційної роботи)

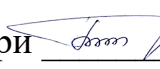
Виконав: студент 2 курсу, групи ЗПОНС24мг  
спеціальності: 015 Професійна освіта (Видобуток,  
переробка та транспортування корисних копалин)  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


 / Сергій ФЕЩЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)


Керівник  / Олена ПРОКОПЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент  / Олександр АЛЕКСАНДРОВ  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри  / Геннадій КАНЮК  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль  / Євген КЛЮЧКА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

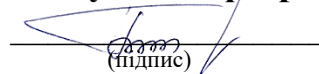
Секретар ЕК  / Євген КЛЮЧКА  
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**ІМ. В.Н. КАРАЗІНА**

Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»  
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій  
Спеціальність 015.35 Професійна освіта (Видобуток, переробка та транспортування корисних копалин)  
Освітньо-професійна програма «Професійна освіта (Нафтогазова справа)»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

  
(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНІЮК  
«\_\_» грудня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу (дипломну роботу/дипломний проєкт)**  
**другого (магістерського) рівня вищої освіти**

здобувачу вищої освіти Сергію ФЕЩЕНКУ--  
(ім'я, прізвище)

1. Тема «Професійна підготовка інженерного складу експлуатаційної служби до аналізу ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу»

затверджена наказом по університету № 4801-5/3665 від 06.10.2025 р.

2. Термін здачі закінченої роботи «15» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Закони України, Постанови Верховної Ради, Постанови Кабінету Міністрів, теоретичні та практичні розробки вітчизняних та зарубіжних авторів за темою роботи, періодичні видання, статистичні дані, галузева нормативна документація, технологічна документація.

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, що їх належить розробити): Актуальність професійної підготовки інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу. Забезпечення ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу. Вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби. Розробка дидактичного проєкту.


5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал): Презентація, виконана в програмі Microsoft PowerPoint

6. Консультант:


Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	
1, 4	К.пед.н., доц. Калініченко Т.В.			

7. Дата видачі завдання «06» жовтня 2025 р.

Керівник роботи

  
(підпис) Олена ПРОКОПЕНКО  
(ім'я, прізвище)


Завдання прийняв до виконання

  
(підпис) Сергій ФЕЩЕНКО  
(ім'я, прізвище)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК  
виконання кваліфікаційної роботи  
(дипломної роботи/дипломного проєкту)**

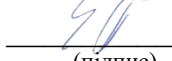
№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Аналітичний огляд літератури	06.10.2025 – 15.10.2025	вик.
2	Актуальність професійної підготовки інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу	16.10.2025 – 25.10.2025	вик.
3	Забезпечення ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу	26.10.2025 – 10.11.2025	вик.
4	Вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби	11.11.2025 – 14.11.2025	вик.
5	Розробка дидактичного проєкту.	15.11.2025 – 05.12.2025	вик.
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	До 15.12.2025	вик.

Здобувач вищої освіти

  
(підпис)

Сергій ФЕЩЕНКО  
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

  
(підпис)

Євген КЛЮЧКА  
(ім'я, прізвище)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка дипломної роботи складає: 106 сторінок, 32 рисунки, 20 таблиць, 37 переліків посилань.

Ключові слова: ПРОФЕСІЙНА ПІДГОТОВКА ФАХІВЦІВ, ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СЛУЖБА, РЕЦИРКУЛЯЦІЯ ПОПУТНОГО ГАЗУ, НАФТОВИДОБУТОК

Об'єкт дослідження – процес професійної підготовки інженерно-технічних працівників експлуатаційної служби, які здійснюють технічний супровід, контроль та оцінювання ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного нафтового газу на нафтогазовидобувних об'єктах.

Предмет дослідження – професійна підготовка інженерного складу експлуатаційної служби, спрямовані на формування компетентностей щодо аналізу, оцінювання та оптимізації процесу рециркуляції попутного нафтового газу в різних режимах роботи обладнання.

В роботі проаналізовано зміст та специфіку професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу; виявлено вимоги до професійних компетентностей спеціалістів, які здійснюють аналіз ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного нафтового газу; обґрунтовано структуру, зміст та методичні підходи до організації підготовки інженерного персоналу; розроблено програму професійної підготовки щодо аналізу та оптимізації процесу рециркуляції попутного нафтового газу.

## ABSTRACT

An explaining message consists of: 106 pages, 32 pictures, 20 tables, 37 lists of references.

Keywords: PROFESSIONAL TRAINING OF SPECIALISTS, OPERATIONAL SERVICE, ASSOCIATED GAS RECIRCULATION, OIL PRODUCTION

The object of the study is the process of professional training of engineering and technical personnel of the operational service, who carry out technical support, control and assessment of the efficiency of the associated petroleum gas recirculation technological processes at oil and gas production facilities.

The subject of the study is professional training of the engineering staff of the operational service, aimed at developing competencies in the analysis, assessment and optimization of the associated petroleum gas recirculation process in various operating modes of the equipment.

The work analyzes the content and specifics of the professional activities of the engineering staff of the operational service, responsible for the associated petroleum gas recirculation processes; identifies requirements for the professional competencies of specialists who analyze the efficiency of the associated petroleum gas recirculation technological processes; justifies the structure, content and methodological approaches to the organization of engineering personnel training; develops a professional training program for the analysis and optimization of the associated petroleum gas recirculation process.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
РОЗДІЛ 1.АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ, ЩО ВІДПОВІДАЄ ЗА ПРОЦЕСИ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО ГАЗУ.....	14
1.1 Зміст і специфіка професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу .....	14
1.2.Вимоги до професійних компетентностей фахівців, які здійснюють аналіз ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного газу	18
Висновки до розділу 1 .....	23
РОЗДІЛ 2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ.....	26
2.1 Проблема розробки родовищ з високим газовим чинником.....	26
2.1.1 Аналіз ключових понять про газовий фактор .....	26
2.1.2 Причини утворення підвищеного газового фактора .....	29
2.2 Методика дослідження і методи обробки результатів вимірювання газового фактору .....	32
2.2.1 Визначення ГФ за допомогою ГЗУ .....	32
2.2.2 Визначення ГФ на пересувних вимірно-сепараційних установках .....	32
2.2.3 Дослідження глибинних проб нафти .....	33
2.2.4 Визначення ГФ з використанням методу матеріального балансу та констант фазової рівноваги .....	33
2.2.5 Порівняння компонентних складів проб нафти та газу по ступеням сепарації .....	34
2.3 Технологія підготовки продукції нафтових свердловин з високим газовим фактором.....	36
2.3.1 Сепарація рідини .....	37
2.3.2 Підготовка нафти на УПН.....	40

2.3.3 Нормативно-правові особливості експлуатації родовищ з високим ГФ	42
2.3.4 Вплив рециркуляції газу на рівень втрат вуглеводнів .....	43
2.4 Технологічне рішення для практичної реалізації розробки родовищ з підвищеним газовим фактором.....	44
2.4.1 Характеристика ПО UNISIM DESIGN.....	46
2.4.2 Моделювання матеріального потоку .....	46
2.4.3 Моделювання першого ступеня сепарації.....	54
2.4.4 Моделювання другого ступеня сепарації .....	56
2.4.5 Моделювання третього ступеня сепарації.....	59
2.4.6 Моделювання четвертого ступеня сепарації.....	62
2.4.7 Моделювання операції "Рецикл" .....	64
2.4.8 Результати моделювання.....	66
Висновки до розділу 2 .....	68
РОЗДІЛ 3. ВИМОГИ ДО ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ.....	70
Висновки до розділу 3 .....	72
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ .....	73
4.1 Вихідні дані.....	73
4.2 Види та зміст професійної діяльності фахівця.....	75
4.3 Кваліфікаційні вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби	78
4.4 Постановка цілей вивчення навчальної теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу».....	81
4.5 Перелік літературних джерел з теми.....	82
4.6 Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу».....	83

4.7 Аналіз базових умов навчання з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу».....	85
4.8 Проєктування мотиваційних технологій навчання .....	87
4.9 Проєктування технології формування орієнтовної основи діяльності .	89
4.10 Проєктування технології формування виконавчих дій.....	90
4.11 Проєктування контрольних дій .....	93
4.12 Розробка програми курсів підвищення кваліфікації .....	96
4.13 Розробка сценарію заняття «Баланс маси та енергії у процесі рециркуляції ПНГ».....	99
Висновки до розділу 4 .....	100
ВИСНОВКИ.....	102
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	103

**ПЕРЕЛІК СКРОЧЕНЬ ТА ПОЗНАЧЕНЬ**

АНТ – апарат низького тиску;  
БЄ – блок ємностей;  
БКНС – блочна кущова насосна станція;  
ВВ – вуглеводні;  
ВОЛФ - вузол обліку легких фракцій;  
ГКС – газокompресорна станція;  
ГПЗ – газопереробний завод;  
ГРР – геолого-розвідувальні роботи;  
ГФ – газовий фактор;  
ДЗУ – групова замірна установка;  
ДНС – дожимна насосна станція;  
ЕДГ – електродегідратор;  
КС НТ – компресорна станція низького тиску;  
КСУ - кінцева сепараційна установка;  
НГК – нафтогазоконденсат;  
НПЗ – нафтопереробний завод;  
ПАР – поверхнево-активні речовини;  
ПЗ – програмне забезпечення;  
ПНГ – попутний нафтовий газ;  
ППТ - підтримка пластового тиску;  
ПСБ – перемикач свердловин багатолодвий;  
РВС – резервуар вертикальний сталевий  
ТНП – тиск насиченої пари  
УПВ - установка підготовки води;  
УПН - установка підготовки нафти;  
УППГ – установка підготовки паливного газу;  
УПСВ - установка попереднього скидання води;  
ШФЛВ - широка фракція легких вуглеводнів;

## ВСТУП

Сучасний етап розвитку нафтогазової галузі характеризується зростанням вимог до раціонального використання енергетичних ресурсів, підвищенням ефективності технологічних процесів та зміцненням екологічної відповідальності підприємств. Одним із пріоритетних напрямів модернізації є вдосконалення процесів рециркуляції попутного нафтового газу (ПНГ), що дозволяє зменшити втрати енергоресурсів, знизити викиди забруднювальних речовин в атмосферу та оптимізувати роботу технологічного обладнання. Ефективність цих процесів значною мірою залежить від компетентності інженерного складу експлуатаційних служб, які здійснюють контроль за технологічними режимами, аналізують параметри роботи систем і приймають рішення щодо їх оптимізації.

Рециркуляція попутного нафтового газу є складним багатокомпонентним процесом, що включає компримування, підготовку газової суміші, підтримання тиску в технологічних лініях, утилізацію в енергетичних установках або повернення до технологічного циклу. Відхилення параметрів тиску, температури, складу газу чи інтенсивності потоків можуть призвести до зниження продуктивності, збільшення енергетичних витрат, аварійних режимів та порушення нормативів промислової безпеки. Отже, саме інженер повинен володіти достатніми знаннями та навичками, щоб своєчасно виявляти невідповідності, проводити аналіз технологічних даних і забезпечувати стабільність технологічного процесу.

Утім, традиційні програми професійної підготовки, які діють на більшості підприємств, часто зосереджуються переважно на загальнотехнічній і нормативній складовій, тоді як аналітичні, діагностичні та прогностичні компетентності залишаються недостатньо розвиненими. Зростання автоматизації та цифровізації виробництва висуває нові вимоги до персоналу: робота інженера потребує уміння аналізувати великі масиви

технологічних даних, розуміти закономірності зміни параметрів газового потоку, застосовувати моделі оцінювання ефективності та приймати рішення в умовах невизначеності.

Тому проблема удосконалення системи професійної підготовки інженерного складу експлуатаційної служби в контексті аналізу ефективності рециркуляційних процесів набуває особливої актуальності. Потреба у фахівцях, здатних не лише експлуатувати, а й оцінювати вплив різних режимних параметрів, прогнозувати можливі відмови обладнання і пропонувати оптимізаційні заходи, зумовлює необхідність створення сучасних навчально-методичних рішень.

Особливої уваги потребує питання інтеграції міждисциплінарних знань, адже ефективний аналіз процесу рециркуляції ПНГ спирається на розуміння фізико-хімічних характеристик газу, основ термодинаміки та гідрогазодинаміки, принципів роботи компресорних систем, методів технічної діагностики, а також на навички роботи з інформаційними системами моніторингу. Водночас високий рівень промислових ризиків вимагає досконалого знання правил безпечної експлуатації обладнання, достовірного оцінювання технологічних небезпек і здатності до швидкого ухвалення рішень у стандартних та нестандартних ситуаціях.

У зв'язку з цим виникає потреба у створенні дидактичної моделі, яка б об'єднувала технічні знання, практичний досвід та аналітичні інструменти, а також забезпечувала формування цілісної професійної компетентності інженера. Це актуалізує необхідність наукового дослідження змісту, форм, методів і засобів професійної підготовки, що найбільш повно відповідають сучасним потребам нафтогазовидобувної галузі.

У представленій магістерській роботі увага зосереджена на теоретичному та методичному обґрунтуванні підготовки інженерного персоналу, орієнтованої на здатність здійснювати всебічний аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу. Дослідження спрямоване на визначення ключових компетентностей,

виявлення специфіки професійної діяльності, оцінювання наявних освітніх програм, створення моделі підготовки та розроблення практичних рекомендацій щодо вдосконалення навчального процесу.

Таким чином, вступна частина магістерської роботи окреслює актуальність проблематики, визначає теоретичні та практичні передумови дослідження, підкреслює важливість розвитку професійних компетентностей інженерного складу та обґрунтовує необхідність комплексного підходу до підготовки фахівців, здатних забезпечувати ефективність і безпеку процесів рециркуляції попутного нафтового газу.

**Об’єкт дослідження** – процес професійної підготовки інженерно-технічних працівників експлуатаційної служби, які здійснюють технічний супровід, контроль та оцінювання ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного нафтового газу на нафтогазовидобувних об’єктах.

**Предмет дослідження** – професійна підготовка інженерного складу експлуатаційної служби, спрямовані на формування компетентностей щодо аналізу, оцінювання та оптимізації процесу рециркуляції попутного нафтового газу в різних режимах роботи обладнання.

**Мета дослідження** – теоретично обґрунтувати та розробити ефективну систему професійної підготовки інженерного персоналу експлуатаційних служб, яка забезпечує формування здатності до всебічного аналізу ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу, оцінювання технічних і енергетичних показників, виявлення ризиків та прийняття оптимізаційних рішень.

**Гіпотеза дослідження** полягає в тому, що професійна підготовка інженерного складу експлуатаційної служби буде результативною, якщо:

– у змісті навчання системно включити: фізико-хімічні основи процесів обробки та транспортування попутного нафтового газу; принципи роботи компресорних, сепараційних та рециркуляційних систем; методи розрахунку ефективності рециркуляційних процесів, критерії оцінювання енергетичних втрат і технологічних показників; фактори, що впливають на стабільність

процесу рециркуляції (температура, тиск, склад газу, ступінь зношування обладнання);

– у навчальному процесі активно застосовувати міждисциплінарні зв'язки з курсами: термодинаміки, гідрогазодинаміки, технічної діагностики, автоматизованих систем керування, промислової безпеки, енергетичного менеджменту;

– організувати підготовку на основі практикоорієнтованих і симуляційних технологій, що дозволяють моделювати різні режими рециркуляції, оцінювати зміни параметрів процесу та приймати інженерні рішення в умовах, наближених до реальних виробничих ситуацій.

#### **Завдання дослідження:**

1. Проаналізувати зміст та специфіку професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу.

2. Виявити вимоги до професійних компетентностей спеціалістів, які здійснюють аналіз ефективності технологічних процесів рециркуляції.

3. Обґрунтувати структуру, зміст та методичні підходи до організації підготовки інженерного персоналу.

4. Розробити програму професійної підготовки щодо аналізу та оптимізації процесу рециркуляції ПНГ.

**Методи дослідження:** теоретичний аналіз науково-технічної, нормативної та навчально-методичної літератури з питань рециркуляції попутного нафтового газу та підготовки інженерного персоналу; порівняльний аналіз існуючих систем підвищення кваліфікації в енергетичній та нафтогазовій галузях; педагогічне проектування, моделювання та розроблення дидактичної структури підготовки.

**Наукова новизна дослідження полягає в тому, що:** уперше комплексно обґрунтовано зміст професійної підготовки інженерів експлуатаційної служби, орієнтованої на здатність до аналітичної оцінки ефективності процесів рециркуляції ПНГ; розроблено дидактичну модель

підготовки фахівців, що поєднує технічні аспекти газопереробних технологій, методи інженерного аналізу та сучасні педагогічні підходи.

**Практична значущість дослідження полягає в тому, що:** запропонована методична система дозволяє ефективно формувати здатність до аналізу технологічних параметрів, прогнозування нештатних ситуацій та оптимізації режимів рециркуляції; елементи моделі можуть бути впроваджені у програми професійної освіти та корпоративного навчання технічного персоналу.

### **Структура роботи.**

Магістерська кваліфікаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел.

## РОЗДІЛ 1

### **АКТУАЛЬНІСТЬ ПРОФЕСІЙНОЇ ПІДГОТОВКИ ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ, ЩО ВІДПОВІДАЄ ЗА ПРОЦЕСИ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО ГАЗУ**

#### **1.1 Зміст і специфіка професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу**

Рециркуляція попутного нафтового газу (ПНГ) є складовою сучасних технологічних процесів на підприємствах нафтогазовидобувної галузі, оскільки вона забезпечує раціональне використання енергоресурсів, підвищення економічної ефективності свердловинної продукції та зменшення шкідливих викидів в атмосферу. Забезпечення стабільного функціонування системи рециркуляції потребує фахової підготовки інженерного складу експлуатаційної служби, який здійснює контроль, аналіз, технічне обслуговування та управління технологічними процесами. Їхня діяльність має комплексний характер, поєднуючи технічні, аналітичні, організаційні та безпекові функції.

Професійна діяльність інженерів охоплює роботу з високотехнологічним обладнанням, використання спеціалізованих систем автоматизації, аналіз параметрів технологічного процесу, виявлення відхилень та запобігання аварійним ситуаціям. У зв'язку з цим інженери повинні володіти широким колом компетентностей — від знання фізико-технічних основ транспортування та переробки газу до уміння працювати з діагностичними комплексами та приймати оперативні рішення у нестандартних ситуаціях.

Діяльність інженерного персоналу визначається завданнями щодо забезпечення безперервності та ефективності технологічного процесу. Основні функції включають:

1. Організація та контроль роботи технологічного обладнання. Інженер оцінює працездатність компресорних установок, сепараторів, теплообмінників, запірної арматури, систем очищення та осушення газу. Його завдання — забезпечити оптимальні режими роботи, своєчасне технічне обслуговування, планові та позапланові ремонти.

2. Забезпечення безпеки технологічного процесу. ПНГ має складний компонентний склад, може містити сірководень, вуглеводні різної групи, інертні гази та механічні домішки. Робота з таким середовищем потребує суворого дотримання техніки безпеки та знання принципів роботи газоаналізаторів, систем аварійного зупину, вентиляційних та протипожежних засобів.

3. Аналіз технологічних показників. Інженер займається збором, обробкою та аналізом даних щодо тиску, температури, вологості, хімічного складу, витрати газу, ефективності його рециркуляції. Важливо не лише фіксувати параметри, а й оцінювати їхню відповідність нормативам та технологічним регламентам.

4. Планування та прогнозування режимів роботи. У завдання інженера входить прогнозування можливих коливань технологічного процесу залежно від дебіту свердловини, особливостей продукції, сезонних факторів, технічного стану обладнання та інших чинників.

5. Ведення технічної документації. Фахівці забезпечують заповнення журналів, формування звітів, ведення паспортів обладнання, фіксацію технічного стану та змін у технологічному процесі.

Загалом інженери виконують функції, пов'язані з технологічним управлінням і забезпеченням цілісності газової інфраструктури, що потребує високої відповідальності та професійної підготовки.

Система рециркуляції включає безліч взаємопов'язаних елементів, тому контроль технологічних параметрів є одним з ключових аспектів роботи інженерного складу. До основних особливостей контролю належать:

1. Багатопараметричність процесу. Необхідно одночасно контролювати десятки параметрів: тиск, температуру, густину, вологість, дебіт газу, ступінь збагачення, швидкість потоку тощо. Відхилення будь-якого з цих показників може свідчити про початок аварійної ситуації.

2. Використання автоматизованих систем. Супервізорні системи, SCADA, датчики контролю, газоаналізатори та системи телеметрії забезпечують оперативність отримання даних. Проте інженер повинен уміти інтерпретувати ці дані, визначати їхню достовірність і співставляти з фактичним станом обладнання.

3. Регулярна діагностика устаткування Обладнання рециркуляції працює у складних умовах — високих тисках, при значних температурних коливаннях і взаємодії з корозійно-активними компонентами газу. Це зумовлює необхідність проведення:

- вібраційної діагностики компресорів;
- контролю корозійного стану трубопроводів;
- перевірки цілісності ущільнень, прокладок і з'єднань;
- аналізу залишкового ресурсу обладнання.

4. Превентивний контроль. Ефективна діагностика передбачає прогнозування ймовірних відмов, аналіз тенденцій у роботі обладнання та своєчасне планування ремонтів. Це запобігає аваріям та небажаним зупинкам технологічного процесу.

Управління рециркуляцією попутного газу потребує оперативних рішень, зумовлених зміною режимів роботи свердловин і технологічного устаткування. Інженер здійснює постійний моніторинг параметрів, аналізує отримані дані та приймає рішення щодо оптимізації процесу.

1. Моніторинг режимів роботи. Спеціаліст відстежує роботу системи за допомогою засобів автоматичного контролю та безпосередніх вимірювань.

Важливим є визначення стабільності процесу, виявлення коливань та встановлення причин відхилень.

2. Управління режимами рециркуляції. Інженер забезпечує:

- коригування тиску в системі;
- регулювання витрати газу;
- керування роботою компресорів;
- переналаштування окремих елементів системи залежно від

технологічних вимог.

Такі дії потребують глибоких знань технічних характеристик обладнання, а також умінь оцінювати систему як єдиний комплекс.

3. Реагування на відхилення та нештатні ситуації. При виявленні аномальних параметрів інженер аналізує можливі причини: падіння тиску, утворення гідратів, перенавантаження компресора, підвищення концентрації небезпечних компонентів тощо. Його завдання — швидко прийняти рішення щодо стабілізації системи.

Оперативна діяльність є критично важливою, адже навіть незначні збої можуть призвести до порушення роботи свердловинного обладнання, втрат продукції та підвищення ризиків аварій.

Робоче середовище інженерів експлуатаційної служби характеризується значною кількістю ризиків, зумовлених фізичними, хімічними та технологічними факторами.

1. Технічні ризики: робота з обладнанням під високим тиском; можливість розгерметизації системи; ризик аварійної зупинки компресорів; вплив корозійних процесів.

2. Хімічні ризики: ПНГ може містити сірководень, метан, пропан, бутан та інші компоненти, небезпечні для здоров'я і вибухонебезпечні. Це вимагає застосування засобів індивідуального захисту та постійного контролю повітря робочої зони.

3. Вплив кліматичних і виробничих факторів: інженери працюють у середовищі з перепадами температур, шумом, вібрацією, а також виконують роботи в умовах обмеженого простору та підвищеної напруженості.

4. Нормативні вимоги. Їхня робота регулюється: галузевими стандартами безпеки, нормами технічної експлуатації, правилами охорони праці, вимогами екологічної безпеки.

Дотримання цих норм є обов'язковою умовою функціонування системи рециркуляції та безпеки персоналу.

Професійна діяльність інженерів експлуатаційної служби, які відповідають за процеси рециркуляції попутного газу, має комплексний і багатопрофільний характер. Вона поєднує технічні знання, аналітичні вміння, навички роботи з автоматизованими системами, компетентності управління ризиками та дотримання норм промислової безпеки.

Специфіка їхньої діяльності полягає в необхідності забезпечити стабільність технологічного процесу в умовах постійної зміни технологічних параметрів та впливу зовнішніх факторів. Високий рівень відповідальності, оперативність прийняття рішень та готовність працювати в умовах підвищеної небезпеки визначають ключові вимоги до професійної підготовки інженерного складу.

### **1.2.Вимоги до професійних компетентностей фахівців, які здійснюють аналіз ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного газу**

Професійна діяльність інженерів-аналітиків, які забезпечують ефективність процесів рециркуляції попутного нафтового газу (ПНГ), вимагає сукупності знань, умінь і навичок, що охоплюють як технічні, так і аналітичні, управлінські та безпекові аспекти роботи. Сучасні виробничі підприємства висувають підвищені вимоги до рівня кваліфікації фахівців, оскільки технологічні процеси є складними, багатокомпонентними та пов'язаними з

підвищеними ризиками для обладнання, персоналу та навколишнього середовища. Тому система професійної підготовки інженерного складу повинна забезпечувати формування комплексу компетентностей, необхідних для підтримання стабільності, енергоефективності та безпечності технологічного процесу рециркуляції ПНГ.

У даному розділі систематизовано ключові компетентності, які визначають професійний профіль фахівця відповідно до сучасних професійних стандартів, технічних регламентів і практичних вимог нафтогазової галузі.

1. Технічні компетентності є основою професійної діяльності інженера експлуатаційної служби. Вони охоплюють здатність працювати з технологічними системами, розуміти їхню будову, принципи дії та взаємозв'язки між окремими елементами. До них належать:

1.1. Знання обладнання системи рециркуляції ПНГ. Фахівець повинен володіти інформацією про конструктивні особливості: компресорних агрегатів високого тиску; сепараційних та осушувальних установок; теплообмінного обладнання; трубопровідних систем; запірно-регулюючої арматури; систем автоматичного контролю та керування.

2. Знання технічних характеристик обладнання дозволяє інженеру правильно налаштовувати режими роботи, проводити оцінку працездатності та своєчасно виявляти потенційні загрози.

2.1. Розуміння технологічних схем. Кваліфікований інженер повинен орієнтуватися в технологічних схемах рециркуляції попутного газу, а саме: послідовності технологічних операцій; логіці руху газу в системі; ролі кожного елемента схеми; залежностях між технологічними параметрами.

Це дозволяє правильно оцінювати роботу системи в цілому, а не окремих її вузлів.

2.2. Здатність працювати з технологічними параметрами і регулюванням. Фахівець повинен розуміти принципи: регулювання тиску та температури; контролю вологості й домішок; керування продуктивністю

компресорів; підтримання стабільних режимів подачі газу; компенсації коливань технологічного навантаження.

Ці компетентності забезпечують можливість оперативно реагувати на зміни стану обладнання та приймати обґрунтовані рішення.

3. Аналітичні та прогностичні компетентності для оцінювання ефективності технологічного процесу. В умовах автоматизації та впровадження цифрових технологій аналітичні компетентності набувають принципового значення. Інженер повинен уміти не просто збирати інформацію, а й глибоко її аналізувати, робити висновки та моделювати можливі сценарії розвитку ситуацій.

3.1. Здатність до технічного аналізу даних. До основних умінь належать: аналіз динаміки технологічних показників; визначення причин відхилень параметрів; інтерпретація результатів роботи датчиків і аналітичних приладів; співставлення фактичних значень параметрів з нормативними.

3.2. Прогностичні компетентності. Фахівець повинен уміти: прогнозувати розвиток технологічного процесу; оцінювати можливі наслідки відхилень параметрів; виявляти тенденції зміни характеристик обладнання; робити висновки щодо залишкового ресурсу системи.

Прогнозування дозволяє запобігати аваріям, уникати простоїв та оптимізувати роботу установки.

4. Компетентності у сфері аналітичного моделювання. Інженер повинен володіти: основами математичного моделювання; методами розрахунку режимів роботи компресорів і трубопроводів; навичками використання спеціалізованого програмного забезпечення (SIMSCAPE, HYSYS, Pipesim, SCADA-модулі аналітики тощо).

Ці вміння формують підґрунтя для прийняття обґрунтованих управлінських рішень.

5. Компетентності у сфері промислової безпеки та управління ризиками. Робота з ПНГ усіх стадій потребує глибоких знань у галузі безпеки та ризик-менеджменту. Система рециркуляції характеризується наявністю

вибухонебезпечного середовища, високого тиску, вмістом токсичних газів, тому компетентності у сфері безпеки мають першочергове значення.

5.1. Знання нормативних документів і стандартів безпеки. Інженер повинен орієнтуватися в: правилах безпечної експлуатації систем газопостачання; нормативних документах щодо роботи з небезпечними речовинами; стандартах промислової та пожежної безпеки; екологічних нормах і вимогах щодо викидів.

Це забезпечує відповідальне ставлення до організації роботи та дотримання вимог законодавства.

5.2. Компетентності у сфері ризик-менеджменту. Інженер повинен уміти: оцінювати потенційні ризики для обладнання та персоналу; виявляти небезпечні відхилення; аналізувати причини інцидентів; розробляти заходи щодо попередження аварій.

Знання методів ризик-аналізу (HAZOP, What-if, FMEA) є важливим елементом цієї компетентності.

5.3. Навички аварійного реагування. Інженер повинен володіти: алгоритмами реагування на аварійні ситуації; навичками роботи з аварійним обладнанням; умінням координувати дії персоналу під час загрози; навичками застосування засобів індивідуального захисту.

Такі компетентності гарантують безпеку виробничого процесу та зменшують рівень аварійності.

6. Комунікативні, управлінські та цифрові компетентності інженера-аналітика. Сучасний інженер працює не лише з обладнанням, але й в команді, у взаємодії з іншими фахівцями та інформаційними системами. Тому важливими є так звані «м'які» компетентності та цифрові навички.

6.1. Комунікативні компетентності. Фахівець повинен уміти: вести технічну документацію; аргументувати пропозиції щодо оптимізації технологічного процесу; працювати в команді з операторами, диспетчерами, ремонтним персоналом; передавати інформацію у зрозумілому та структурованому вигляді.

Комунікація є критично важливою в ситуаціях, що потребують швидкого та злагодженого реагування.

6.2. Управлінські компетентності. Інженер має виконувати функції: планування обслуговування обладнання; організації роботи зміни або окремої ділянки; контролю виконання технологічних регламентів; прийняття рішень у нестандартних умовах.

Управління технологічним процесом передбачає стратегічне мислення та відповідальність.

7. Цифрові компетентності. Фахівець повинен володіти: навичками роботи з SCADA-системами; умінням аналізувати дані у цифрових сервісах; використанням програм для моделювання технологічних процесів; основами кібербезпеки технологічних систем; знанням принципів роботи цифрових датчиків і польових пристроїв.

Цифровізація виробництва вимагає від інженерів постійного вдосконалення цифрових навичок.

Узагальнюючи перелік вимог, можна виділити основні групи компетентностей, які формують професійний стандарт спеціаліста.

Технічні компетентності: знання обладнання, технічних характеристик і принципів роботи; уміння працювати з технологічними схемами; здатність регулювати параметри процесу.

Аналітичні компетентності: аналіз і оцінювання даних; прогнозування розвитку технологічного процесу; моделювання режимів роботи.

Безпекові компетентності: дотримання вимог промислової та екологічної безпеки; управління ризиками; готовність до дій в аварійних ситуаціях.

Комунікативно-управлінські компетентності: організація роботи персоналу; технічна комунікація; ухвалення рішень у критичних ситуаціях.

Цифрові компетентності: цифрова аналітика; керування автоматизованими системами; робота з цифровими технологічними платформами.

Ці компетентності створюють єдину систему професійних вимог, що визначають готовність інженера до якісного аналізу та забезпечення ефективності процесів рециркуляції попутного газу. Вони повинні стати основою змісту програм професійної підготовки та підвищення кваліфікації відповідного персоналу.

### **Висновки до розділу 1**

У результаті проведеного аналізу змісту професійної діяльності інженерів експлуатаційної служби та визначення вимог до їхніх компетентностей можна сформулювати такі узагальнені висновки.

По-перше, професійна діяльність інженерного персоналу, відповідального за процеси рециркуляції попутного нафтового газу (ПНГ), має комплексний і високотехнологічний характер. Вона поєднує технічну експлуатацію обладнання, аналітичний супровід технологічних процесів, контроль виробничих ризиків та дотримання нормативних вимог, що діють у нафтогазовій галузі. Специфіка роботи інженера полягає у необхідності постійного моніторингу параметрів рециркуляції, забезпеченні стабільності режимів та своєчасному реагуванні на можливі відхилення, які можуть впливати як на ефективність виробництва, так і на безпеку об'єкта.

По-друге, функціональні обов'язки інженерів експлуатаційної служби охоплюють організацію, контроль і оптимізацію технологічного процесу, який включає компримування, транспортування, очищення та повернення ПНГ у систему. Така діяльність вимагає глибоких технічних знань обладнання, розуміння його взаємодії в загальній технологічній схемі, а також уміння використовувати сучасні цифрові засоби контролю.

По-третє, здійснення професійних функцій у сфері рециркуляції ПНГ визначається підвищеним рівнем технологічних і виробничих ризиків. Тому інженери повинні володіти компетентностями у сфері промислової безпеки, технічної діагностики, управління аварійними ситуаціями та мінімізації

ризиків. Важливим елементом є здатність оцінювати небезпечні фактори, розробляти заходи запобігання інцидентам, дотримуватися чинних нормативів і стандартів.

По-четверте, сучасне виробництво висуває підвищені вимоги до розвитку аналітичних, прогностичних та цифрових компетентностей інженера. Ефективний аналіз процесу рециркуляції ПНГ передбачає роботу з великими масивами виробничої інформації, використання методів техніко-економічної оцінки, моделювання режимів, аналізу трендів, цифрових систем моніторингу. Це підтверджує потребу у формуванні інтегрованих компетентностей, що поєднують технічні, математичні та інформаційні знання.

По-п'яте, результати дослідження засвідчили важливість комунікативних та управлінських компетентностей. Інженер-аналітик виконує координаційну функцію між різними виробничими підрозділами, бере участь у плануванні робіт, організації технічного обслуговування, підготовці звітності, що потребує ефективної взаємодії, чіткого формування технічної інформації та навичок командної роботи.

Систематизація вимог до професійних компетентностей дозволила виокремити їх у кілька ключових груп:

- технічні компетентності, пов'язані з експлуатацією обладнання та технологічних схем рециркуляції;
- аналітичні та прогностичні компетентності, необхідні для оцінювання ефективності й оптимізації технологічного процесу;
- компетентності у сфері промислової безпеки та ризик-менеджменту;
- комунікативні, управлінські та цифрові компетентності, що забезпечують організацію та інтелектуальний супровід виробничих процесів.

Узагальнюючи, можна стверджувати, що ефективність роботи інженерного складу експлуатаційної служби безпосередньо залежить від рівня сформованості комплексу професійних компетентностей, які охоплюють як технічну, так і аналітичну, організаційну та безпекову складові. Це підкреслює

необхідність вдосконалення системи їх професійної підготовки, орієнтованої на сучасні вимоги нафтогазового виробництва, розвиток цифрових технологій та підвищення стандартів промислової безпеки.

## РОЗДІЛ 2

### ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ

#### 2.1 Проблема розробки родовищ з високим газовим чинником

##### 2.1.1 Аналіз ключових понять про газовий фактор

При експлуатації нафтогазоконденсатних (НГК) родовищ з нафти, що піднімається на денну поверхню, виділяється газ. Попутний нафтовий газ (ПНГ) – газоподібна суміш вуглеводневих та неуглеводневих компонентів, видобувається спільно з нафтою через нафтові свердловини і виділяється з нафти у процесі її промислової підготовки. Кількість газу, що виділився, характеризують газовим фактором (ГФ). Для найбільш правильного визначення слід скористатися «інструкцією щодо визначення газових факторів та кількості розчиненого газу, що видобувається разом з нафтою з надр».

Варто розрізняти два різні поняття газовмісту пластової нафти та промислового газового фактора.

Газовміст (газонасиченість) пластової нафти – це обсяг газу, розчиненого у пластовій нафті.

Газовміст пластової нафти визначають за такою формулою:

$$G = V_{\text{Г}}/V_{\text{пл.н}} \quad (2.1)$$

де  $V_{\text{Г}}$  - обсяг газу,  $V_{\text{пл.н}}$  - обсяг пластової нафти.

Газовміст пластової нафти виражають в  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Газовміст пластових нафт може досягати 300-500  $\text{м}^3/\text{м}^3$  і більше, нормальне його значення більшості нафт - 30-100  $\text{м}^3/\text{м}^3$ . Також відомо велике число нафт з газомісткою не вище 8-10  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Промисловим газовим фактором називається кількість видобутого газу у  $\text{м}^3$ , що припадає на  $1 \text{ м}^3$  (т) дегазованої нафти. Він визначається за даних про видобуток нафти та попутного газу за певний відрізок часу.

Існує кілька типів ГФ:

- початковий газовий фактор,
- ГФ, що визначається за місяць з моменту запуску свердловини;
- поточний газовий фактор, - ГФ, який визначається за певний інтервал часу;
- середній газовий фактор на відміну від поточного визначається з моменту початку розробки до певного проміжку часу.

Залежно від складу пластової нафти, її газотримання та фактичних умов розробки газовий фактор може змінюватися в дуже широкому діапазоні.

Одним з важливих параметрів, що вимагає пильної уваги з сторони розробників є тиск насичення. Це величина, при досягненні якої починається виділення газу у вільну від рідини фазу. Параметр залежить від складу флюїду та від температури покладу. Тиск насичення може бути рівним пластовому, бути меншим або більше за нього. Останній випадок спостерігається у момент початку розробки поклади, коли просадка пластового тиску мінімальна. У міру розробки поклади воно падає, і в результаті зниження нижче тиску насичення нафти стає недонасиченим газом. Відбувається активне його виділення у вільну фазу, що ускладнює розробку загалом. Різниця між пластовим і тиском насичення може досягати десятків МПа, як і сам тиск насичення, наприклад, проби, відібрані на різних ділянках Шебелинського родовища характеризуються тиском насичення від 8 до 9,4 МПа. Це пов'язано зі зміною за площею властивостей нафти і газу, а також залежить від обводненості продукції.

Ще один важливий при розробці параметр – розчинність газу. Цей параметр характеризує кількість газу, яка може бути розчинена в пластовій нафти при певному тиску та температурі. Для визначення розчинності газу застосовується спеціальне лабораторне обладнання, яке здійснює процес

дегазування пластової проби нафти з пластового тиску до атмосферного. Розрізняють два типи дегазування: контактний та диференціальний.

При контактному процесі розгазування газ, що виділився залишається над поверхнею нафти і взаємодіє з нею, а при диференціальному розгазуванні весь газ, що виділився безперервно відводиться з системи.

Що стосується диференціального розгазування нафти залишається більше газу, ніж за контактному методі, через те, що першим із нафти виділяється метан, що займає найбільшу частку у всьому розчиненому газі. Таким чином, збільшується частка важких фракцій, що веде до збільшення розчинності.

Для якісного аналізу найчастіше застосовують контактний метод, він найбільш схожий із промисловими умовами підготовки продукції на промислі.

Для ефективної утилізації попутного нафтового газу найчастіше використовуються такі способи:

- поділ на компоненти, більшу частину яких становить сухий газ (метан із вмістом етану до 10%). Інша частина називається широкою фракцією легких вуглеводнів – суміш вуглеводнів  $C_2-C_8$ . Їх вміст не має перевищувати 1%. Саме ця суміш є сировиною для нафтохімії.

- використання як паливо для енергоустановок. Дозволяє підприємству економити на електроенергії та не залежати від зовнішніх ресурсів.

- нагнітання назад у пласт. Таке використання називається сайклінг процесом і дозволяє підвищувати нафтовіддачу пласта.

При підрахунку запасів нафти і газу об'єкта розробки необхідно визначати: газовий фактор і кількість розчиненого газу як щодо газу в цілому, так і окремих частин.

Перспективний ГФ та значення кількості газу, що видобувається, при застосуванні спеціальних методів на пласт беруться зі складених проектів розробки. Регулярність вимірювання ГФ визначається керівництвом нафтогазовидобувного підприємства та проводиться згідно з затвердженого плану-графіку.

Спираючись на Наказ № 20 Міненерговугілля України від 21.01.2013 для збільшення точності обліку попутного нафтового газу та скорочення його втрат було створено вимогу, за якої визначення газового фактора поділялося на об'єкти:

- окремі свердловини;
- групи свердловин, що експлуатують один об'єкт розробки (кущовий майданчик);
- окремі ступені сепараційних систем промислових об'єктів.

Визначення газового фактору проводиться різними методами, залежно від умов експлуатації свердловин:

- за допомогою ГЗУ типу «Супутник» та «Озна-VX»
- безпосереднім виміром кількості газу та нафти на ПЗП;
- дослідженням глибинних проб нафти. Лабораторні умови розгазування мають відповідати промисловим тискам та температур сепарації різних ступенів;
- за допомогою констант фазової рівноваги та методу матеріального балансу;
- порівнянням компонентних складів проб нафти та газу за ступенями сепарації;
- дослідженням рекомбінованих проб нафти та газу.

Дослідження на компонентний склад та кількісне визначення ГФ проводяться на опорних свердловинах та за результатами дослідження відбувається порівняння отриманих даних із показниками всього технологічного ланцюжка, аж до підприємства в цілому. Частота таких вимірів регулюється керівництвом нафтогазовидобувного підприємства.

### **2.1.2 Причини утворення підвищеного газового фактора**

Однією з причин є обводненість. Останнім часом актуальна проблема проблеми промислового газового чинника з його проектними значеннями. За

статистикою було виявлено, що на більшості таких родовищ застосовується режим активного заводнення при  $P_{пл} > P_{нас}$ . (рис. 2.1) [6].

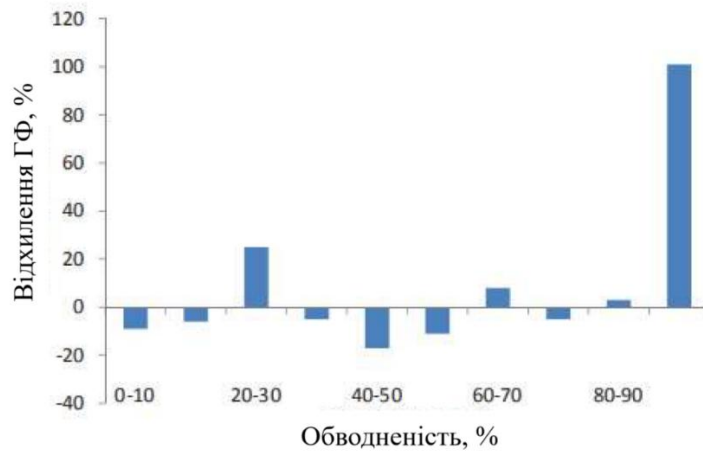


Рис. 2.1 Відхилення проектного ГФ зі зростанням обводненості

Лабораторні дослідження показують, що зростання ГФ пропорційне зростання обводненості свердловинної продукції. За рахунок дифузії та абсорбції пластова вода здатна насичуватися легкими вуглеводневими компонентами: метан, етан, пропан, азот, вуглекислий газ. Внаслідок втрати даних компонентів нафта дегазується, її щільність та в'язкість можуть збільшуватися до 10-20 кг/м<sup>3</sup> та 30% відповідно. Ефект здатний торкатися не видобувні частини запасів, через це проектний газовий фактор здатний зрости.

Зростання обводненості позначається не тільки на зростанні ГФ, але і на термодинамічні умови підготовки нафти. [6]

Вплив обводненості на температуру рідини на гирлі:

- при збільшенні дебіту рідини (за рахунок системи ППТ) скорочується час теплообміну рідини зі стінками свердловини, отже, знижується її охолодження у процесі підйому;

- підвищується середня теплопровідність за рахунок зростання обводненості продукції ( $C_{води} = 2 \cdot C_{нафти}$ ).

- при зниженні динамічного рівня, газ у затрубному просторі перешкоджає теплообміну із породою.

Згідно з розрахунками, зниження температури на 5 градусів тягне за собою зниження газового чинника на 2,7%, а за 10 градусів – на 5,6 %.

Підвищений газовий фактор спостерігають при розробці НГК родовищ з газовою шапкою.

Для Шебелинського НГК родовища характерно високий тиск насичення нафти - 21,19 МПа. Такий високий тиск обумовлюється високим вмістом легких фракцій ВВ у пластовій рідині, тому в більшості випадків на таких родовищах є газова шапка.

Газова шапка - простір, в якому відбувається скупчення вільного газу над покладом із нафтою. На відміну від газового покладу, газ газової шапки може містити важкі ВВ. Їх вміст може сягати 35-40%.

У таких покладах доцільно спочатку добувати нафту, через те що газова шапка сприяє витісненню нафти, та був і сам газ. Газові шапки можуть виникнути і в процесі розробки покладу внаслідок зниження пластового тиску.

Однією із проблем розробки покладу з газовою шапкою є контроль вибійного тиску свердловин. При зниженні вибійного тиску нижче тиску насичення відбувається інтенсивне виділення газу з нафти, що позначається на коефіцієнті продуктивності пласта.

Виходячи з вищесказаного, слідує інша проблема – проблема випаровування легких вуглеводнів при  $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ . Така нафта переходить у залишкову, а залишкова нафта стає більш в'язкою внаслідок випаровування легких фракцій, що катастрофічно позначається на нафтовіддачі.

Є необхідним ретельний контроль над вибійним тиском через те, що при високому газовмісті виявляється низьким мінімальний вибійний тиск фонтанування, і як тільки припиняється робота систем ППТ, так вибійний тиск різко починає падати, що призводить до катастрофічного зниження коефіцієнта продуктивності.

До переваг розробки родовища даним методом можна віднести той випадок, коли забезпечується своєчасне впровадження газового заводнення, коли перед водою, що нагнітається, створюється широкий газовий прошарок,

що в сукупності забезпечує високий коефіцієнт охоплення, а так само високий коефіцієнт нафтовіддачі пласта.

## **2.2 Методика дослідження і методи обробки результатів вимірювання газового фактору**

### **2.2.1 Визначення ГФ за допомогою ГЗУ**

Найбільш простим та оперативним методом визначення газового фактора є групова вимірювальна установка, до складу якої входить газосепаратор. Продукція свердловин одного куща надходить у перемикач багатолодової свердловин, за допомогою якого вибирається одна свердловина, флюїд якої далі надходить в сепаратор. Продукція інших свердловин надходить у загальний трубопровід. У газосепаратор відбувається відділення газу від нафти. Газ, що відокремився, через датчик витрати газу надходить в загальний трубопровід, а рідина накопичується в нижній ємності сепаратора. За допомогою регулятора витрати та заслінки, з'єднаної з поплавцевим рівнеміром, створюється циркуляція нафти через лічильник з постійними швидкостями, що дозволяє оцінювати дебіт у широкому діапазоні. Далі виходячи з визначення проводиться розрахунок ГФ: показання датчика витрати газу поділяються на тонну дегазованої нафти.

### **2.2.2 Визначення ГФ на пересувних вимірних-сепараційних установках**

Поряд із сепараторами ДЗП спостерігається висока ефективність застосування пересувних сепараційних установок Дані установки працюють за принципом гідроциклонних сепараторів та монтуються на автопричепі. Для відокремлення газу від нафти використовується відцентрова сила, що виникає на гідроциклоні, а поділ їх у ємності відбувається за принципом гравітаційного поділу фаз.

### 2.2.3 Дослідження глибинних проб нафти

Специфіка дослідження глибинних проб за умов, коли вибійний тиск нижче тиску насичення, а також обводненості продукції більше 10%, полягає у вимірі продукції свердловини на першому ступені сепарації, на відміну від ситуації, коли обводненість становить менше 10% і  $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ , у разі, продукція досліджується на кожному ступені сепарації.

Загалом для відповідності режимам сепарації на промислах, використовується ступінчаста сепарація, що відповідає прийнятій системі нафтогазозбирання, тобто кожен ступінь дегазації відповідає кожному щаблі сепарації на промислі, а в останньому ступені, тиск дорівнює атмосферному.

Дослідження нафти при  $P_{\text{заб}}$  і обводненості більше 10% відбувається наступним чином:

1. Проводиться вимірювання кількості газу та кількості рідини, що надходять у сепаратор;
2. Відбувається відбір проб нафти та газу;
3. Проводять дегазацію відібраної проби та за результатами її досліджень визначають об'ємний коефіцієнт і щільність при температурі, відповідної температури сепаратора.
4. Також досліджується проба газу, визначається її щільність та склад.

Порядок визначення газового фактора при газліфтному способі залишається таким самим, але крім аналізу проб першого ступеня сепарації, враховується газ, поданий ззовні, проводиться аналіз газу компонентами.

### 2.2.4 Визначення ГФ з використанням методу матеріального балансу та констант фазової рівноваги

При розрахунку газового фактора даним методом необхідно знати початкові умови, а саме: константи фазової рівноваги за заданих умов кожного компонента вуглеводневої суміші, компонентний склад суміші, молярний склад пластової рідини, пластовий тиск і температуру. Шляхом виконання

ряду математичних операцій, виходячи з вихідних даних, можна дізнатися кількість кожного компонента по рідкій та газовій фазі, отже, і газовий фактор.

### **2.2.5 Порівняння компонентних складів проб нафти та газу по ступеням сепарації**

Щоб застосувати даний метод, необхідно знати або розрахувати компонентний склад сепарованої нафти. З використанням даних про компонентний склад газу при відомих термобаричних умовах на ступенях сепарації після сепарації другого ступеня визначаються молярні маси газу і нафти, що залишилася, а також газовий фактор і щільність сепарованої нафти.

Розглянемо особливості технології сепарації нафти з високим газовим фактором.

Сепарацією нафти називають розгазування нафти при певних тисках і температурах, регулюючи які можна досягти найбільш повного та якісного відокремлення нафти від води та газових фракцій.

Метою відокремлення нафти від води та газу є:

- видобуток попутного нафтового газу, використання якого можливе як хімічна сировина або паливо.
- зменшення змішування нафтогазового потоку (суміш стає більш однорідною) за рахунок цього зменшується гідравлічний опір;
- зменшення піноутворення;
- зменшення стрибків тиску в трубопроводах при транспортуванні нафти від сепараторів АГЗУ до встановлення підготовки нафти (УПН).

Різновиди нафтогазових сепараторів:

1. за призначенням сепаратори поділяють на:

- вимірні,
- сепаруючі;

2. за геометричною формою:

- циліндричні,

- сферичні;

3. за розташуванням сепаратори бувають:

- вертикальні,
- горизонтальні
- похилі;

4. характером основних діючих сил:

- гравітаційні,
- відцентрові,
- інерційні,
- ультразвукові та ін;

5. за технологічним призначенням:

- двофазні – для поділу потоку на рідину та газ;
- трифазні – можуть відокремлювати воду на відміну від 2-х фазних;
- сепаратори першого ступеня – застосовуються з використанням тиску

першого ступеня сепарації та розраховані на максимальну кількість газу у потоці;

- кінцеві сепаратори – використовуються на заключному етапі підготовки нафти з використанням мінімального тиску перед подачею її в товарні резервуари.

- сепаратори-дільники потоку – необхідні при розподілі потоку на однакові маси.

6. по робочому тиску:

- сепарація з низьким тиском – до 0,6 МПа;
- середнім тиском: від 2,5 МПа до 4 МПа;
- сепаратори високого тиску – понад 4 МПа;
- вакуумна сепарація – використовується з  $P_{\text{сеп}} < P_{\text{атм}}$ .

## 2.3 Технологія підготовки продукції нафтових свердловин з високим газовим фактором

Піднята на поверхню нафта потрапляє до системи збору, а потім до підготовки свердловинної продукції. Система збору та підготовки – складний комплекс технологічних рішень, завданнями якого є внутрішньопромисловий транспорт та доведення сировини до товарних кондицій.

Система складається з багатьох трубопроводів, апаратом, сепараторів, резервуарів, ЗРА, а розробляється система проектним інститутом. Свердловинна продукція складається з безлічі побічних небажаних сумішей: вода, домішки, газ. Завдання системи підготовки полягає у видаленні даних сумішей із продукції, тому важливим етапом підготовки є сепарація, тобто. поділ нафти, газу та води один від одного, а також доведення відсепарованої нафти до товарних кондицій. Принципову схему підготовки свердловинної продукції показано на рис. 2.2.

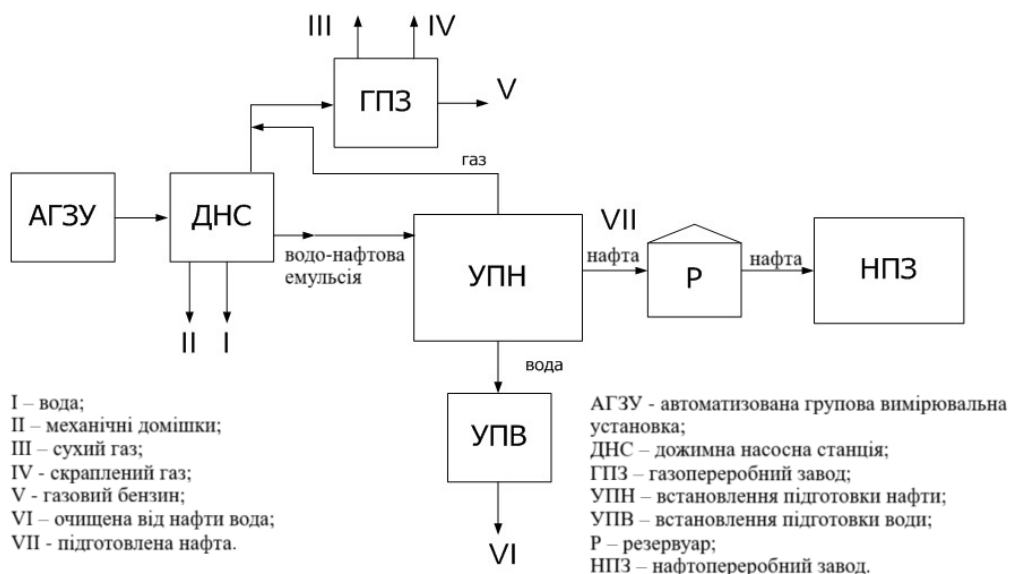


Рис. 2.2 Принципова схема підготовки свердловинної продукції, [4]

### 2.3.1 Сепарація рідини

Промислова підготовка нафти, зазвичай, відбувається у кілька сьупенівів сепарації. На кожному ступені можуть використовуватися різні типи сепараторів, наприклад: відцентрові або гравітаційні, горизонтальні, вертикальні, сферичні. Для попередження, руйнування емульсії, підвищення ефективності сепарації, захисту від корозії та гідратів у потік можуть додаватися різні реагенти: деемульгатори, інгібітори корозії, метанол. Також велике практичне застосування має підігрів продукції.

Одним із головних етапів підготовки продукції є сепарація.

Тиск насиченої пари товарної продукції регулюється ГОСТом, тому необхідно стежити за кожним з етапів сепарації. Її метою є:

- видобуток ПНГ для використання як паливо для енергоустановок, або як хімічна сировина;
- зменшення змішування нафтогазового потоку;
- зменшення піноутворення;
- зменшення стрибків тиску в трубопроводах.

При виборі кількості ступенів сепарації враховують фізико-хімічні властивості пластової нафти, і навіть техніко-економічні показники для кожного конкретного випадку.

Під ступенем сепарації мають на увазі поділ потоку на газу і нафту. Ступінь характеризується своїм тиском та температурою. Спочатку потік сепарують під великим тиском, де виділяється основна частина газу, а наступні ступені характеризуються нижчим тиском, що дозволяє поетапно дегазувати нафту, [6].

Сепарація рідини може відбуватися на таких вузлах підготовки нафти як: АГЗУ, ДНС, УПСВ, а також в окремих сепараторах.

2.3.1.1 Сепарація в АГЗУ. Установа призначена для автоматичного виміру дебіту нафтових свердловин по рідині та газу. Поставляється у складі технологічного блоку та автоматики, показано на рис. 2.3.

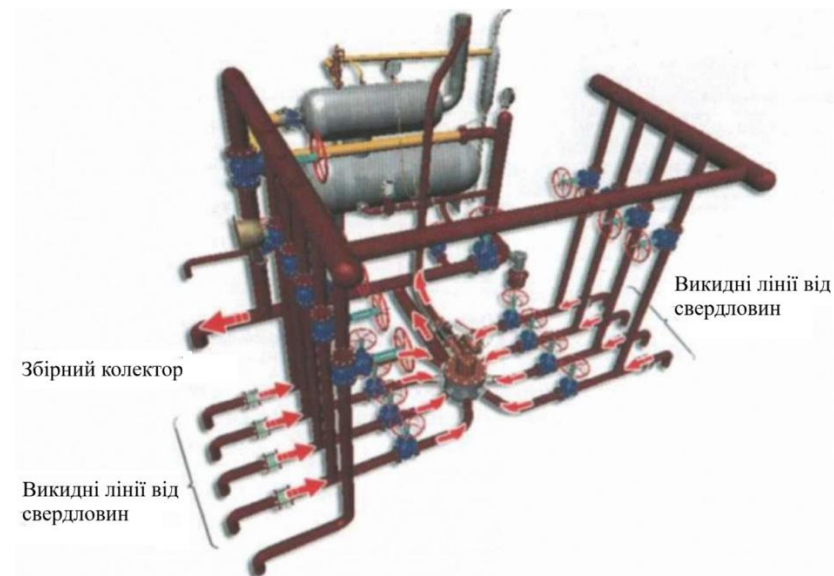


Рис. 2.3 Напрямок руху свердловинної продукції до АГЗУ «Супутник», [7]

Продукція свердловин трубопроводами, підключеними до встановлення, надходить у перемикач свердловин багатолодової ПСМ. За допомогою ПСМ продукція однієї з свердловин йде до сепаратора, а продукція інших свердловин йде до збірного колектора. У сепараторі відбувається відокремлення газу від рідини. Газ, що виділився, надходить у збірний колектор, а рідина накопичується у нижній ємності сепаратора.

За допомогою регулятора витрати та заслінки, з'єднаної з поплавковим рівнеміром, забезпечується циклічне проходження накопиченої рідини через лічильник з постійними швидкостями, що забезпечує вимірювання дебіту свердловин у широкому діапазоні.

На родовищах практикують застосування суміжних вимірювальних установок типу «Озна-VX», що ґрунтуються на комбінації труби Вентурі та гамма-вимірювача фракцій. У потоці виникає перепад тиску, що дозволяє вимірювати повну масову та об'ємну витрату потоку, а гамма-вимірювач фракцій надає дані про співвідношення фракцій нафти, газу та води.

Переваги даної технології над класичними сепараторами полягає в його компактності, точності вимірювань та діапазоні робочих температур.

2.3.1.2 Сепарація у ДНС. Дотискувальна насосна станція (ДНС) – технологічна частина системи збору, призначена для збору, сепарації, зневоднення, обліку та подальшого транспортування нафти та газу на промислах (рис. 2.4).

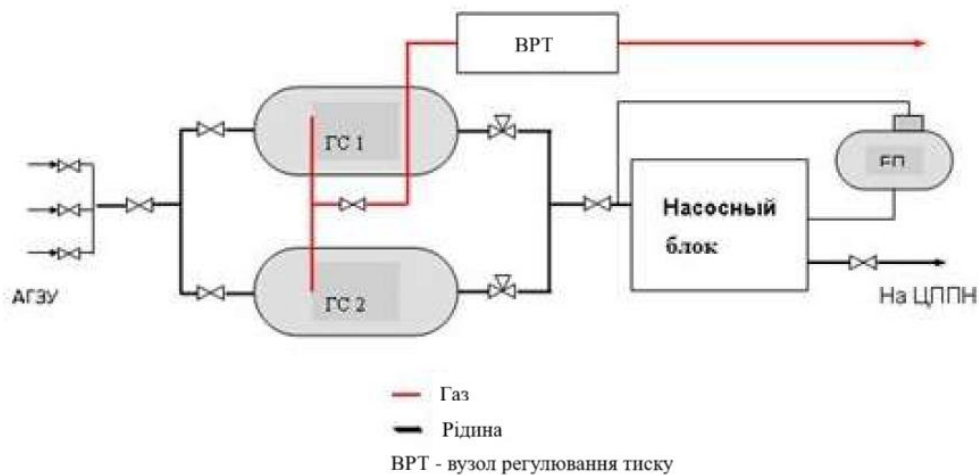


Рис. 2.4 Схема дотискувальної насосної станції, [8]

2.3.1.3 Принцип роботи ДНС. Свердловинна продукція, що надходить на ДНС, сепарується.

Газ, що відокремився під тиском 60 атмосфер, направляється на ГКС або ГПЗ, а нафта через робочі камери насосів далі – у нафтопровід [8].

2.3.1.4 Сепарація в окремих сепараторах. Сепаратор - пристрій, призначений для відділення рідини, що надходить від газу, а в деяких випадках і води (трифазні сепаратори) при обводненості нафти до 5 - 20% (рис. 2.5).

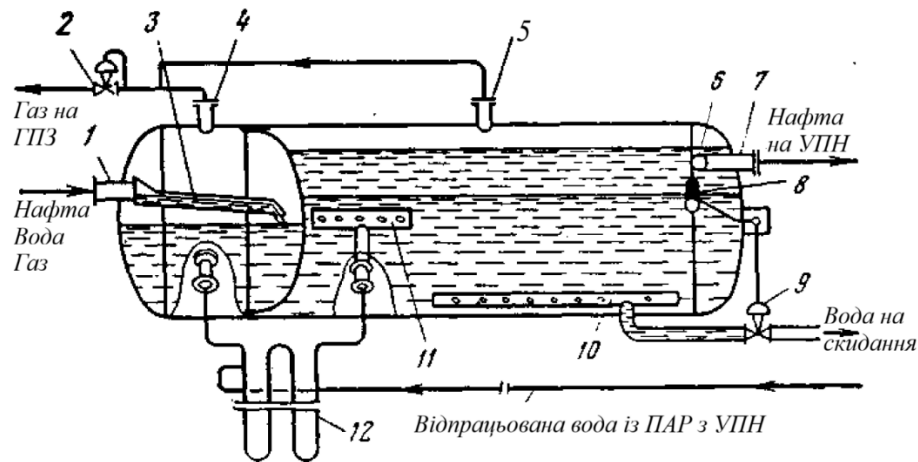


Рис. 2.5 Схема трифазного сепаратора. [3]

Розглянемо принцип роботи трифазного сепаратора. Газорідинна суміш через патрубок – 1 надходить у сепараційний відсік – 3, у якому підтримується необхідний постійний тиск.

Відсепарований газ через лічильник витрати газу – 2 подається на ГПЗ або на подальше компримування та сепарацію. Суміш нафти, води та невеликої кількості газу через краплеутворювач – 12 надходить у секцію відстою, де рідина ділиться на нафту та воду. Як краплеутворювач може служити форсунка, що розпорошує рідину для збільшення дисперсності системи, тим самим підвищуючи ефективність виділення газу. Нафта через патрубок клапан – 5 і патрубок - 7 далі надходить на УПН. Вода, що відокремилася через виконавчий механізм - 10, який у свою чергу відкривається клапаном 9, який спрацьовує від поплавця - 8, йде або у відстійник, або на БКНС.

У разі утворення стійких емульсій до краплеутворювача може підводитись рідина з ПАР для її руйнування [3].

### 2.3.2 Підготовка нафти на УПН

УПН - установка підготовки нафти (рис. 2.6), призначена для прийому продукції нафтових свердловин, попереднього поділу на нафту, попутний

нафтовий газ та пластову воду та подальшої підготовки нафти до товарної якості, крім того, на УПН відбувається облік товарної нафти, облік та утилізація попутного газу, відкачування товарної нафти в трубопровід [9].

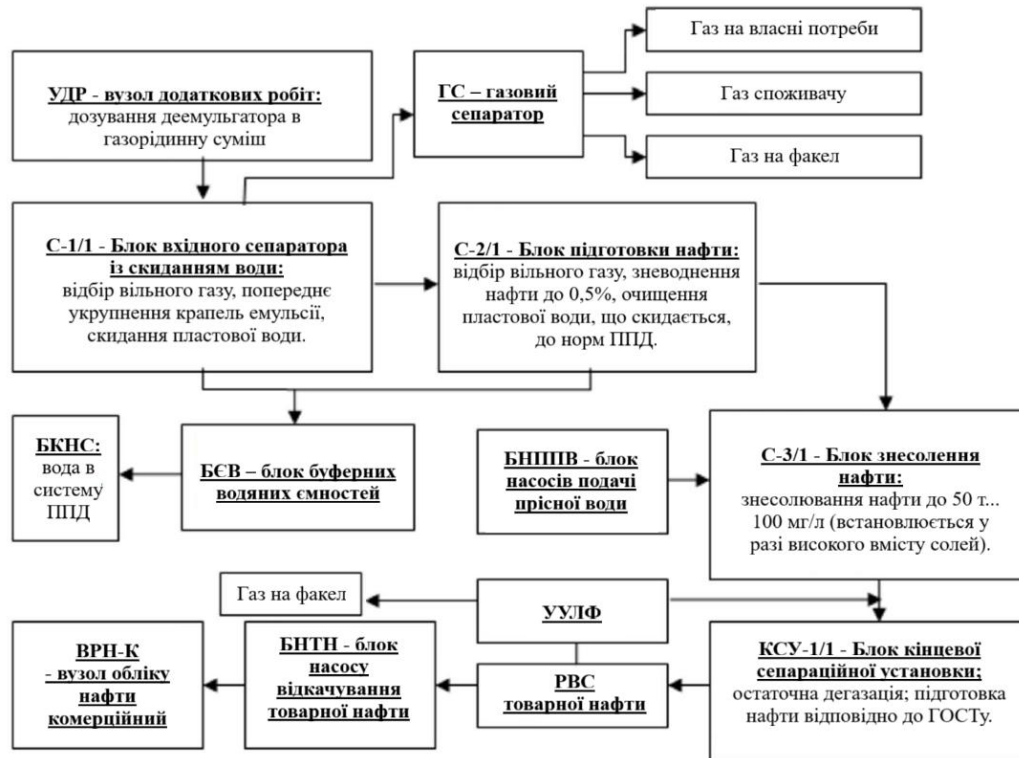


Рис. 2.6 Технологічна схема блоку УПН [9]

Таким чином, товарним продуктом УПН є нафта, що відповідає ГОСТ, вимоги наведено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3

## Вимоги до груп нафти

Найменування показника	Норма для нафти групи			Метод випробування
	1	2	3	
1 Масова частка води, %, не більше	0,5	0,5	1,0	за ДСТУ ГОСТ 2477-2014
2 Масова концентрація хлористих солей, мг/дм, не більше	100	300	900	за ДСТУ ГОСТ 21534:2009
3 Масова частка механічних домішок, %, не більше	0,05			за ДСТУ ГОСТ 6370-2018
4 Тиск насиченої пари, кПа (мм рт. ст.), не більше	66,7 (500)			за ДСТУ ГОСТ 1756:2009, ГОСТ Р 52340:2009
5 Масова частка органічних хлоридів у фракції, що википає до температури 204 °С, млн (ppm), не більше	10	10	10	за ДСТУ ГОСТ 2477-2014

### 2.3.3 Нормативно-правові особливості експлуатації родовищ з високим ГФ

Конструкція маніфольду для обв'язки гирла свердловини та викидного колектора при високому газовому факторі повинна забезпечувати включення дросельного пристрою (штуцерну камеру), що регулюється, на затрубному просторі гирла свердловини (при необхідності) для плавного регулювання скидання у викидний колектор газу із затрубного простору.

Вимоги до технологічного процесу сепарації нафти для родовищ із високим газовим фактором:

- газовий фактор нафти, що надходить на сепарацію, не повинен перевищувати  $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;

- тиск сепарації 0,7 МПа. При тисках сепарації більше або менше 0,7 МПа газовий фактор рідини не повинен перевищувати значення, визначається граничною величиною видаткового газотримання

$$\beta = 0,9828;$$

- технологічний процес забезпечує сепарацію нафти до вмісту краплинної нафти в газі після I ступеня не більше 0,5 гм<sup>3</sup>.

Норми та правила в галузі промислової безпеки, пов'язані з газовим фактором :

1. У газових та газоконденсатних свердловинах, а також у нафтових свердловинах з високим (понад 200 м<sup>3</sup>/т) газовим фактором, газонагнітальних свердловинах з очікуваним надлишковим тиском на гирлі більше 100 кгс/см<sup>2</sup> (10 МПа) приустьова частина колони разом з колонною голівкою після опресування водою додатково опресовується інертним газом (азотом) тиском відповідно до робочого проекту;

2. Лінії скидів на смолоскипи від блоків глушення та дроселювання повинні надійно закріплюватися на спеціальних опорах та прямувати убік від проїжджих доріг, ліній електропередач, котелень та інших виробничих та побутових споруд з ухилом від гирла свердловини. Вільні кінці ліній скидання повинні мати довжину трохи більше 1,5 м. Довжина ліній має бути:

- для нафтових свердловин із газовим фактором менше 200 м<sup>3</sup>/т – не менше 30 м;

- для нафтових свердловин із газовим фактором понад 200 м<sup>3</sup>/т, газових та розвідувальних свердловин – не менше 100 м.

### **2.3.4 Вплив рециркуляції газу на рівень втрат вуглеводнів**

Технологічні втрати нафти мають на увазі безповоротні втрати вуглеводнів, отримані при збиранні та підготовці нафти. Залежно від ефективності роботи, досконалості технологічного обладнання, а також властивостей вуглеводнів визначається рівень технологічних втрат.

На нафтопромислових об'єктах технологічні втрати нафти за видами поділяються на втрати від:

- випаровування нафти;
- віднесення крапельної нафти потоком нафтового (попутного) газу;
- віднесення крапельної нафти потоками нафтопромислових дренажних вод

Норми технологічних втрат є регульованими нормативно-технічною документацією та залежно від їх кількості, надрокористувачу встановлюється відповідна ставка податку видобуток корисних копалин.

В даний час існує безліч технологій, що дозволяють звести до мінімуму технологічні втрати, що виникають, наприклад, уловлювання втрат ВВ за рахунок винесення газом реалізується з допомогою застосування краплеуловлювачів, застосування систем рециркуляції та кінцевих дільників фаз.

Рециркуляція газу кінцевих ступенів сепарації також застосовується для зниження технологічних втрат при випаровуванні нафти у резервуарах. Впровадження рециркуляції у сепараційний процес підготовки нафти забезпечує багаторазове повернення газу 4 ступені сепарації на початок системи, що спричиняє збільшення часу контакту двох фаз – це є основним фактором коректного розподілу компонентів нафти та газу.

Внаслідок впровадження технології кількість попутного нафтового газу незначно знижується, він стає сухішим, а абсорбований нафтою конденсат підвищує вихід товарної продукції та у результаті зменшує кількість втрат від винесення газом.

## **2.4 Технологічне рішення для практичної реалізації розробки родовищ з підвищеним газовим фактором**

У нафтовій промисловості активно ведуться дослідження на тему зменшення різного виду втрат. З кожним роком створюються нові та

модернізуються старі установки, ефективність яких нині може досягати майже 100%. Однак існує безліч технологічних рішень в результаті роботи з потоком газу виноситься деяка частина нафтових фракцій.

Через апарати низького тиску або дихальні клапани випаровування можуть спалюватись на факелі або зовсім виділятися в атмосферу. Неефективна сепарація пояснюється динамічним режимом роботи обладнання.

Сепарація відбувається у великих обсягах за короткий проміжок часу із значним відхиленням від рівноважного стану фаз. В результаті відбувається неповне поділ компонентів та зростання втрат.

Для вирішення цієї проблеми запропоновано систему уловлювання легких фракцій, ефективність якої сягає майже 100%. Однак за технологічною схемою дана установка захоплює резервуарний парк (РВС-1 – РВС-7). Газ з апаратів низького тиску (БЄ, ЕДГ, КСУ) прямує у компресорні станції низького тиску (КС НД), де надалі планується його відправлення до газових сепараторів першого ступеня сепарації. У даний час газ з АНД компримується і спалюється на факелах.

Поряд із відправкою в газові сепаратори газ із КС НД можна направити на перший ступінь сепарації. Ця технологія отримала назву рециркуляція газу. Внаслідок контакту з нафтою відбуваються процеси охолодження скомпримованого газу та перерозподіл фаз, в результаті чого конденсат і важкі вуглеводні залишаються в нафтовій зоні, а легкі газові компоненти разом із газом першого ступеня направляються на газові сепаратори і далі за технологічною схемою на УПТГ та ГКС. Додатковим фактором більш чіткого перерозподілу компонентів у розгазованій нафти і газі, що відбирається, служить збільшення часу контакту двох фаз. При змішуванні цих компонентів відбувається адсорбція легких газових компонентів нафти, рахунок чого її щільність і молярна маса зменшуються.

Технологія дозволяє осушити безпосередньо сировинним потоком важкий газ перед подачею його в газопровід і тим самим знизити сумарні

втрати від випаровування та конденсації, без збільшення навантаження на компресорне обладнання, застосування абсорбентів та дорогого обладнання.

У цій частині кваліфікаційної роботи буде проведено моделювання руху нафти за схемою УПН, проведено аналіз впливу параметрів підготовки нафти на кількість товарної нафти у програмному комплексі UniSim.

#### **2.4.1 Характеристика ПО UNISIM DESIGN**

UniSim Design - це продукт компанії Honeywell, реалізований для моделювання технологічних процесів та установок. Потужне ПЗ дає можливість моделювати стаціонарні та динамічні процеси. За допомогою даного продукту можна оптимізувати процеси, розробляти нові найменшими ризиками та вкладеннями для компаній.

Основні варіанти використання програмного забезпечення:

- створення технологічних схем;
- оптимізація технологічних процесів;
- аналіз режимів роботи технологічного обладнання промислових умов;
- розрахунок та вибір відповідних матеріалів та обладнання;
- моніторинг продуктивності обладнання.

Програмне забезпечення дозволяє контролювати процеси сепарації, теплообміну, ректифікації як у стаціонарному, так і в динамічному режимі роботи. Вважається, що моделі створені у цьому ПЗ забезпечують достовірні результати та адекватно справляються з різним рівнем складності та видів завдань.

#### **2.4.2 Моделювання матеріального потоку**

Для виконання роботи необхідно знати склад та властивості нафти, яка братиме участь у процесі моделювання. Для цього у вкладці "Component List - 1" треба додати наступні компоненти (рис. 2.7).

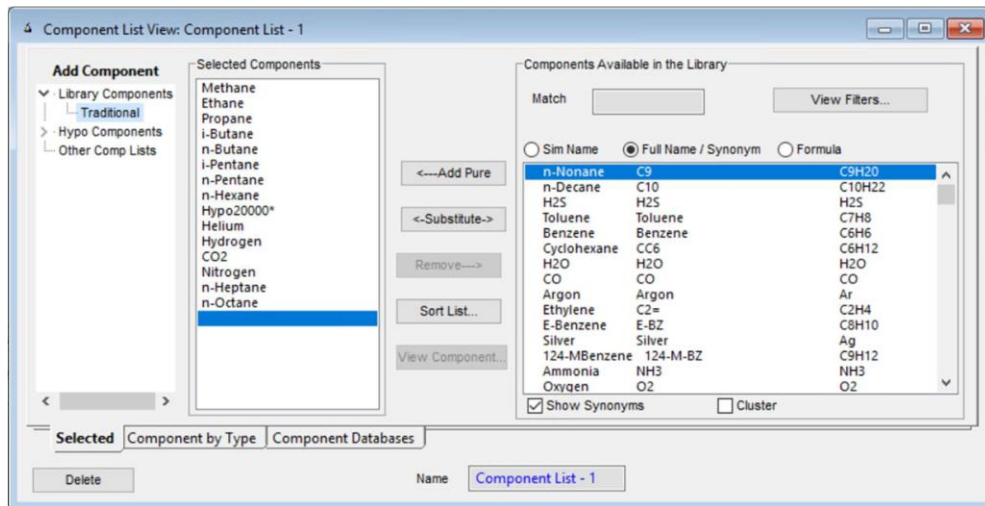


Рис 2.7 Завдання складу нафти

Для отримання достовірних відомостей щодо складу нафти ХХ родовища скористаємося результатами аналізу глибинних проб даного родовища з трьох свердловин: свердловина 22, свердловина 72 та свердловина 24.

Компонентний склад газу та нафти  
(одноразова сепарація при 20° С та атмосферному тиску)

Найменування компонентів	Молярна концентрація, %		
	газ, що виділився	сепарована нафта	пластова нафта
He	0.0198	0.0000	0.0124
H <sub>2</sub>	0.0012	0.0000	0.0007
CO <sub>2</sub>	0.0078	0.0000	0.0048
N <sub>2</sub>	1.9568	0.0000	1.2208
C <sub>1</sub>	60.2909	0.2516	37.7088
C <sub>2</sub>	16.6362	0.6997	10.6421
C <sub>3</sub>	9.7383	1.6538	6.6976
i-C <sub>4</sub>	2.0564	0.8455	1.6010
n-C <sub>4</sub>	4.7558	3.0623	4.1188
i-C <sub>5</sub>	1.2905	2.1479	1.6130
n-C <sub>5</sub>	1.5252	3.6775	2.3347
C <sub>6</sub>	1.1915	8.3262	3.8750
C <sub>7</sub>	0.4247	10.5789	4.2439
C <sub>8</sub>	0.0828	8.3508	3.1926
C <sub>9+</sub>	0.0221	60.4058	22.7338
Молярна маса, г/моль	27.025	216.2	98.2
Молярна маса залишку C <sub>9+</sub> , г/моль			300.5
Щільність, кг/м <sup>3</sup>	1.133	818.7	715.7
Газовміст, м <sup>3</sup> /т			183.0

Рис. 2.8 Витяг з звіту з аналізу глибинних проб нафти, свердловина 22

Для перенесення даних до UniSim необхідно створити потік через меню Case, вибравши синю стрілку. У вкладці Composition внести дані про молярному складі нафти за кожним компонентом (рис. 2.9).

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,376041	0,376041
Ethane	0,106126	0,106126
Propane	0,069566	0,069566
i-Butane	0,015966	0,015966
n-Butane	0,041074	0,041074
i-Pentane	0,016085	0,016085
n-Pentane	0,023282	0,023282
n-Hexane	0,038642	0,038642
Hypo20000*	0,226707	0,226707
Helium	0,000124	0,000124
Hydrogen	0,000007	0,000007
CO2	0,000048	0,000048
Nitrogen	0,012174	0,012174
n-Heptane	0,042321	0,042321
n-Octane	0,031837	0,031837
Total	1,00000	

Рис. 2.9 Завдання молярного складу компонентів нафти у потоці «22»

Також задаємо потоку пластовий тиск і температуру, які так само вказані у звіті. Для XX родовища характерно пластовий тиск, що дорівнює тиску насичення - 19,7 МПа. Пластова температура становить 26 °С. Також для даного потоку задаємо молярну масу залишку компонентів  $C_{9+}$  та щільність (рис. 2.10).

Base Properties	
Molecular Weight	280,0
Normal Boiling Pt [C]	323,0
Ideal Liq Density [kg/m <sup>3</sup> ]	720,0
Critical Properties	
Temperature [C]	464,4
Pressure [kPa]	965,2
Volume [m <sup>3</sup> /kgmole]	1,446
Acentricity	0,7679

Рис. 2.10 Завдання властивостей залишку  $C_{9+}$

Для більш детального моделювання повторюємо операцію з потоками з свердловин 24 та 72 (рис. 2.11 - рис. 2.14).

Компонентний склад газу та нафти  
(одноразова сепарація при 20° С та атмосферному тиску)

Найменування компонентів	Молярна концентрація, %		
	газ, що виділився	сепарована нафта	пластова нафта
He	0.0322	0.0000	0.0207
H <sub>2</sub>	0.0017	0.0000	0.0011
CO <sub>2</sub>	0.0096	0.0000	0.0062
N <sub>2</sub>	2.4584	0.0000	1.5810
C <sub>1</sub>	66.5600	0.3422	42.9272
C <sub>2</sub>	14.3779	0.6880	9.4920
C <sub>3</sub>	7.1857	1.3466	5.1018
i-C <sub>4</sub>	1.6806	0.7446	1.3465
n-C <sub>4</sub>	3.7696	2.6315	3.3634
i-C <sub>5</sub>	1.0746	1.9880	1.4006
n-C <sub>5</sub>	1.2663	3.3275	2.0019
C <sub>6</sub>	1.0669	7.8956	3.5041
C <sub>7</sub>	0.4143	10.9013	4.1571
C <sub>8</sub>	0.0825	8.9719	3.2551
C <sub>9+</sub>	0.0197	61.1628	21.8413
Молярна маса, г/моль	25.116	225.6	96.7
Молярна маса залишку C <sub>9+</sub> , г/моль			312.3
Щільність, кг/м <sup>3</sup>	1.052	824.9	715.6
Газовміст, м <sup>3</sup> /т			190.7

Рис. 2.11 Витяг з звіту з аналізу глибинних проб нафти – свердловина 24

24

**Worksheet**

- Conditions
- Properties
- Composition
- K Value
- User Variables
- Notes
- Cost Parameters

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,428019	0,428019
Ethane	0,095088	0,095088
Propane	0,051386	0,051386
i-Butane	0,013485	0,013485
n-Butane	0,033646	0,033646
i-Pentane	0,013789	0,013789
n-Pentane	0,019591	0,019591
n-Hexane	0,033313	0,033313
Hypo20000*	0,227358	0,227358
Helium	0,000213	0,000213
Hydrogen	0,000011	0,000011
CO2	0,000076	0,000076
Nitrogen	0,015625	0,015625
n-Heptane	0,038656	0,038656
n-Octane	0,029744	0,029744
Total	1,00000	

Edit... Edit Properties... Basis...

Рис. 2.12 Завдання молярного складу компонентів нафти потоці «24»

Компонентний склад газу та нафти  
(одноразова сепарація при 20° С та атмосферному тиску)

Найменування компонентів	Молярна концентрація, %			
	Молярна маса	газ, що виділився	сепарована нафта	пластова нафта
He	4.003	0.0239	0.0000	0.0148
H <sub>2</sub>	2.013	0.0078	0.0000	0.0048
CO <sub>2</sub>	44.010	0.1226	0.0000	0.0757
N <sub>2</sub>	28.014	2.0197	0.0000	1.2466
C <sub>1</sub>	16.043	64.7389	0.0598	39.9813
C <sub>2</sub>	30.070	15.6654	0.3561	9.8054
C <sub>3</sub>	44.097	7.8467	0.8887	5.1833
i-C <sub>4</sub>	58.123	1.7405	0.5017	1.2663
n-C <sub>4</sub>	58.123	3.7360	1.6894	2.9526
i-C <sub>5</sub>	72.200	1.1725	1.4052	1.2616
n-C <sub>5</sub>	72.200	1.2727	2.1504	1.6087
C <sub>6</sub>	84.000	1.0559	5.6338	2.8082
C <sub>7</sub>	96.000	0.4404	7.7054	3.2213
C <sub>8</sub>	107.000	0.1371	6.3105	2.5001
C <sub>9+</sub>	123.812	0.0199	73.2990	28.0693
Молярна маса, г/моль		25.598	227.7	103.1
Молярна маса залишку C <sub>9+</sub> , г/моль				277.9
Щільність, кг/м <sup>3</sup>		1.072	826.6	729.4
Газовміст, м <sup>3</sup> /т				169.6

Рис. 2.13 Витяг зі звіту з аналізу глибинних проб нафти – свердловина

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,397108	0,397108
Ethane	0,097390	0,097390
Propane	0,051482	0,051482
i-Butane	0,012577	0,012577
n-Butane	0,029326	0,029326
i-Pentane	0,012531	0,012531
n-Pentane	0,015978	0,015978
n-Hexane	0,027892	0,027892
Hypo20000*	0,278794	0,278794
Helium	0,000147	0,000147
Hydrogen	0,000048	0,000048
CO2	0,007519	0,007519
Nitrogen	0,012382	0,012382
n-Heptane	0,031995	0,031995
n-Octane	0,024832	0,024832
Total	1,00000	

Рис. 2.14 Завдання молярного складу компонентів нафти у потоці «72»

Масова витрата для даних потоків була обрана довільна і в сумі дорівнює фактичній продуктивності УПН-1 ХХ. Фактична витрата була розрахована за режимною таблицею в Excel, де було складено дебіт нафти з усіх свердловин, продукція яких йде УПН-1 (табл. 2.4).

Таблиця 2.4

Зіставлення масової витрати продукції свердловин  
з фактичною продуктивністю УПН-1

Номер свердловини	Масова витрата, кг/год	Фактична продуктивність УПН-1 з нафти, кг/год
72	40118	138166
24	53137	
22	42533	

Наступним етапом буде змішування потоків у нафтозбірному колекторі, що йдуть до УПН. На вході до УПН продукція піддається компримуванню до

значення 0,7 МПа і охолоджується до 2°C для її подальшої підготовки (рис. 2.15).

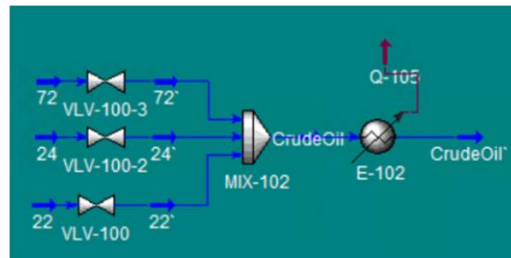


Рис.2.15 Дроселювання, змішування, охолодження потоку

У звіті з аналізу глибинної проби нафти було зазначено робочі режими, надані замовником:

1 ступінь сепарації:  $P = 0,7$  МПа,  $T = 2$  °C

2 ступінь сепарації:  $P = 0,4$  МПа,  $T = 8$  °C

3 ступінь сепарації:  $P = 0,11$  МПа,  $T = 10$  °C

4 ступінь сепарації:  $P = 0,1$  МПа,  $T = 40$  °C

Дані значення необхідні розрахунку кожного ступеня сепарації.

### 2.4.3 Моделювання першого ступеня сепарації

Щоб змоделювати етап першого ступеня сепарації у програмі UniSim необхідно через вкладку Case і вибрати Separator. У налаштуваннях сепаратора необхідно задати вхідний потік та визначити вихідні потоки рідкої та газоподібної фази (рис. 2.16, рис. 2.17).

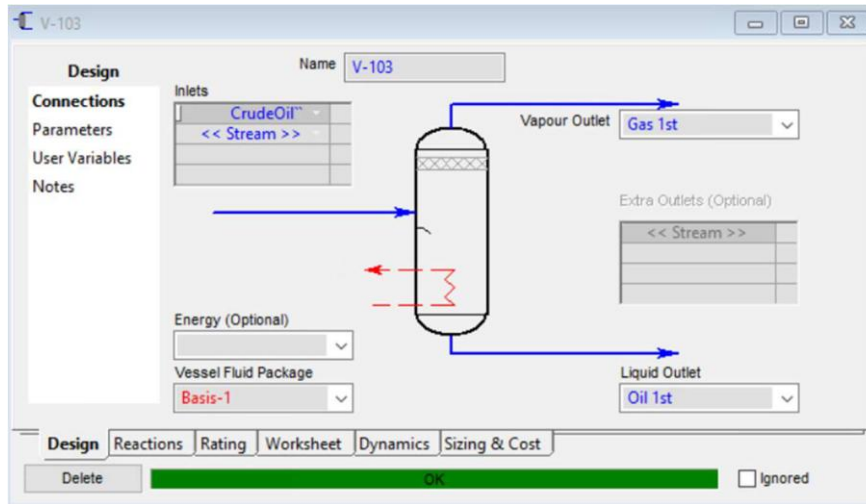


Рис. 2.16 Завдання потоків для сепаратора 1 ступеня

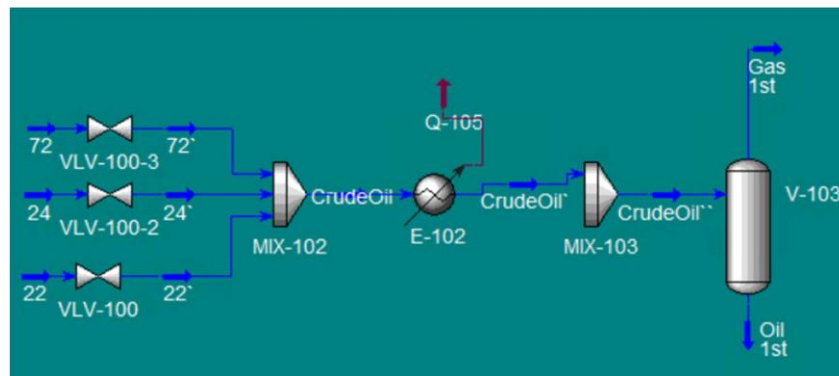


Рис. 2.17 Моделювання сепаратор 1 ступеня

В ході сепарації першого ступеня отримуємо газ 1 ступеня сепарації, склад якого представлений у табл. 2.5.

Склад газу 1 ступеня сепарації

Компонент	Молярна доля
C <sub>1</sub>	0,74062
C <sub>2</sub>	0,15097
C <sub>3</sub>	0,05367
i-C <sub>4</sub>	0,00633
C <sub>4</sub>	0,01288
i-C <sub>5</sub>	0,00197
C <sub>5</sub>	0,00227
C <sub>6</sub>	0,00110
CO <sub>2</sub>	0,00352
He	0,00032
N <sub>2</sub>	0,02588
H <sub>2</sub>	0,00004
Сума	1
Витрата, м <sup>3</sup> /добу	2338

За таких умов об'ємна витрата газу 1 ступеня сепарації становить 2338 м<sup>3</sup>/добу. Для його раціонального використання газ проходить ступінь очищення у газових сепараторах з додаванням реагентів (інгібіторів) корозії, деемульгаторів та інгібіторів гідратоутворення) і потім слідує на ГКС та УПТГ.

#### 2.4.4 Моделювання другого ступеня сепарації

Перед моделюванням другого ступеня сепарації нафту необхідно нагріти до її температури другого ступеня сепарації. Для цього використовуємо "Heater" з панелі інструментів "Case" і задаємо йому вхідний та вихідний потік (рис. 2.18, рис. 2.19).

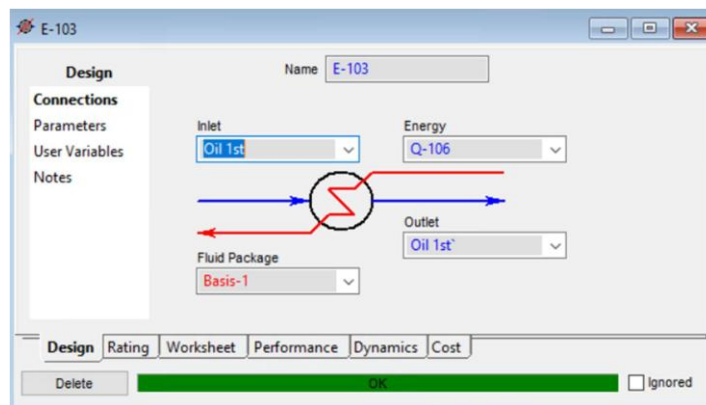


Рис. 2.18 Завдання потоків для «Heater» «E-103»

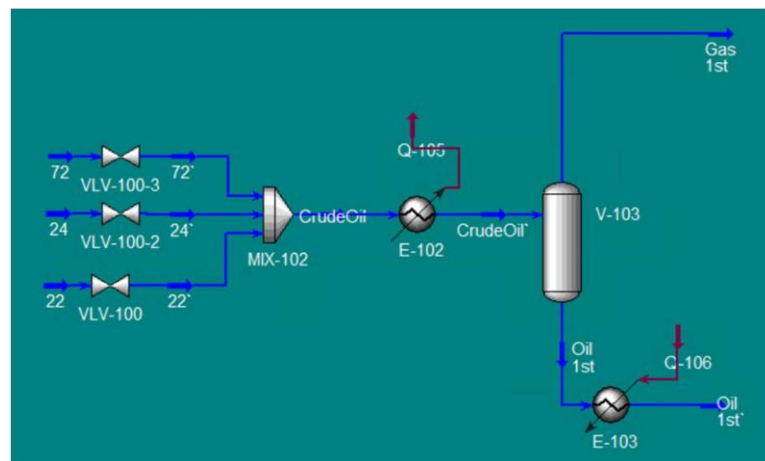


Рис. 2. 19 Підігрів продукції перед другим ступенем сепарації

На установках підготовки нафти для підігріву продукції зазвичай використовують печі, в які через газорегуляторний пункт та вузол очищення газу надходить ПНГ (рис. 2.20).

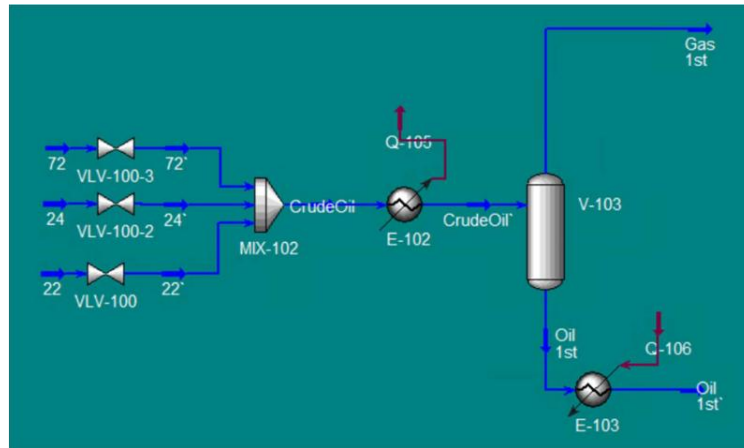


Рис. 2.20 Підігрів свердловинної продукції на УПН-1

Моделюємо сепаратор другого ступеня. Через вкладку "Case" - «Separator» додаємо його в схему і задаємо вхідні та вихідні потоки (рис. 2.21).

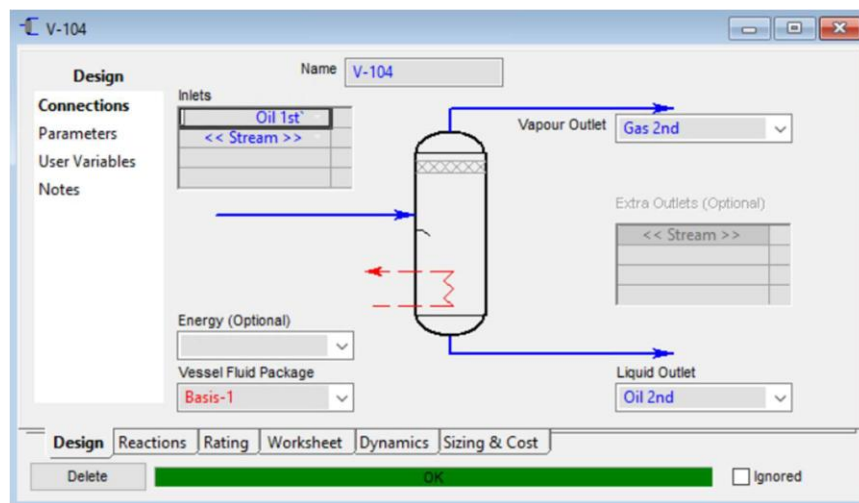


Рис. 2.21 Завдання потоків для сепаратора 2 ступеня

Для завдання тиску другого ступеня сепарації у потоці «Gas 2<sup>nd</sup>» задаємо тиск 0,4 МПа. Згідно зі схемою УПН-1 газ з другого ступеня сепарації також спрямовується на ГКС та УПТГ (Додаток Б). Результати сепарації представлені у табл. 2.6.

## Склад газу 2 ступені сепарації

Компонент	Молярна доля
C <sub>1</sub>	0,60129
C <sub>2</sub>	0,23418
C <sub>3</sub>	0,09994
i-C <sub>4</sub>	0,01254
C <sub>4</sub>	0,02574
i-C <sub>5</sub>	0,00405
C <sub>5</sub>	0,00470
C <sub>6</sub>	0,00234
CO <sub>2</sub>	0,00471
He	0,00941
N <sub>2</sub>	0,00001
H <sub>2</sub>	0,60129
Сума	1
Витрата, м <sup>3</sup> /добу	141,2

## 2.4.5 Моделювання третього ступеня сепарації

Робочі параметри 3 ступеня сепарації – 10 °С та 0,11 МПа. Необхідно змоделювати нагрівач, як і на другому ступені сепарації (рис. 2.22).

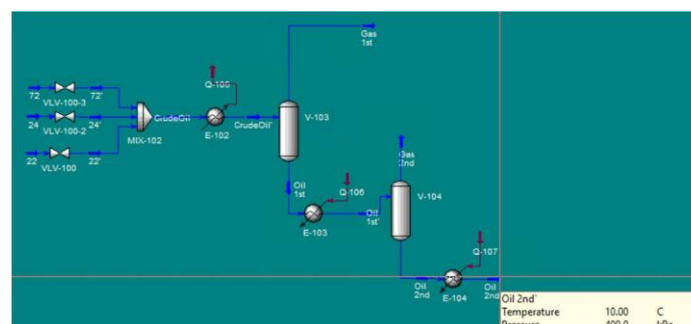


Рис. 2.22 Підігрів нафти перед 3 ступенем сепарації

У ході сепарації 3 ступені на УПН задіяні трифазні сепаратори з подальшим відстоюванням продукції в блоках ємностей при атмосферному тиску. Вода із трифазних сепараторів надходить блок очищення пластових вод і через насоси утилізується в водоутилізуючих свердловинах. Газ з 3 ступеня сепарації через газові сепаратори спрямовуються на потреби самої УПН, а його надлишки згоряють на факелах. Моделювання проводять аналогічно першим двом ступеням.

У змодельованому у роботі потоці вода відсутня, т.к. її кількість було зазначено у звітах з аналізу глибинних проб. Наявність води не надала б значного впливу ефективність підготовки нафти, т.к. виробництво її утилізація досягає практично 100%.

У табл. 2.2 вказано продуктивність з нафти. Якби розрахунок вироблявся по рідині, то продуктивність УПН склала б 6680 т/добу або 278300 кг/год.

Для моделювання 3 ступеня сепарації скористаємося вкладкою «Case» і виберемо "3-phase separator" для візуалізації з реальним процесом підготовки та задаємо вхідні та вихідні потоки (рис. 2.23).

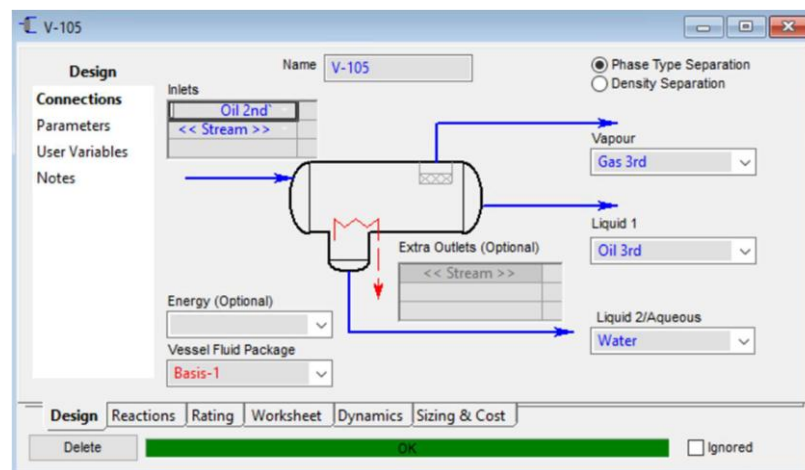


Рис. 2.23 Завдання потоків для сепаратора 3 ступеня

У потоці Gas 3<sup>rd</sup> необхідно задати тиск сепарації 0,11 МПа.

Наступним кроком буде моделювання блоків ємностей (БЄ). Для цього скористаємося вкладкою Case і виберемо Tank і поставимо йому потоки (рис. 2.24). У потоці "Gas to flame" задаємо тиск 0,1 МПа.

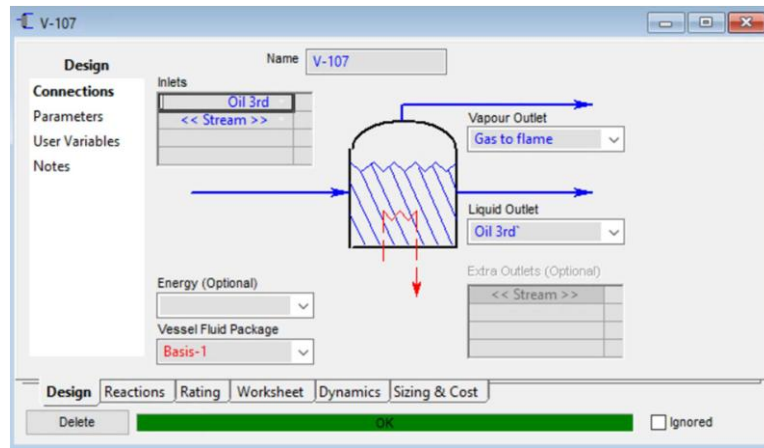


Рис. 2.24 Моделювання блоків ємностей

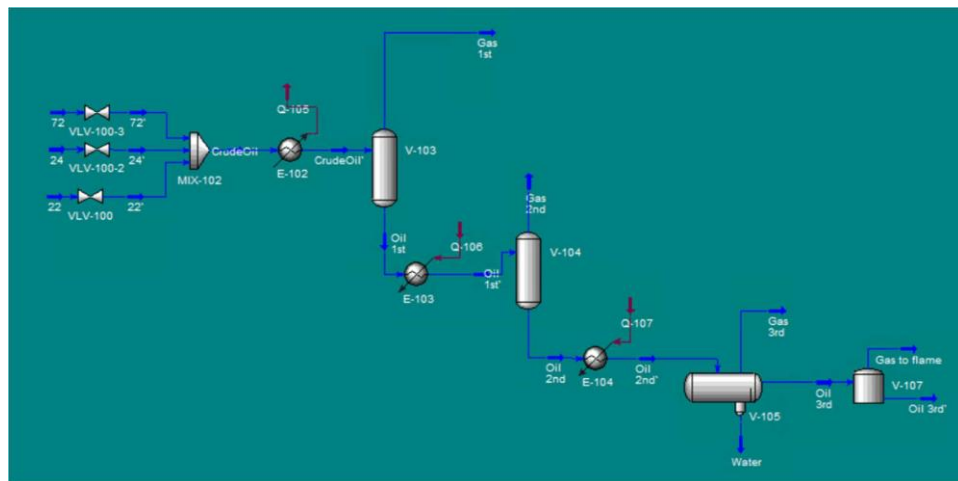


Рис. 2.25 Схема 3 ступінчастої сепарації

Результати сепарації 3 ступеня представлені у табл. 2.7.

Склад газу 3 ступеня сепарації

Компонент	Молярна доля
C <sub>1</sub>	0,22948
C <sub>2</sub>	0,33223
C <sub>3</sub>	0,04087
i-C <sub>4</sub>	0,08613
C <sub>4</sub>	0,01433
i-C <sub>5</sub>	0,01673
C <sub>5</sub>	0,00840
C <sub>6</sub>	0,00444
CO <sub>2</sub>	0,00001
He	0,00124
N <sub>2</sub>	0,00000
H <sub>2</sub>	0,22948
Сума	1
Витрата, м <sup>3</sup> /добу	948,4

#### 2.4.6 Моделювання четвертого ступеня сепарації

Моделювання 4 ступеня полягає у створенні сепараторів кінцевої ступені. У схемі УПН вони позначаються як КСУ (кінцева сепараційна установка).

У роботі будуть відсутні електродегідратори (ЕДГ 1,2,3), т.к. обводненість змодельованої продукції дорівнює нулю. Для відповідності до робочих параметрів 4 ступеня сепарації, продукцію необхідно нагріти до 40°C градусів (рис. 2.27).

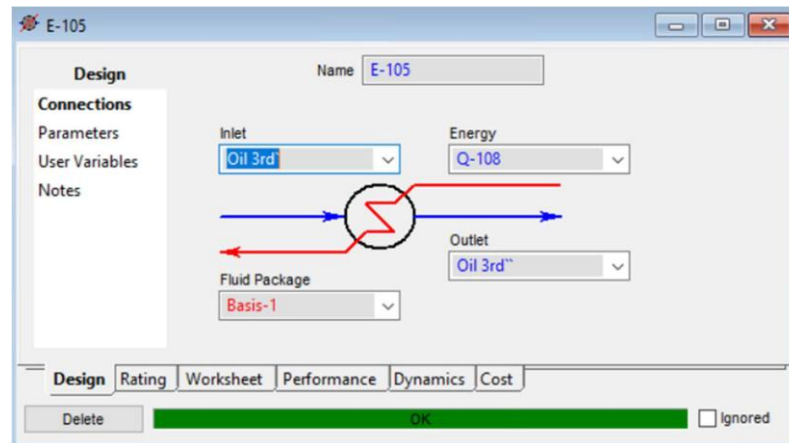


Рис. 2.27 Моделювання підігріву нафти перед 4 ступенем

Потоку «Oil 3<sup>rd</sup>» задаємо температуру 40 °С. Далі необхідно змоделювати сепаратор КСУ (рис. 2.28).

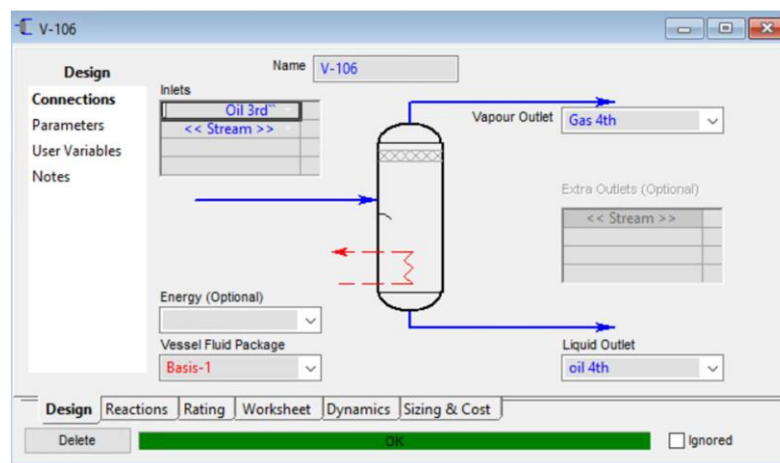


Рис. 2.28 Завдання потоків сепаратора КСУ

Результати сепарації 4 ступеня представлені у табл.2.8.

Таблиця 2.8

## Склад газу 4 ступені сепарації

Компонент	Молярна доля
C <sub>1</sub>	0,02431
C <sub>2</sub>	0,18445
C <sub>3</sub>	0,35186
i-C <sub>4</sub>	0,08708
C <sub>4</sub>	0,19935
i-C <sub>5</sub>	0,04390
C <sub>5</sub>	0,05415
C <sub>6</sub>	0,03491
CO <sub>2</sub>	0,00149
He	0,00000
N <sub>2</sub>	0,00003
H <sub>2</sub>	0,00000
Сума	1
Витрата, м <sup>3</sup> /добу	777,2

Лише невелика частина газу з 4 ступеня витрачається на власні потреби підприємства. Основна його частина згоряє на факельних установках.

#### 2.4.7 Моделювання операції "Рецикл"

Для моделювання повернення газу на 1 ступінь сепарації необхідно компримувати газ з кінцевого ступеня сепарації до значень тиску, на вході до першого ступеня сепарації – 0,7 МПа. Через вкладку «Case» додаємо "Compressor" і задаємо потоки (рисунок 2.29)

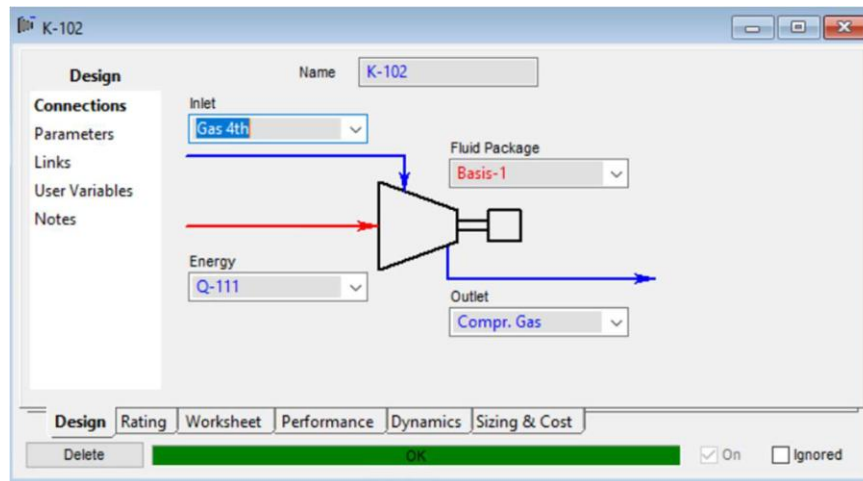


Рис. 2.29 Моделювання компресора для повернення газу на 1 ступінь

Компримованому газу задаємо тиск, що дорівнює 0,7 МПа. Зазначимо, що газ у результаті компрімування нагрівся до 117,2 °С (рис. 2.30).

Stream Name	Compr. Gas
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	117,2
Pressure [kPa]	700,0
Molar Flow [kgmole/h]	39,38
Mass Flow [kg/h]	2024
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3,778
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,090e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	182,0
Heat Flow [kJ/h]	-4,293e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	3,671
Fluid Package	Basis-1
Phase Option	Multiphase

Рис. 3.30 Параметри компримованого газу

Внаслідок чого його необхідно охолодити. Для цього через вкладку Case додаємо Cooler і задаємо продукції на виході з нього температуру, рівну 11°С (рис.2.31).



Таблиця 2.9

Склад та властивості продукції ступенів сепарації без «рециклу»

	Компонент	Молярна доля			
		1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
Газ	C1	0,74062	0,60129	0,22948	0,02431
	C2	0,15097	0,23418	0,33223	0,18445
	C3	0,05367	0,09994	0,26270	0,35186
	i-C4	0,00633	0,01254	0,04087	0,08708
	C4	0,01288	0,02574	0,08613	0,19935
	i-C5	0,00197	0,00405	0,01433	0,04390
	C5	0,00227	0,00470	0,01673	0,05415
	C6	0,00110	0,00234	0,00840	0,03491
	CO2	0,00352	0,00471	0,00444	0,00149
	He	0,00032	0,00011	0,00001	0,00000
	N2	0,02588	0,00941	0,00124	0,00003
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Сума	1	1	1	1
	Щільність, кг/м <sup>3</sup>	6,718	4,346	1,727	1,882
Мол. маса,	21,3	24,72	36,19	50,16	
Витрата, м <sup>3</sup> /год	2337,7	141,2	948,4	777,2	
Нафта	Витрата, кг/год	120083,22	119469,45	117831,32	116243,13
	ТНП, кПа	259,7	192,4	104,4	66,65
	Щільність, кг/м <sup>3</sup>	722,6	719,5	720,7	699,4

Таблиця 2.10

Склад та властивості продукції ступенів сепарації з «рециклом»

	Компонент	Молярна доля			
		1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
Газ	C1	0,72835	0,57463	0,19704	0,01494
	C2	0,15352	0,23877	0,31464	0,14023
	C3	0,06127	0,11605	0,29409	0,35559
	i-C4	0,00727	0,01475	0,04722	0,09889
	C4	0,01452	0,02978	0,09815	0,22674
	i-C5	0,00202	0,00430	0,01503	0,04808
	C5	0,00229	0,00491	0,01731	0,05887
	C6	0,00104	0,00231	0,00820	0,03660
	CO2	0,00350	0,00465	0,00400	0,00102
	He	0,00031	0,00010	0,00001	0,00000
	N2	0,02546	0,00881	0,00104	0,00002
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Сума	1	1	1	1
	Мол. маса,	21,58	25,52	37,62	50,94
Витрата, м <sup>3</sup> /год	2365,1	157,1	1113,7	1174,3	
Нафта	Витрата, кг/год	121850,54	121144,71	119139,04	116781,56
	ТНП, кПа	281,3	209,5	114	66,65
	Щільність, кг/м <sup>3</sup>	721,86633	718,39305	720,28714	699,00265

## Висновки до розділу 2

У другому розділі кваліфікаційної магістерської роботи було о проаналізовано літературу з досліджуваної тема, пов'язані з ГФ: причина його зростання та методи вимірювання, модель впроваджуваної технології.

Проведено моделювання технологічного процесу підготовки нафти. У процесі моделювання підготовки нафти з операцією "Рецикл" були отримані дані про компонентний склад газу кожного ступеня сепарації, молярній масі газу та витраті газу, а також витраті ДНП та щільності нафти: наслідком змішування жирного газу кінцевого ступеня сепарації з вихідним потоком є збільшення молярної частки компонентів  $C_2-C_5$  на 1 та 2 ступенях сепарації, компонентів  $C_3-C_5$  на 3 ступені сепарації, збільшення витрати газу та його молярної маси на всіх ступенях.

Якби молярна частка компонента  $C_6$  збільшувалася пропорційно іншим компонентам, це б свідчило про неефективність технології. Зменшення молярної частки гексану означає, що нафта абсорбувала деяку його частину, а його збільшення на 4 ступені свідчить, що абсорбувався не весь обсяг рециркуляційного гексану, лише деяка його частина.

У ході виконання операції "Рецикл" вивчалися різні параметри, що впливають на властивості нафти Одним із важливих параметрів був тиск 4 ступеня сепарації. При його значенні 95,4 кПа витрата нафти збільшився на 538,5 кг/год, це близько 0,0046% за рівного ТНП кінцевої продукції. Варто зазначити, що з додаванням газу 4 ступеня сепарації в сиру нафту, її щільність знизилася, ТНП та витрата збільшилися на кожному з ступенів сепарації.

У ході виконання роботи було прийнято низку припущень, що включає до себе:

- компонентний склад вхідної продукції всього фонду свердловин, оскільки склад вхідної сировини визначено за трьома свердловинами;
- у даній моделі немає води. Теоретично її наявність збільшила б абсорбцію легких фракцій газу;

- у програмному комплексі UniSim відсутнє регулювання ефективності сепарації: вплив краплеуловлювальних систем не враховується.

Наукова новизна роботи:

- запропоновано технологію застосування повернення газу на першу ступінь сепарації для об'єкта з підвищеним газовим фактором;

- розроблено рекомендації щодо модернізації схеми підготовки нафти на досліджуваному об'єкті.

Практична значущість досліджень:

- виявлено підвищення ефективності переробки нафти в наслідок застосування модернізованої технології на 0,0046%.

Реалізовано запропонований спосіб підготовки нафти з високим газовим фактором за допомогою повернення газу з кінцевого ступеня сепарації в потік сирової нафти, яка дозволить підвищити ефективність утилізації попутного нафтового газу

Впровадження технології на досліджуваному об'єкті дозволить вирішити проблему нераціонального використання попутного нафтового газу та підвищити ефективність виробництва.

## РОЗДІЛ 3

### ВИМОГИ ДО ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ

До професійної підготовки інженерного складу експлуатаційної служби, який проводить аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу, висуваються вимоги, основними з яких є:

- впевнене володіння ключовими поняттями про попутний нафтовий газ та газовий фактор;
- розуміння принципової різниці між поняттями газовмісту пластової нафти та промислового газового фактора;
- знання типів ГФ та діапазонів його зміни;
- знання факторів, які впливають на газовміст;
- володіння поняттям тиску насичення нафти та розуміння впливу різних факторів та параметрів технологій на його числове значення;
- володіння поняттям розчинності газу та знання лабораторних методів та обладнання, яке здійснює процес дегазування пластової проби нафти з пластового тиску до атмосферного;
- розуміння різниці між типами дегазування: контактним та диференціальним;
- розуміння методів визначення ефективності утилізації попутного нафтового газу та способів забезпечення утилізації;
- вміння виконувати підрахунок запасів нафти і газу об'єкта розробки;
- знання регулярності вимірювання ГФ;
- розуміння принципів визначення газового фактору, залежно від умов експлуатації свердловин;
- вміння проводити дослідження на компонентний склад та кількісне визначення ГФ;

- знання причин утворення підвищеного газового фактора та вплив на цей процес різних факторів;
- причини і умови виникнення підвищеного газового фактора;
- розуміння проблем розробки покладу з газовою шапкою та напрямів їх вирішення;
- знання методів розробки родовищ та особливостей їх використання;
- володіння методиками дослідження і методами обробки результатів вимірювання газового фактору;
- вміння проведення дослідження глибинних проб нафти та знання її специфіки;
- вміння визначати ГФ з використанням методу матеріального балансу та констант фазової рівноваги;
- вміння проводити аналіз і порівняння компонентних складів проб нафти та газу по ступеням сепарації;
- розуміння мети відокремлення нафти від води та газу;
- знання різновидів нафтогазових сепараторів;
- глибоке знання конструкції та принципів роботи методів та технологічного обладнання підготовки попутного газу та сепараційного обладнання;
- володіння технологією підготовки продукції нафтових свердловин з високим газовим фактором;
- знання принципової схеми підготовки свердловинної продукції та розуміння особливостей її функціонування, етапів проведення підготовки нафти;
- розуміння особливостей сепарації в АГЗУ;
- розуміння особливостей сепарації у ДНС;
- знання принципу роботи ДНС;
- розуміння особливостей сепарації в окремих сепараторах;
- розуміння особливостей підготовки нафти на УПН та знання технологічної схема блоку УПН;

- знання вимог до нафти, як товарного продукту УПН;
- володіння нормативно-правовими особливостями експлуатації родовищ з високим ГФ;
- знання технології рециркуляції;
- розуміння впливу рециркуляції газу на рівень втрат вуглеводнів;
- вміння розробляти технологічні рішення для практичної реалізації розробки родовищ з підвищеним газовим фактором;
- вміння працювати з ПО UNISIM DESIGN - оптимізувати існуючі технологічні процеси та розробляти нові;
- знання основних варіантів використання вказаного програмного забезпечення;
- вміння проводити моделювання матеріального потоку;
- вміння аналізувати глибинні проби;
- вміння проводити моделювання ступенів сепарації;
- вміння проводити моделювання операції "Рецикл";
- вміння проводити аналіз результатів моделювання;
- вміння оцінювати ефективність прийнятих технологічних рішень.

### **Висновки до розділу 3**

У третьому розділі роботи обґрунтовано та сформульовано вимоги до фахівців інжинірингового центру, які виконують модернізацію шламових насосів систем очищення свердловин, та показано шляхи їх ефективного формування.

## РОЗДІЛ 4

### **РОЗРОБКА ДИДАКТИЧНОГО ПРОЄКТУ ВИКЛАДАННЯ ТЕМИ «АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕЦИРКУЛЯЦІЇ ПОПУТНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ», ЩО ВИВЧАЄТЬСЯ У ПРОЦЕСІ ПІДВИЩЕННЯ КВАЛІФІКАЦІЇ ІНЖЕНЕРНОГО СКЛАДУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ СЛУЖБИ**

#### **4.1 Вихідні дані**

Для побудови дієвого дидактичного проєкту необхідно врахувати реальні виробничі умови, професійні характеристики слухачів, їхній досвід, рівень підготовки та освітні можливості закладу, в якому здійснюється професійне навчання. Нижче наведено головні вхідні параметри, що визначають зміст, методи та організаційні підходи до підвищення кваліфікації.

Посади слухачів:

Інженерно-технічні працівники експлуатаційних служб, які здійснюють:

- технологічний контроль процесів рециркуляції попутного нафтового газу (ПНГ);
- експлуатацію та технічний догляд за компресорним, насосним і допоміжним обладнанням;
- діагностику технічного стану систем переробки, очищення та повернення ПНГ у виробничий цикл;
- оцінку ефективності роботи технологічних схем та режимів рециркуляції;
- участь в оптимізації енергоспоживання та мінімізації втрат ПНГ на об'єктах.

Категорія слухачів:

- фахівці середньої та вищої кваліфікації (інженери, майстри, технологи, оператори установок рециркуляції);

- персонал, відповідальний за енергоефективність процесів, екологічну безпеку та надійність обладнання;
- спеціалісти, які здійснюють аналітичний супровід технологічних процесів та брали участь у підготовці звітів чи плануванні режимів.

Рівень попередньої підготовки:

- базові знання в галузі технології видобутку та транспортування нафти й газу, експлуатації промислового обладнання;
- розуміння принципів роботи компресорних станцій, систем сепарації, осушення та стабілізації ПНГ;
- практичний досвід роботи в умовах промислових майданчиків, бажано – не менше одного року;
- знання основ промислової безпеки, охорони праці та нормативних вимог до експлуатації установок підвищеного ризику.

Місце роботи слухачів (підприємства):

- газовидобувні та газопереробні підприємства;
- підприємства нафтогазової інфраструктури, що мають установки рециркуляції ПНГ;
- сервісні компанії, які виконують технічне обслуговування та модернізацію відповідного обладнання.

Місце підвищення кваліфікації:

1. Внутрішні корпоративні навчальні центри.
2. Підприємства нафтогазового сектору проводять власні освітні програми, орієнтовані на специфіку їхнього технологічного обладнання. Такі центри пропонують: навчання на реальних виробничих макетах та тренажерах; практикоорієнтовані заняття з моделювання аварійних ситуацій; тренінги з аналізу роботи компресорних та рециркуляційних систем.
3. Спеціалізовані установи та профільні інститути:
  - інститути післядипломної освіти в технічних університетах;
  - освітні центри з промислової безпеки та охорони праці;

– академії підвищення кваліфікації в галузі енергетики та нафтогазових технологій.

Тривалість навчання: 1-4 місяці.

Форма організації навчання: навчання проводиться у змішаному форматі:

- лекційні заняття – подання теорії, нормативної бази, принципів технологічних процесів;
- практичні заняття – аналіз реальних виробничих схем, робота з параметрами, розрахунки;
- лабораторні та тренажерні модулі – моделювання режимів рециркуляції, робота з аварійними сценаріями;
- групові дискусії та кейси – розбір типових відмов, оцінка ефективності технологічних рішень;
- цифрові симулятори – використання програмного забезпечення для аналізу технологічних даних.

#### 4.2 Види та зміст професійної діяльності фахівця

Аналіз професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби наведений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Аналіз професійної діяльності фахівця

Вид діяльності	Функції діяльності	Процес діяльності
1	2	3
Технологічний контроль і управління процесами рециркуляції попутного нафтового газу	забезпечення безперервної та стабільної роботи технологічних установок; контроль параметрів рециркуляції (тиску, температури, витрати, складу газу);	Інженер постійно відстежує показники роботи обладнання за допомогою контрольно-вимірювальних приладів і систем автоматизації. Після виявлення відхилень він оцінює їхній вплив на безпеку та ефективність процесу, приймає рішення щодо коригування режиму або подає команду операторському

Продовження табл.4.1

1	2	3
	<p>аналіз відхилень технологічного режиму та визначення причин їх виникнення;</p> <p>оперативне регулювання роботи компресорів, насосів, сепараторів і систем очищення;</p> <p>оптимізація режимів з метою підвищення енергоефективності та зменшення технологічних втрат;</p> <p>ведення технічної документації та звітності.</p>	<p>персоналу. Діяльність включає аналіз виробничих даних, розрахунок оптимальних параметрів та документування результатів спостережень.</p>
<p>Технічне обслуговування і діагностика обладнання рециркуляції</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– проведення технічного огляду вузлів та агрегатів;</li> <li>– оцінювання фактичного технічного стану трубопроводів, компресорів, теплообмінників, систем осушення;</li> <li>– застосування методів неруйнівного контролю для визначення дефектів;</li> <li>– прогнозування залишкового ресурсу та визначення необхідності ремонту;</li> <li>– планування профілактичних заходів і технічного обслуговування.</li> </ul>	<p>Інженер здійснює діагностичні роботи відповідно до регламентів: перевіряє вібрацію, тиск, температуру, герметичність, якість мастил і стан обладнання. Після діагностики він аналізує зібрані дані, визначає можливі ризики, формує висновки щодо технічного стану і пропонує заходи для запобігання аваріям або відмовам. Діяльність також включає взаємодію з ремонтними службами та підготовку технічної документації.</p>

Продовження табл.4.1

1	2	3
<p>Аналітичне забезпечення та оптимізація технологічного процесу</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. опрацювання виробничих даних для оцінки ефективності рециркуляції ПНГ;</li> <li>2. розробка і впровадження рекомендацій щодо вдосконалення технологічних режимів;</li> <li>3. моделювання поведінки технологічної системи при різних навантаженнях;</li> <li>4. участь у плануванні модернізації обладнання;</li> <li>5. оцінка економічних показників роботи технологічних установок</li> </ol>	<p>Інженер здійснює розрахунок ключових техніко-економічних параметрів, аналізує тренди та порівнює їх із нормативами. На основі цих даних він визначає ефективність рециркуляції та пропонує технічні рішення щодо зниження витрат газу, енергоспоживання або підвищення стабільності процесу. Аналітична діяльність включає роботу з математичними моделями, спеціалізованим програмним забезпеченням та технічною інформацією.</p>
<p>Забезпечення промислової безпеки та управління ризиками</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. виконання вимог нормативно-правових актів щодо безпечної експлуатації обладнання;</li> <li>2. аналіз ризиків, пов'язаних із вибоками, підвищеним тиском, вибухонебезпечними середовищами;</li> <li>3. контроль дотримання персоналом правил охорони праці;</li> <li>4. участь у розслідуванні інцидентів та розробці запобіжних заходів;</li> <li>5. організація інструктажів і технічного консультування.</li> </ol>	<p>Інженер оцінює стан технологічних систем з погляду безпеки, проводить аналіз потенційно небезпечних ситуацій, здійснює аудит дотримання правил охорони праці та готує рекомендації щодо усунення ризиків. За потреби він координує дії персоналу під час нестандартних ситуацій, оформлює протоколи та бере участь у розробці планів локалізації аварій.</p>

Продовження табл.4.1

1	2	3
Вид діяльності: Комунікаційно- управлінська та організаційна діяльність	1. координація роботи оперативного та ремонтного персоналу; 2. проведення нарад, технічних інструктажів і консультацій; 3. підготовка звітів, техніко-економічних обґрунтувань, заявок на ремонт; 4. взаємодія з лабораторіями, контролюючими органами, постачальниками обладнання.	Інженер організовує роботу змінного персоналу, розподіляє завдання, контролює виконання операцій і забезпечує комунікацію між підрозділами. Він готує документи, що стосуються технічних рішень, обґрунтовує свої пропозиції перед керівництвом і бере участь у виробничих нарадах.

### 4.3 Кваліфікаційні вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби

Кваліфікаційні вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби охоплюють комплекс знань, навичок і професійних компетентностей, необхідних для ефективного управління технологічними процесами та забезпечення безпечної роботи обладнання. Ці вимоги формуються на основі стандартів професійної підготовки, нормативних документів у сфері газової та енергетичної промисловості, а також специфіки виробничого середовища

Кваліфікаційні вимоги до інженерного складу експлуатаційної служби представлені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

## Кваліфікаційні вимоги до фахівця

Фахівець повинен уміти	Фахівець повинен знати
1	2
<p>1. Технологічні процеси та обладнання</p> <p>принципи роботи установок рециркуляції попутного нафтового газу;</p> <p>конструктивні особливості компресорів, сепараторів, теплообмінників та систем очищення газу;</p> <p>основні технологічні схеми та режими роботи, включаючи етапи підготовки та очищення газу;</p> <p>методи контролю і вимірювання технологічних параметрів (тиск, температура, витрати, склад газу).</p> <p>2. Аналітика та прогнозування</p> <p>способи оцінювання ефективності технологічного процесу;</p> <p>методи виявлення відхилень від нормальних режимів роботи та причин їх виникнення;</p> <p>основи моделювання технологічних процесів і прогнозування наслідків зміни параметрів;</p> <p>нормативи та критерії оцінки продуктивності та енергоефективності.</p> <p>3. Промислова безпека та управління ризиками</p> <p>стандарти безпеки та охорони праці у газовій та нафтовій промисловості;</p>	<p>1. Технічні навички</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• виконувати контроль і налаштування технологічного обладнання;</li> <li>• проводити технічну діагностику та оцінювати стан устаткування;</li> <li>• швидко визначати причини відхилень параметрів від нормативних значень;</li> <li>• впроваджувати заходи для оптимізації режимів роботи установки.</li> </ul> <p>2. Аналітичні та прогнозні навички</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• аналізувати дані технологічного процесу та робити висновки щодо його ефективності;</li> <li>• прогнозувати можливі зміни показників роботи обладнання та наслідки для виробництва;</li> </ul> <p>3. формувати рекомендації щодо підвищення продуктивності та енергоефективності.</p> <p>4. Навички забезпечення безпеки</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• оцінювати ризики та приймати заходи для їх мінімізації;</li> <li>• контролювати дотримання норм безпеки персоналом;</li> </ul>

Продовження табл. 4.2

1	2
<ul style="list-style-type: none"> <li>• потенційні небезпеки при роботі з попутним газом і високим тиском;</li> <li>• вимоги до експлуатації обладнання в умовах підвищеного ризику;</li> <li>• принципи організації заходів щодо запобігання аваріям та мінімізації наслідків небезпечних ситуацій.</li> </ul> <p>4. Управлінські та комунікаційні аспекти</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• основи організації роботи інженерно-технічного персоналу;</li> <li>• принципи ведення технічної документації та звітності;</li> <li>• методи координації роботи між підрозділами та забезпечення обміну інформацією.</li> </ul> <p>5. Цифрові компетентності</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• використання автоматизованих систем моніторингу та контролю;</li> <li>• обробка та аналіз даних у програмному забезпеченні для оцінки ефективності процесу;</li> <li>• робота з електронними журналами, базами даних та програмами моделювання процесів.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• діяти у випадках аварійних ситуацій та брати участь у розслідуванні інцидентів.</li> </ul> <p>4. Управлінські та комунікаційні навички</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• організовувати роботу команди інженерів та операторів;</li> <li>• вести технічну документацію та готувати звіти;</li> <li>• ефективно взаємодіяти з іншими підрозділами та керівництвом;</li> <li>• проводити навчання та інструктаж персоналу щодо безпечної експлуатації.</li> </ul> <p>5. Цифрові та інформаційні навички</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• використовувати програмне забезпечення для моніторингу, аналізу та моделювання процесів;</li> <li>• вести облік та обробку даних у цифрових системах;</li> <li>• застосовувати сучасні інформаційні технології для підвищення точності аналізу та контролю технологічного процесу.</li> </ul>

#### 4.4 Постановка цілей вивчення навчальної теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу»

Навчальна тема спрямована на формування у інженерного складу експлуатаційної служби компетентностей, необхідних для оцінювання та оптимізації роботи систем рециркуляції попутного нафтового газу (ПНГ). Цілі навчання визначаються рівнями засвоєння знань і умінь та поетапно розбиваються на оперативні завдання, що забезпечують досягнення кінцевих результатів навчання.

Таблиця 4.3

Цілі-задачі на окремих етапах досягнення оперативних цілей

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Цілі-задачі на окремих етапах досягнення оперативних цілей.
1	2
I, II, III, IV	<p>Проводити моніторинг параметрів технологічного процесу в реальному часі;</p> <p>Виконувати базові розрахунки ефективності роботи установки;</p> <p>Використовувати інструменти та програмне забезпечення для обробки даних про процес;</p> <p>Ідентифікувати відхилення від нормальних режимів та оцінювати їх вплив на ефективність рециркуляції.</p> <p>Аналізувати динаміку параметрів процесу та визначати фактори, що впливають на його ефективність;</p> <p>Прогнозувати можливі зміни в роботі обладнання та їх наслідки для виробництва;</p> <p>Розробляти рекомендації щодо коригування режимів роботи для підвищення продуктивності та безпеки;</p>

1	2
	<p>Виявляти критичні точки технологічного процесу та шляхи мінімізації ризиків.</p> <p>Планувати оперативні заходи з підтримання стабільної роботи установки;</p> <p>Приймати рішення щодо оптимізації режимів експлуатації на основі аналізу даних;</p> <p>Координувати роботу персоналу та забезпечувати дотримання норм безпеки;</p> <p>Формувати звіти та рекомендації для керівництва щодо підвищення ефективності процесу.</p> <p>Використовувати комплексний підхід до оцінки технологічних процесів;</p> <p>Інтегрувати знання з технічних, аналітичних та безпекових дисциплін у щоденну практику;Проводити аудит ефективності процесів та розробляти рекомендації для підвищення продуктивності;</p> <p>Застосовувати навички моделювання та прогнозування для прийняття стратегічних рішень щодо оптимізації систем рециркуляції ПНГ.</p>

#### 4.5 Перелік літературних джерел з теми

1. Кузьменко, О.І. Технологія та обладнання для рециркуляції попутного нафтового газу. – Київ: Наукова думка, 2020. – 312 с.
2. Петренко, С.В., Іваненко, М.П. Контроль та моніторинг газотранспортних систем: сучасні методи та практичні підходи. – Харків: ХНУ ім. В. Н. Каразіна, 2019. – 256 с.
3. Шевченко, В.М. Промислова безпека та управління ризиками на газових об'єктах. – Львів: Львівська політехніка, 2021. – 278 с.
4. Інститут газу НАН України. Науково-технічні аспекти рециркуляції попутного нафтового газу. – Київ: Інститут газу НАН України, 2022. – 198 с.

#### **4.6 Конструювання дидактичних матеріалів з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу»**

До створення дидактичних матеріалів належить розробка таких елементів, як метаплан, техніка навчального тексту (логіко-семантична структура) та опорні конспекти для викладача, студента чи учня.

Логіко-семантична структура вивчення теми є важливою складовою навчального процесу. Вона дозволяє систематизувати матеріал так, щоб його подача була послідовною, логічною та забезпечувала повне розкриття всіх аспектів обраної теми.

У контексті досліджуваної теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» логіко-семантична структура допомагає чітко організувати навчальний матеріал, поєднуючи теоретичні знання та практичні навички, необхідні для ефективної підготовки працівників експлуатаційної служби.

Контурний конспект за темою «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу»

##### **1. Визначення.**

Попутний нафтовий газ (ПНГ) — це газ, який виділяється під час видобутку нафти. Ефективне його використання є важливим як з економічної, так і з екологічної точки зору. Рециркуляція ПНГ дозволяє зменшити втрати енергії та скоротити викиди парникових газів.

##### **2. Технологічний процес рециркуляції ПНГ.**

Рециркуляція ПНГ включає такі основні етапи:

- Збір газу із свердловин та його первинна очистка від механічних домішок та вологи;
- Стиснення газу для транспортування та подальшої обробки;
- Сепарація компонентів, наприклад, виділення легких вуглеводнів;

- Повернення газу у технологічний цикл або його використання як палива на установках переробки нафти.

### 3. Показники ефективності процесу.

- Основними критеріями оцінки ефективності рециркуляції ПНГ є:
  - Коефіцієнт утилізації газу – відношення кількості використаного газу до загальної кількості видобутого;
  - Енергетична ефективність – співвідношення енергії, отриманої від використання ПНГ, до витрат енергії на його рециркуляцію;
  - Екологічні показники – зниження викидів CO<sub>2</sub> та інших шкідливих речовин у атмосферу.

### 4. Методи аналізу ефективності.

Для оцінки ефективності технологічного процесу застосовують:

- Теплотехнічний аналіз – визначення втрат енергії на різних етапах;
- Баланс маси та енергії – облік усіх потоків газу та енергії для виявлення зон втрат;
- Економічна оцінка – порівняння витрат на рециркуляцію та вигоди від використання газу;
- Системний підхід – аналіз взаємодії всіх компонентів технологічної схеми.

### 5. Фактори, що впливають на ефективність.

- Якість та склад ПНГ;
- Стан технологічного обладнання;
- Рівень автоматизації процесу;
- Розташування об'єкта та наявність інфраструктури для транспортування газу.

6. Висновки. Ефективна рециркуляція ПНГ забезпечує економію енергоресурсів та зменшення негативного впливу на довкілля. Аналіз процесу дозволяє визначити вузькі місця та оптимізувати технологічні параметри для досягнення максимальної ефективності.

#### 4.7 Аналіз базових умов навчання з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу».

Аналіз базового навчального матеріалу з теми представлені в таблиці табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Аналіз базового матеріалу і способи актуалізації базових знань

Перелік базових понять, законів, способів дії	Способи (методи, форми, засоби) перевірки рівня сформованості базових знань і способів дій
1	2
Технологія нафтовидобутку та газопереробки	<p>Методи: усне опитування.            Форми: фронтальна.            Засоби: контрольні питання.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Які забруднення містяться у попутному нафтовому газі і як їх видаляють?</li> <li>2. Чому важлива дегазація і осушення ПНГ перед використанням?</li> <li>3. Які методи очистки ПНГ від механічних та хімічних домішок існують?</li> <li>4. Як підготовка газу впливає на його подальше використання або рециркуляцію?</li> <li>5. Які технологічні параметри контролюються під час підготовки ПНГ?</li> <li>6. Які принципи роботи сепараторів газу в нафтовидобувній промисловості?</li> <li>7. Чому необхідне стиснення газу перед транспортуванням?</li> <li>8. Які види компресорів застосовують для ПНГ і як вибирають оптимальний тип?</li> </ol>

1	2
	<p>9. Які фактори впливають на ефективність трубопровідного транспортування газу?</p> <p>10. Як здійснюється контроль і безпека технологічних систем при транспортуванні ПНГ?</p>
<p>Хімія вуглеводнів та газова хімія</p>	<p>1. Які основні компоненти входять до складу попутного нафтового газу?</p> <p>2. Як склад ПНГ впливає на його використання як палива або сировини?</p> <p>3. Які фізичні властивості газу (щільність, температура, тиск) важливі для транспортування та зберігання?</p> <p>4. Як змінюється склад ПНГ залежно від родовища та способу видобутку?</p> <p>5. Чому знання хімічного складу ПНГ важливе для безпечного проведення технологічних процесів?</p> <p>6. Які основні типи реакцій горіння вуглеводнів існують?</p> <p>7. Як різний склад ПНГ впливає на процеси горіння?</p> <p>8. Які технології переробки вуглеводнів застосовують для отримання цінних продуктів?</p> <p>9. Які реакції є основою для конверсії газу у зріджені вуглеводні чи хімічну продукцію?</p> <p>10. Які фактори визначають ефективність переробки ПНГ у промислових умовах?</p>
<p>Екологія та охорона навколишнього середовища</p>	<p>1. Які основні шкідливі речовини утворюються під час видобутку та переробки нафти і газу?</p> <p>2. Як викиди попутного нафтового газу впливають на атмосферу та клімат?</p> <p>3. Які фактори визначають інтенсивність утворення парникових газів на виробництві?</p> <p>4. Чим відрізняються прямі та непрямі викиди газів у нафтовій промисловості?</p> <p>5. Які показники використовують для оцінки екологічної шкоди від викидів?</p> <p>6. Які технологічні способи дозволяють знизити викиди ПНГ у атмосферу?</p> <p>7. Як застосування рециркуляції газу зменшує екологічний вплив виробництва?</p>

1	2
	<p>8. Які методи очищення газів від шкідливих домішок використовуються на промислових установках?</p> <p>9. Як впровадження енергозберігаючих технологій впливає на екологічну безпеку?</p> <p>10. Які нормативи та стандарти регулюють допустимі викиди нафти і газу?</p>
Економіка та організація виробництва	<p>1. Які показники використовують для визначення економічної ефективності технологічних процесів на нафтових підприємствах?</p> <p>2. Як оцінюють співвідношення витрат і отриманої вигоди від впровадження нових технологій?</p> <p>3. Чому важливо враховувати не тільки прямі витрати, а й непрямі при аналізі ефективності?</p> <p>4. Як економічна ефективність впливає на прийняття управлінських рішень?</p> <p>5. Які методи дозволяють прогнозувати економічні результати від рециркуляції ПНГ?</p> <p>6. Які витрати враховують при рециркуляції попутного нафтового газу?</p> <p>7. Як визначають економічну вигоду від використання рециркульованого газу у виробничих циклах?</p> <p>8. Які фактори впливають на співвідношення витрат і вигод?</p> <p>9. Чому важливо проводити комплексну оцінку витрат і вигод для різних технологічних схем?</p>

#### 4.8 Проєктування мотиваційних технологій навчання

Проєктування мотиваційних технологій навчання з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу», характеристика і текст мотивації, використання якої доцільно при викладанні навчального матеріалу (табл. 4.5).

Таблиця 4.5

## Обрання методів мотивації навчальної діяльності

Вид і методи мотивації	Вступна мотивація
1	2
Вступна мотивація, мотивуючий вступ	<p>Доброго дня, шановні слухачі! Вивчення теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» має велике практичне та наукове значення. Попутний нафтовий газ є цінним енергетичним ресурсом, але без належного управління він часто втрачається або спалюється, завдаючи шкоди довкіллю. Розуміння принципів його рециркуляції та оптимізації технологічних процесів дозволяє забезпечити ефективне використання енергії, знизити виробничі витрати і мінімізувати негативний вплив на навколишнє середовище.</p> <p>Мета навчання полягає у формуванні системного підходу до оцінки ефективності технологічних процесів: від збору та очищення газу до його повторного використання або переробки. Опанування цієї теми допомагає не лише глибше зрозуміти фізико-хімічні та технологічні аспекти переробки вуглеводнів, а й розвинути навички аналізу, планування та оптимізації виробничих потоків.</p> <p>Крім того, знання з цієї теми дозволяють поєднати економічну та екологічну складові виробництва. Ефективна рециркуляція ПНГ сприяє зменшенню викидів парникових газів, підвищенню енергетичної безпеки підприємств та сприяє сталому розвитку енергетичної галузі. Саме тому навчання за цією темою є важливим для майбутніх інженерів, технологів та фахівців з енергетики, які прагнуть реалізовувати сучасні та екологічно безпечні рішення у нафтовій промисловості.</p>

#### 4.9 Проектування технології формування орієнтовної основи діяльності

Проектування технології формування орієнтовної основи діяльності при вивчені теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

##### Способи формування ООД з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми навчання	Методи та засоби навчання
1	2	3
Рівень знань - ознайомлення з основними поняттями: попутний нафтовий газ (ПНГ), рециркуляція, технологічні потоки; засвоєння фізико-хімічних властивостей ПНГ та принципів його обробки; вивчення екологічних і економічних аспектів використання ПНГ.	Лекційні заняття. Семінари та практичні заняття – для аналізу конкретних технологічних схем та обговорення проблемних ситуацій. Лабораторні роботи та моделювання – для закріплення практичних навичок у розрахунках та оптимізації процесів. Індивідуальна робота та проектна діяльність – для самостійного вивчення та впровадження оптимізаційних рішень.	1. Методи навчання: • Пояснювально-ілюстративний (лекції, презентації). • Аналітичний (розбір технологічних схем, кейсів). • Практичний (виконання розрахунків, моделювання процесів). • Дослідницький (підготовка проектів, порівняльний аналіз технологій). 2. Засоби навчання: • Технічні: моделі технологічних схем, стенди, лабораторне обладнання. • Інформаційні: підручники, наукові статті, нормативні документи. • Цифрові: спеціалізоване програмне забезпечення для моделювання технологічних

		процесів та розрахунків ефективності.
--	--	---------------------------------------

Продовження табл.4.6

1	2	3
<p>Рівень розуміння (аналітичний). Аналіз технологічних схем збору, очищення та рециркуляції газу; визначення показників ефективності процесу (коефіцієнт утилізації, енергетична ефективність, баланс маси і енергії); порівняння різних технологій рециркуляції за економічними та екологічними критеріями.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Візуальні: схеми, графіки, діаграми потоків та енергетичного балансу.</li> </ul>
<p>Рівень застосування (практичний). Розробка пропозицій щодо оптимізації технологічних потоків; виконання розрахунків ефективності рециркуляції газу; прийняття управлінських рішень щодо впровадження сучасних технологій рециркуляції ПНГ.</p>		

#### 4.10 Проєктування технології формування виконавчих дій

Проєктування технології формування виконавчих дій при вивченні теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» (табл. 4.7).



Таблиця 4.7

## Способи формування виконавчих дій з теми

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби закріплення
1	2	3
I, II, III, IV	Колективна-групова	<p>Завдання 1.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отримати дані про загальний обсяг видобутого ПНГ за певний період.</li> <li>– Отримати дані про обсяг газу, який був використаний у виробничих процесах (паливо, сировина, рециркуляція).</li> <li>– Розрахувати коефіцієнт утилізації за формулою:</li> </ul> $\eta = \frac{V_{\text{використаний}}}{V_{\text{загальний}}} \times 100\%$ <p>Завдання 2.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Визначити всі потоки газу: подача на сепарацію, на рециркуляцію, втрати, споживання як палива.</li> <li>– Підрахувати масу та енергію газу на кожному етапі.</li> <li>– Побудувати схему балансу маси та енергії (діаграма потоків).</li> </ul> <p>Завдання 3.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Ознайомитися з двома (або більше) технологічними схемами рециркуляції газу.</li> <li>– Для кожної схеми визначити: коефіцієнт утилізації газу, енергоспоживання, викиди CO<sub>2</sub> та інших шкідливих речовин.</li> <li>– Порівняти результати та зробити висновки, яка схема є більш ефективною.</li> </ul>

1	2	3
		<p>Завдання 4.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Виявити вузькі місця у технологічному процесі (де відбуваються найбільші втрати).</li> <li>– Запропонувати зміни: переналаштування обладнання, зміна маршрутів потоків, модернізація компресорів або сепараторів.</li> <li>– Розрахувати очікуваний ефект від оптимізації (збільшення коефіцієнта утилізації, економія енергії).</li> </ul> <p>Завдання 5:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Визначити основні викиди шкідливих речовин при даній технологічній схемі (CO<sub>2</sub>, метан, сірчисті сполуки).</li> <li>– Розрахувати обсяг викидів на одиницю виробленого продукту.</li> <li>– Проаналізувати, як рециркуляція газу зменшує ці викиди.</li> </ul> <p>Завдання 6:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Створити модель технологічної схеми рециркуляції ПНГ у програмі (наприклад, Aspen HYSYS, MATLAB Simulink або інше спеціалізоване ПЗ).</li> <li>– Провести моделювання для різних параметрів (тиск, температура, склад газу).</li> <li>– Визначити оптимальні параметри для підвищення енергетичної та економічної ефективності.</li> </ul>

#### 4.11 Проектування контрольних дій

Проектування контрольних дій з теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» (табл. 4.8).

## Засоби контролю по темі

Рівні засвоєння навчального матеріалу теми	Форми	Методи, засоби
1	2	3
I, II, III	Колективно - індиві	<p><u>Тестові завдання.</u></p> <p>1. Що таке попутний нафтовий газ (ПНГ)?</p> <p>A) Газ, який утворюється під час спалювання нафти</p> <p>B) Газ, який виділяється під час видобутку нафти</p> <p>C) Газ, який використовується виключно для виробництва електроенергії</p> <p>D) Газ, який не містить вуглеводнів</p> <p>Правильна відповідь: B</p> <p>2. Основна мета рециркуляції ПНГ:</p> <p>A) Збільшити викиди CO<sub>2</sub></p> <p>B) Зменшити втрати газу та підвищити ефективність використання енергії</p> <p>C) Підвищити температуру свердловини</p> <p>D) Знизити кількість видобутої нафти</p> <p>Правильна відповідь: B</p> <p>3. Який показник оцінює частку використаного ПНГ від загального видобутку?</p> <p>A) Коефіцієнт тепловіддачі</p> <p>B) Коефіцієнт утилізації газу</p> <p>C) Коефіцієнт безпеки</p> <p>D) Баланс маси</p> <p>Правильна відповідь: B</p> <p>4. Який процес включає видалення вологи та механічних домішок з ПНГ?</p> <p>A) Сепарація</p> <p>B) Стиснення</p> <p>C) Очистка та підготовка</p> <p>D) Рециркуляція</p> <p>Правильна відповідь: C</p> <p>5. Що з перерахованого є основним фактором, що впливає на ефективність рециркуляції ПНГ?</p> <p>A) Склад та якість газу</p> <p>B) Колір нафти</p> <p>C) Час доби видобутку</p>

		D) Розмір свердловини
--	--	-----------------------

Продовження табл.4.8

1	2	3
		<p>Правильна відповідь: А</p> <p>6. Який метод дозволяє оцінити енергетичні втрати на різних етапах технологічного процесу?</p> <p>A) Теплотехнічний аналіз  B) Баланс економічних витрат  C) Хімічний аналіз нафти  D) Гідравлічне моделювання</p> <p>Правильна відповідь: А</p> <p>7. Що є основним завданням екологічного аудиту технологічного процесу рециркуляції ПНГ? А)</p> <p>Визначення складу газу  B) Оцінка впливу процесу на навколишнє середовище та дотримання стандартів  C) Підвищення температури в установках  D) Збільшення швидкості видобутку нафти</p> <p>Правильна відповідь: В</p> <p>8. Який із факторів НЕ впливає на економічну ефективність рециркуляції ПНГ?</p> <p>A) Вартість обладнання  B) Обсяг використаного газу  C) Погодні умови  D) Рівень автоматизації процесу</p> <p>Правильна відповідь: С</p> <p>9. Який етап технологічного процесу передбачає стиснення газу для транспортування або обробки?</p> <p>A) Сепарація  B) Очистка  C) Стиснення  D) Рециркуляція</p> <p>Правильна відповідь: С</p> <p>10. Яка користь від моделювання технологічного процесу рециркуляції ПНГ у спеціалізованому програмному забезпеченні?</p> <p>A) Забезпечує автоматичне видобування газу  B) Дозволяє прогнозувати ефективність та</p>

		оптимізувати параметри процесу С) Замінює всі лабораторні дослідження D) Зменшує кількість персоналу на підприємстві Правильна відповідь: В
--	--	--

#### **4.12 Розробка програми курсів підвищення кваліфікації**

Розробка програми курсів підвищення кваліфікації викладання теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» представлено в табл. 4.9.

.

Таблиця 4.9

## Програма курсів підвищення кваліфікації

№ з/п	Назва заняття	Термін заняття (год.)	Цілі заняття	Тип заняття	Методи навчання
1	Вступ до теми: Попутний нафтовий газ та його значення	2	Ознайомити студентів з поняттям ПНГ, його складом, властивостями та значенням для нафтової промисловості	Лекція	Пояснювально-ілюстративний, демонстрація схем
2	Технологічні процеси збору та підготовки ПНГ	3	Розглянути етапи збору, очистки та дегазації газу, навчитися визначати ключові параметри процесу	Лекція + семінар	Пояснення з прикладами, аналіз схем, обговорення
3	Сепарація, стиснення та транспортування ПНГ	3	Навчити студентів принципам роботи сепараторів, компресорів та трубопроводів для ефективної рециркуляції	Лекція + практична демонстрація	Ілюстрації, технічні схеми, групове обговорення
4	Показники ефективності технологічного процесу	2	Ознайомити з коефіцієнтом утилізації, енергетичною та економічною ефективністю, навчитися робити первинні розрахунки	Семінар	Аналітичний метод, розбір прикладів, виконання розрахунків
5	Баланс маси та енергії у процесі рециркуляції ПНГ	3	Розвинути навички складання масо- та енергетичного балансу технологічних потоків	Практичне заняття	Робота з таблицями та схемами, розрахунки, моделювання

Продовження табл. 4.9

1	2	3	4	5	6
6	Екологічні аспекти рециркуляції ПНГ	2	Ознайомити з методами зменшення викидів шкідливих речовин та парникових газів	Лекція + семінар	Пояснювально-ілюстративний, аналіз нормативних документів
7	Оцінка економічної ефективності та баланс витрат і вигод	3	Навчитися аналізувати економічну доцільність рециркуляції газу та робити порівняльні оцінки	Практичне заняття	Розрахунково-аналітичний метод, робота з кейсами
8	Оптимізація технологічних потоків	3	Освоїти методи підвищення ефективності рециркуляції ПНГ через оптимізацію потоків та модернізацію обладнання	Практичне заняття	Проектна робота, групове моделювання, обговорення варіантів
9	Використання програмного забезпечення для моделювання процесів	3	Навчитися моделювати технологічні процеси рециркуляції ПНГ та визначати оптимальні параметри	Лабораторне заняття	Робота з ПЗ (Aspen HYSYS, MATLAB), моделювання, аналіз результатів
10	Підсумкове заняття: аналіз ефективності та рекомендації	2	Закріпити знання, підсумувати результати навчання, сформулювати рекомендації щодо впровадження ефективних технологій	Семінар	Обговорення, захист групових проєктів, підведення підсумків

### 4.13 Розробка сценарію заняття «Баланс маси та енергії у процесі рециркуляції ПНГ»

Таблиця 4.10

## Сценарій заняття

№ з/п	Структурні елементи заняття	Зміст структурних елементів
1	2	3
1	Організаційна частина (5 хвилин)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Перевірка присутності студентів.</li> <li>- Ознайомлення з планом заняття.</li> <li>- Формулювання очікуваних результатів заняття: студенти повинні навчитися складати баланс маси та енергії технологічного потоку ПНГ і визначати втрати.</li> </ul>
2	Вступна частина (10 хвилин)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Мотивація: пояснення важливості контролю маси та енергії у процесі рециркуляції ПНГ.</li> <li>- Огляд технологічного процесу рециркуляції ПНГ.</li> <li>- Повторення базових понять: маса, енергія, потік, коефіцієнт утилізації газу.</li> </ul>
3	Теоретична частина (30 хвилин)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Пояснення принципів складання балансу маси: визначення всіх входів і виходів газу на різних етапах процесу.</li> <li>- Визначення енергетичних витрат на компресорні станції, сепаратори, нагрівальні установки.</li> <li>- Методи визначення втрат газу та енергії.</li> <li>- Приклади розрахунків балансу маси та енергії з реальними даними.</li> </ul>
4	Практична частина (45 хвилин)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Студенти отримують схему технологічного процесу рециркуляції ПНГ та початкові дані (обсяги газу, температура, тиск, споживана енергія).</li> <li>- Завдання: скласти масовий і енергетичний баланс процесу.</li> <li>- Визначити втрати газу та енергії на кожному етапі.</li> <li>- Підготувати графічне представлення балансу (діаграми потоків).</li> <li>- Обговорення результатів у групах і порівняння з нормативними показниками.</li> </ul>
5	Заключна частина (10 хвилин)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Підведення підсумків: які помилки були допущені, що вдалося оптимізувати.</li> <li>- Обговорення практичного значення знань для підвищення ефективності рециркуляції ПНГ.</li> </ul>

Продовження табл. 4.10

1	2	3
		- Відповіді на запитання студентів.
6	Видача домашнього завдання	- Домашнє завдання: скласти баланс маси та енергії для альтернативної технологічної схеми ПНГ.

### Висновки до розділу 4

Розробка дидактичного проєкту викладання теми «Аналіз ефективності технологічного процесу рециркуляції попутного нафтового газу» дозволяє систематизувати навчальний матеріал та структурувати його відповідно до цілей підвищення кваліфікації інженерного складу, забезпечуючи послідовне засвоєння теоретичних знань, практичних навичок і умінь оцінки ефективності рециркуляції ПНГ. Використання інтерактивних методів навчання, таких як практичні розрахунки, моделювання технологічних потоків та аналіз кейсів, сприяє розвитку аналітичного мислення та здатності приймати оптимальні техніко-економічні та екологічні рішення в умовах виробництва. Дидактичний проєкт дає можливість інженерам експлуатаційної служби відпрацьовувати навички складання масо-енергетичних балансів, оцінки економічної та енергетичної ефективності процесу, а також аналізу екологічних показників рециркуляції ПНГ. У процесі підвищення кваліфікації інженери отримують комплексне уявлення про взаємозв'язок технологічних параметрів, економічних витрат та екологічних аспектів, що підвищує рівень безпеки і ефективності експлуатації нафтових підприємств. Впровадження дидактичного проєкту сприяє стандартизації навчального процесу, забезпечує можливість повторного використання матеріалів для подальшого навчання персоналу та полегшує інтеграцію сучасних цифрових інструментів для моделювання і оптимізації технологічних процесів. Вивчення цієї теми в рамках підвищення кваліфікації забезпечує формування у інженерів експлуатаційної

служби компетенцій, необхідних для підвищення ефективності виробничих процесів та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище.

## ВИСНОВКИ

Магістерську кваліфікаційну роботу присвячено дослідженню процесу професійної підготовки інженерно-технічних працівників експлуатаційної служби, які здійснюють технічний супровід, контроль та оцінювання ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного нафтового газу на нафтогазовидобувних об'єктах.

В роботі проаналізовано зміст та специфіку професійної діяльності інженерного складу експлуатаційної служби, що відповідає за процеси рециркуляції попутного газу; виявлено вимоги до професійних компетентностей спеціалістів, які здійснюють аналіз ефективності технологічних процесів рециркуляції попутного нафтового газу; обґрунтовано структуру, зміст та методичні підходи до організації підготовки інженерного персоналу; розроблено програму професійної підготовки щодо аналізу та оптимізації процесу рециркуляції ПНГ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Головенкін В. П. Інженерна педагогіка [Електронний ресурс] : підруч. / В. П. Головенкін. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. Режим доступу: [http://psy.kpi.ua/wp-content/uploads/2017/02/Injenerna\\_pedagogika.pdf](http://psy.kpi.ua/wp-content/uploads/2017/02/Injenerna_pedagogika.pdf)
2. Коваленко О. Е., Брюханова Н. О., Корольова Н.В. Методика професійного навчання: дидактичне проектування: Підручник для студентів інженерно-педагогічних спеціальностей. – Харків: УПА, 2019. – 204 с.
3. Коваленко О. Е., Брюханова Н. О., Корольова Н.В. Методика професійного навчання: основні технології навчання: Підручник для студентів інженерно-педагогічних спеціальностей. – Харків: УПА, 2019. – 174 с.
4. Лебедик Л.В., Стрельніков В.Ю., Стрельніков М.В. Сучасні технології навчання і методики викладання дисциплін: Навчально-методичний посібник для слухачів курсів підвищення кваліфікації педагогічних працівників закладів середньої, професійної (професійно-технічної), фахової передвищої та вищої освіти / Л. В. Лебедик, В. Ю. Стрельніков, М. В. Стрельніков. – Полтава : АСМІ, 2020. – 303 с.
5. Методика професійної освіти : навч. посібник для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 015 «Професійна освіта» галузі знань 01 «Освіта / Педагогіка» / Д. О. Чернишев, К. І. Почка, Г. Л. Корчова, Ю. С. Красильник, М. В. Руденко. – Київ : Компринт, 2024. – 224 с.
6. Методичні вказівки до виконання магістерської кваліфікаційної роботи для здобувачів освіти другого (магістерського) рівня вищої освіти денної та заочної форм навчання за спеціальністю 015 Професійна освіта (за спеціалізацією) / Укр. інж.-пед. акад.; упоряд.: О. Е. Коваленко, Н. О. Брюханова, Н.В. Божко, Н.В. Корольова – Харків: УПА, 2024. – 82 с.
7. Семенова А.В. Професійна педагогіка: Підручник. / Авт. : О.В. Грабовський, Л.В. Коломієць, О.С. Савельєва, А.В. Семенова, В.Ф. Яні; за заг. ред. А.В. Семенової. – Одеса: Бондаренко М.О., 2020. – 575 с.

8. Сайт дистанційної освіти Університету – Режим доступу: <https://moodle.karazin.ua>
9. EdEra – студія онлайн-освіти [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ed-era.com/>
10. Український освітній онлайн-портал для вчителів «На Урок» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://naurok.com.ua/>
11. «Освіторія Медіа» – онлайн медія про освіта та виховання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://osvitoria.media/>
12. Освіта.UA [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://osvita.ua>
13. Всеосвіта – освітня платформа для професійного зростання педагогічних працівників та підвищення їх педагогічної майстерності [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vseosvita.ua/>
14. Наказ Міненерговугілля України № 20 від 21.01.2013 «Про продовження чинності галузевих стандартів і нормативних документів колишнього СРСР нафто-газового комплексу». Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України.
15. European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). Winter Supply Outlook 2025/26 and Winter Review 2024/25. Brussels: ENTSOG, October 2025.
16. T.D. Williamson Pipeline Performance. About TDW. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.tdwilliamson.com/company/about-us> (дата звернення 20.10.2025 г.).
17. ДСТУ 2825-94 Сепаратори. Терміни та визначення.
18. T.D. Williamson. STOPPLE® Train Isolation System. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.tdwilliamson.com/solutions/hot-tapping-andplugging/isolation/stopple-train> (дата звернення 20.11.2025 р.).
19. Ravetti STOP/SYSTEM™ – Technology for Depressurizing and Bypassing Pipelines Видавець: Ravetti S.p.A. (Італія) Рік: 2024 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.ravetti.eu/> (дата звернення 27.10.2025 р.).

20. Ashby, M. F. (2011). *Materials Selection in Mechanical Design* (4th ed.). Oxford: Butterworth-Heinemann.
21. Zienkiewicz, O. C., Taylor, R. L., & Zhu, J. Z. (2013). *The Finite Element Method: Its Basis and Fundamentals* (7th ed.). Oxford: Elsevier.
22. Chung, T. J. (2010). *Computational Fluid Dynamics and ANSYS Applications for Engineers and Designers*. Cambridge: Cambridge University Press.
23. Moaveni, S. (2020). *Finite Element Analysis: Theory and Application with ANSYS* (4th ed.). Pearson Education.
24. Gent, A. N. (2012). *Engineering with Rubber: How to Design Rubber Components* (3rd ed.). Munich: Hanser Publishers.
25. Kutz, M. (Ed.). (2020). *Mechanical Engineers' Handbook* (4th ed., Vols. 1–4). Wiley. ISBN: 978-1-119-57711-1.
26. Ковальчук, В. С., & Гуменюк, В. В. (2022). *Довідник інженера-механіка: матеріали, конструкції, розрахунки*. Львів: Видавництво ЛНУ. ISBN: 978-966-613-123-4.
27. ДСТУ 3135.0-95 Гідроприводи. Частина 0. Терміни та визначення.
28. Zienkiewicz, O. C., Taylor, R. L., & Zhu, J. Z. (2013). *The Finite Element Method: Its Basis and Fundamentals* (7th ed.). Elsevier. ISBN: 978-1-85617-633-0.
29. ДСТУ 3437-96 Технічна термінологія в машинобудуванні.
30. ДСТУ EN 13445-3:2014 Нестандартне обладнання. Тиск. Частина 3: Розрахунок.
31. ДСТУ 4485:2005 Газ природний. Терміни та визначення.
32. ДСТУ 3205-95 Нафта і нафтопродукти. Методи визначення газового фактора.
33. ДСТУ 4119-2002 Нафта. Методи визначення фізико-хімічних показників.
34. ДСТУ 4492:2005 Нафта. Загальні технічні умови.
35. ДСТУ 3205-95 Нафта і нафтопродукти. Методи визначення газового фактора.

36. Василюк Л.М. Оптимізація процесів промислової підготовки нафти із застосуванням деемульгаторів // Нафтогазова енергетика. – 2025. – №2. – С. 45–52. ІФНТУНГ.

37. Розробка та експлуатація нафтових і нафтогазових родовищ: навч. посіб. / За ред. проф. І.І. Кондратенка. – Харків: НТУ «ХП», 2020. – 210 с.