

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: «Оптимізація технологічних процесів підготовки газу
до транспортування»

Виконав: студент 4 курсу групи НІТ2022-1

Валентин ІЛЬІН

Керівник: к.т.н., доц. Наталія КАПЦОВА

Рецензент: д.т.н., проф. Борис Ільченко

Харків – 2026 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут, факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії та технології

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій



Роман ТКАЧЕНКО

«16» червня 2026 р..

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента Льїна Валентина Михайловича

1.Тема роботи: «Оптимізація технологічних процесів підготовки газу до транспортування».

затверджені наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: Загальні відомості про трубопровідний транспорт нафти; Основні об'єкти і споруди магістрального нафтопроводу

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):

4.1 Загальна характеристика промислового майданчика Кегичівського підземного сховища газу «Кегичівське псг» Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу; Природно-географічна, геологічна та гідрогеологічна характеристика району розташування підземного сховища газу; Технологічна структура та виробничі об'єкти підземного сховища газу; Технологічний процес відбору, осушення та підготовки газу до транспортування; Призначення, будова та принцип роботи автоматичної газорозподільної станції.

4.2 Аналіз виробничих показників діяльності Кегичівського підземного сховища газу; Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму; Аналіз роботи сховища в режимі відбору газу ; Основні параметри та характеристики роботи нагнітально-видобувних свердловин під час експлуатації підземного сховища газу.

4.3 Охорона праці та екологічна безпека.

5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

5.1Комплекс підземних сховищ газу України

5.2Геологічна характеристика Кегичівського підняття

5.3Технологічна структура та виробничі об'єкти підземного сховища газу

5.4Схема установки попередньої підготовки газу

5.5Схема установки комплексної підготовки газу

5.6Структурна схема газового родовища пластового типу після виснаження запасів

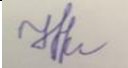
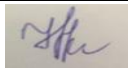
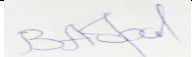
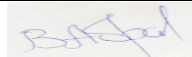
5.7Розрахунок необхідної кількості свердловин і компресорних агрегатів у піковий та завершальний періоди відбору газу

5.8Показники експлуатації нагнітально-видобувних свердловин у процесі підземного зберігання газу

5.9Охорона праці та екологічна безпека

5.10Висновки

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	доц. Капцова Н. І.		
Охорона праці	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	25.05.2026	
	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	26.05.2026	
2	Огляд і аналіз науково-технічної літератури за тематикою роботи	28.05.2026	
3	Одержання завдання на проектування	01.06.2026	
4	Основні відомості про Кегичівське ПСГ	05.06.2026	
5	Аналіз процесу відбору, осушення газу до транспортування	07.06.2026	
6	Аналіз процесу підготовки газу до транспорту	08.06.2026	
7	Принцип роботи автоматичної газорозподільної станції	09.06.2026	
8	Аналіз роботи сховища в режимі відбору газу	11.06.2026	
9	Робота нагнітально- видобувних свердловин	12.06.2026	
10	Виконання розділу з охорони праці	14.06.2026	
12	Оформлення пояснювальної записки	28.05-14.06.2026	
13	Оформлення графічного матеріалу	02.06-14.06.2026	
14	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	18.06.2026	
15	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	.06.2026	

Керівник _____

(кандидат техн.наук, доцент. Капцова Н. І.)

Студент-бакалавр _____

(Льїн В. М.)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 59 с., 3 рис., 15 табл., 21 джерел, 10 слайдів графічної частини в презентації.

Об'єкт дослідження – Кегичівське підземне сховище газу Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу.

Предмет дослідження – технологічні режими експлуатації Кегичівського підземного сховища газу в процесах нагнітання, зберігання, відбору та підготовки до транспортування природного газу.

Мета роботи – аналіз технологічних режимів експлуатації підземного сховища газу, визначення основних параметрів його роботи та оцінка умов забезпечення виробничої, пожежної й екологічної безпеки.

У кваліфікаційній роботі розглянуто геолого-промислові та технологічні особливості підземного сховища газу, створеного на базі виснаженого газоконденсатного родовища. Проведено аналіз геологічної будови, гідрогеологічних і кліматичних умов району розташування сховища, а також досліджено склад і призначення основних виробничих об'єктів. Проаналізовано технологічну схему підготовки, нагнітання, зберігання та відбору природного газу. Виконано розрахунки технологічних параметрів роботи підземного сховища, визначено максимальний обсяг активного газу, який може бути закачаний до пласта, розраховано тривалість циклу нагнітання, а також встановлено основні параметри роботи свердловин і компресорного обладнання. Досліджено показники роботи сховища в піковий та завершальний періоди відбору газу, визначено необхідну кількість експлуатаційних свердловин і компресорних агрегатів для забезпечення заданої продуктивності.

У роботі проведено аналіз стану охорони праці на дотискувальній компресорній станції «Пролетарська», визначено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для процесів транспортування і компримування природного газу. Розглянуто комплекс технічних та

організаційних заходів щодо забезпечення безпечних умов праці, пожежної безпеки та захисту персоналу від впливу небезпечних виробничих чинників. Окрему увагу приділено питанням екологічної безпеки. Проаналізовано системи водопостачання та водовідведення, джерела утворення виробничих відходів і атмосферних викидів, а також заходи щодо зниження негативного впливу виробничої діяльності на навколишнє природне середовище.

Ключові слова: підземне сховище газу, природний газ, відбір газу, компресорна станція, експлуатаційна свердловина, газотранспортна систем

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВОГО МАЙДАНЧИКА КЕГИЧІВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ «КЕГИЧІВСЬКЕ ПСГ» ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИ- ЧЬОГО УПРАВЛІННЯ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ.....	9
1.1. Природно-географічна, геологічна та гідрогеологічна характеристика району розташування підземного сховища газу.....	11
1.2. Технологічна структура та виробничі об'єкти підземного сховища газу	16
1.3. Технологічний процес відбору, осушення та підготовки газу до транспортування.....	20
1.4. Призначення, будова та принцип роботи автоматичної газорозподільної станції	22
Висновок.....	24
2 АНАЛІЗ ВИРОБНИЧИХ ПОКАЗНИКІВ ДІЯЛЬНОСТІ Кегечівського ПСГ	25
2.1. Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму	26
2.2 Аналіз роботи сховища в режимі відбору газу	31
2.3 Основні параметри та характеристики роботи нагнітально- видобувних свердловин під час експлуатації підземного сховища газу .	33
Висновок.....	35
3. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА.....	37
3.1. Відомості щодо виробничого травматизму та професійних захворювань працівників	38
3.2 Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища.	41
3.3 Заходи щодо забезпечення належних умов праці	43
3.4 Забезпечення безпечних умов при технологічних процесах, монтажі та	

експлуатації обладнання	47
3.5 Заходи з пожежної безпеки	49
3.6 Забезпечення екологічної безпеки	52
Висновок	54
ВИСНОВОК	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	58

ВСТУП

Газотранспортна система України є однією з найбільших і найпотужніших у Європі. Завдяки своєму вигідному географічному положенню вона забезпечує транспортування значних обсягів природного газу до країн Центральної, Західної та Південної Європи, виконуючи важливу роль у міжнародній енергетичній інфраструктурі. Україна тривалий час залишається одним із ключових транзитерів природного газу, а її територія є важливою ланкою між регіонами видобутку та споживання енергоресурсів.

Газотранспортна система країни характеризується високим рівнем розвитку та значною протяжністю. Магістральні газопроводи охоплюють усі регіони України, забезпечуючи газопостачання населених пунктів, промислових підприємств, теплоелектростанцій та інших споживачів. Розвинена газова інфраструктура сприяла широкому впровадженню природного газу в енергетиці, металургії, машинобудуванні, харчовій промисловості та виробництві будівельних матеріалів. Крім того, природний газ є важливою сировиною для підприємств хімічної галузі.

Одним із пріоритетних завдань енергетичної політики України є підтримання належного технічного стану газотранспортної системи та її подальша модернізація. Це необхідно для забезпечення надійного постачання природного газу як внутрішнім споживачам, так і європейським партнерам. Важливою складовою єдиної системи газопостачання є мережа підземних сховищ газу, яка забезпечує накопичення резервних запасів, вирівнювання сезонної нерівномірності споживання та підвищення надійності функціонування всієї системи.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВОГО МАЙДАНЧИКА КЕГИЧІВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ «КЕГИЧІВСЬКЕ ПСГ» ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧЬОГО УПРАВЛІННЯ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

В Україні створювати ПСГ почали у 1960-х роках для забезпечення безперебійного постачання газу до Києва та промислових центрів східних областей. Коли ж почалися постачання радянського газу до Європи, постало питання регулювання обсягів поставок у цьому напрямку. Тому в 1970-1980-ті роки на заході України на базі виснажених родовищ побудували п'ять ПСГ, включаючи Більче-Волицько-Угерське, яке досі є найбільшим у Європі (17 млрд кубометрів).

Наразі українська мережа підземного зберігання газу включає чотири комплекси: Західноукраїнський (Прикарпатський), Київський, Донецький та Південноукраїнський. Близько 80% потужностей українських ПСГ посідає Західноукраїнський комплекс.

На сьогодні в Україні налічується 13 ПСГ загальною проектною потужністю 32 млрд кубометрів. Але два з них сумарною потужністю 1,4 млрд куб. м розташовані на тимчасово окупованій території Луганської області та Криму. Два з українських ПСГ створено на базі водоносних структур, а решта – на базі виснажених газових родовищ.

ПСГ	Рік спорудження	Проектна потужність, млн куб. м
Краснопопівське	1977	420
Олішівське	1978	310
Богородчанське	1979	2300
Угерське	1982	1900
Опарське	1984	1920

ПСГ	Рік спорудження	Проектна потужність, млн куб. м
Солохівське	1987	1300
Дашавське	1987	2150
Кегичівське	1988	700
Червонопартизанське	1989	1500
Більче-Волицько-Угерське	1990	17050
Пролетарське	1991	1000
Вергунське	1996	400
Глібівське	1991	1000

Примітка: Вергунське та Глібівське ПСГ розташовані на тимчасово окупованій території[2]

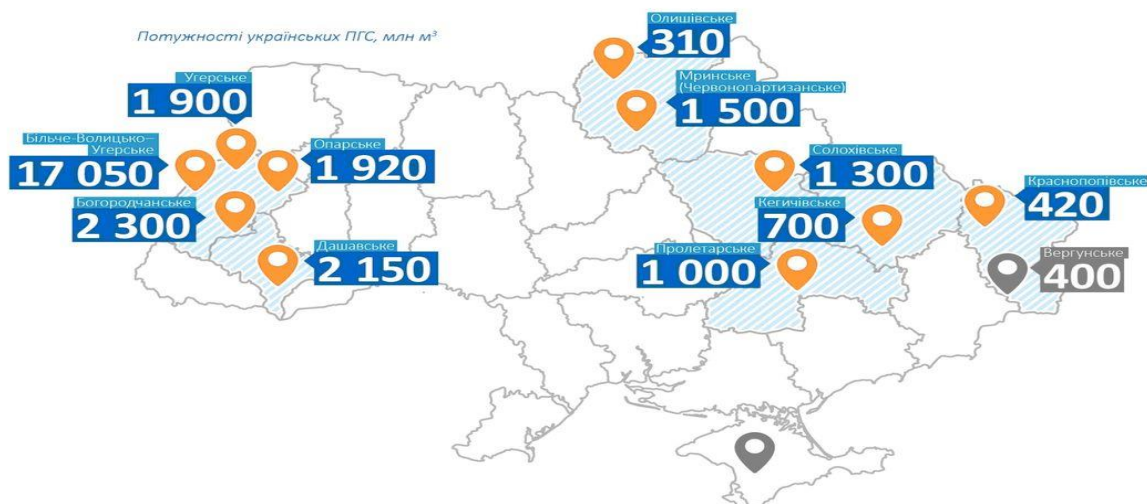


Рисунок 1.1 - Українські підземні сховища газу

1.1 Природно-географічна, геологічна та гідрогеологічна характеристика району розташування підземного сховища газу

Кегичівське підземне сховище газу є діючим об'єктом підземного зберігання природного газу, на якому здійснюються технологічні процеси закачування, зберігання та відбору газу відповідно до виробничих потреб газотранспортної системи України.

В Харківській області розташоване Кегичівське ПСГ, яке створене на базі Західного блоку виснаженого покладу газоконденсатного родовища. Кегичівське підняття пов'язане з захованою палеозойською структурою і розташоване між Соснівським і Павловським штоками девонської солі, за покрівлею підбрянцівського горизонту. Воно являє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання. Важливим чинником тектоніки Кегичівського підняття, що позитивно впливає на герметичність газового покладу, є пластичність солі. Цей фактор сприяє швидкому «заживанню» скидів і тріщинуватих зон. У будові пастки підбрянцевського горизонту, особливо в східному блоці, істотну роль відіграє наявність Павлівського соляного штоку. Підбрянцівський продуктивний горизонт [4] складений переважно каверзнотріщинуватими доломітами і вапняками з прошарками алевролітів, пісковиків та глин. Він залягає безпосередньо під потужною товщею брянцівської солі, в склепінчастій частині частково зрізається сіллю, а в занурених частинах в його покрівлі з'являється пачка мергелистих порід. Весь підбрянцівський горизонт перекритий потужним пластом солі товщиною 40 – 50 м, що є найнадійнішим екраном [2].

В 1988 році розпочато закачування газу в підземне сховище з поступовим доведенням об'єму газу, що зберігався, до 1315 млн м³, в т.ч. активного до 700 – 715 млн м³. За час дослідно-промислової експлуатації пластовий тиск в покладі в окремі роки досягав свого максимального значення 165 – 168 кгс/см². Проте після заповнення газом периферійних

слабодренованих зон максимальний тиск, навіть, після повного заповнення штучного газового покладу не перевищував 162 кгс/см^2 . Максимальне добове відбирання газу доведено до 8,5 – 9 млн м³ на початку сезону відбирання газу. Режим роботи ПСГ – газовий. В процесі створення і досліднопромислової експлуатації Кегичівського ПСГ була підтверджена герметичність об'єкта для газозберігання, визначена відсутність газодинамічного зв'язку між західним і східним покладами. Також встановлено, що пласт-колектор має складну мозаїчну будову, а місцями взагалі відсутній у зв'язку із заміщенням його сіллю. Кегичівське підземне сховище призначене для надійності газопостачання Харківського промислового району та споживачів магістральних газопроводів Шебелинка-Полтава-Київ і Єфремівка-Диканька-Київ.

Територія характеризується переважно рівнинним, слабкохвилястим рельєфом. Основними його елементами є річкові долини з терасами та вододільні плато. Найвищі абсолютні відмітки місцевості, які сягають близько 140 м, спостерігаються в центральній частині району, тоді як на решті території вони переважно становлять від 120 до 140 м. Найнижчі абсолютні висоти приурочені до заплави річки Оріль.

Характерними елементами рельєфу цієї території є штучно створені кургани заввишки від 3 до 8 метрів, які розміщені на підвищених ділянках вододілів. Більшість із них обладнано триангуляційними пунктами, що використовуються для геодезичних робіт.

Рівень ґрунтових вод на більшій частині території залягає нижче глибини прокладання трубопроводів, за винятком ділянок, розташованих у річкових долинах.

Ландшафт району виконання робіт є переважно степовим. Суцільні лісові масиви відсутні, за винятком численних штучних лісонасаджень.

У області низовини переважають звичайні чорноземи середнього вмісту гумусу, які сформувалися на важкосуглинкових, а місцями глинистих лесових відкладах. У річкових долинах поширені чорноземно-лучні ґрунти з

ознаками солонцюватості та засолення. Тип засолення переважно хлоридно-сульфатний.

Особливості створення та експлуатації Кегичівського ПСГ у горизонтах Б-5 і Б-9 значною мірою визначаються геологічною будовою регіону та фізико-літологічними властивостями пластів-колекторів.

У геологічній будові підземного сховища газу беруть участь породи докембрійського віку, а також відклади девонського, кам'яновугільного, верхньопермського, тріасового, юрського, палеогенового та четвертинного періодів.

Докембрійські утворення представлені гранітами та гранодіоритами. Девонська система складена інтенсивно метаморфізованими теригенними відкладами середнього та верхнього відділів. Кам'яновугільні відклади включають три підрозділи: нижній, середній і верхній.

Нижній відділ представлений вапняками, аргілітами та пісковиками турнейського, візейського і серпухівського ярусів. Сумарна товщина цих відкладів у межах структури досягає приблизно 1340 м.

Середній відділ складений теригенними породами башкирського та московського ярусів. Башкирський ярус поділяється на нижній і верхній під'яруси, які представлені піщано-глинистими відкладами. Саме з пластами пісковиків пов'язані газові поклади горизонтів Б-5, Б-8, Б-9, Б-10 та Б-12.

У складі московського ярусу виділяють верхні та нижні пісковикові свити (М-7), з якими пов'язаний однойменний газовий поклад. Загальна потужність московського ярусу в межах структури становить приблизно 475–545 м. Відклади верхнього карбону виділяються умовно та представлені глинами, пісковиками й алевролітами[1].

Вище за розрізом із кутовим неузгодженням залягають породи бучацького, київського та харківського ярусів палеогену, полтавського ярусу неогену, а також четвертинні відклади, сумарна товщина яких у межах структури сягає до 140 м.

З поверхні низовина вкрита антропогеновими відкладами, серед яких

у західній частині переважають піщані породи, а у східній — лесові відклади.

У тектонічному відношенні підняття належить до Голубійсько-Колайдинського валу. Воно має вигляд брахіантиклінальної складки субширотного простягання з розмірами приблизно $5,6 \times 2,4$ км і амплітудою близько 60 м у межах московського ярусу середнього карбону. У межах структури розривних тектонічних порушень не виявлено.

У гідрогеологічному відношенні підняття характеризується значною віддаленістю від зони прісних вод, наявністю численних водоупорів і великою потужністю вод з хлоридним типом мінералізації. За особливостями розвитку основних типів підземних вод і рівнем їх мінералізації в розрізі виділяють верхню та нижню гідрогеологічні зони, які відрізняються умовами режиму підземних вод.

Як основні контрольні горизонти для моніторингу герметичності ПСГ використовуються пласти середньомосковського та верхньокам'яновугільного віку, а як додаткові — горизонти тріасового, байського, харківського та бучацького віку[1].

Клімат району є помірно континентальним із середньомісячною температурою повітря близько $+7,9$ °С. Найтеплішими місяцями є липень і серпень, коли середня температура становить приблизно $+23$ °С, тоді як найхолоднішим є лютий із середнім показником $-5,7$ °С. Максимальна температура в липні може досягати $+43$ °С, а мінімальна в січні знижується до $-30 \dots -36$ °С. Середньорічна кількість опадів становить близько 458 мм.

Сніговий покрив зазвичай формується наприкінці грудня — на початку січня та зникає наприкінці березня — на початку квітня. Сніг рідко зберігається протягом усієї зими. У лютому висота снігового покриву зазвичай досягає 10–15 см.

Середня глибина промерзання ґрунтів становить 0,7–0,8 м, а максимальна може сягати до 1,2 м.

У зимовий період у цьому районі часто виникають хуртовини та ожеледь. Вони формуються в холодну пору року, переважно за температури

від 0 до -3 °C та за підвищеної вологості повітря. У деяких випадках товщина льоду, що намерзає, сягає кількох сантиметрів, що може призводити до обриву проводів повітряних ліній електропередач та інших пошкоджень інфраструктури.

Грози переважно спостерігаються з березня по листопад, що в цей період призводить до відключень перетворювачів УКЗ. У середньому кількість днів із грозами не перевищує 25 на рік[1].

Переважний напрям вітрів — північно-західний у літній період та південно-західний в інші пори року, із середньою швидкістю до 10–11 м/с. Найбільші швидкості вітру фіксуються взимку, коли вони можуть досягати 20 м/с. Саме в цей період відбувається найбільша кількість відключень ліній електропередач та УКЗ. Середньомісячна швидкість вітру в холодний період зазвичай перевищує 6 м/с.

Кліматичні навантаження та впливи, що враховуються при розрахунку і виборі конструкцій повітряних ліній, визначаються на основі карт територіального районування України, наведених у Правилах улаштування електроустановок.

Район виконання робіт належить:

- за величиною ожеледних навантажень на елементи повітряних ліній (як для лінійно-протяжних, так і для площинних конструкцій ПЛ) — до 3-го району;
- за нормативним значенням вітрового тиску на повітряні лінії — до 3-го району;
- за розрахунковим вітровим тиском на ПЛ — також до 3-го району;
- за нормативним значенням вітрового навантаження під час ожеледі — до 3–4 районів;
- за навантаженням від вітру на проводи та троси діаметром 10 мм, вкриті ожеледдю — до 3-го району;
- за середньорічною температурою повітря — до 3-го району;
- за мінімальною температурою повітря — до 7–8 районів;

- за максимальною температурою повітря — до 2-го району;
- за середньою частотою та інтенсивністю явища галопування проводів і тросів — до 2-го району.

1.2 Технологічна структура та виробничі об'єкти підземного сховища газу

ПСГ складається з двох частин: підземної та наземної. Підземна частина — порожнечі в земній корі, що утворилися природним шляхом, або вироблені родовища газу. Наземну частину формують трубопроводи, компресорні установки, насоси та інше обладнання, призначене для накачування газу та його відкачування з-під землі.

ПСГ використовуються не лише як довготривале сховище, а й як буферне. Якщо газу видобувається чи поставляється трубопроводами більше, ніж потрібно споживачам, то надлишок закачують у сховище.

Для виконання своїх функцій сховище обладнане такими об'єктами та системами:

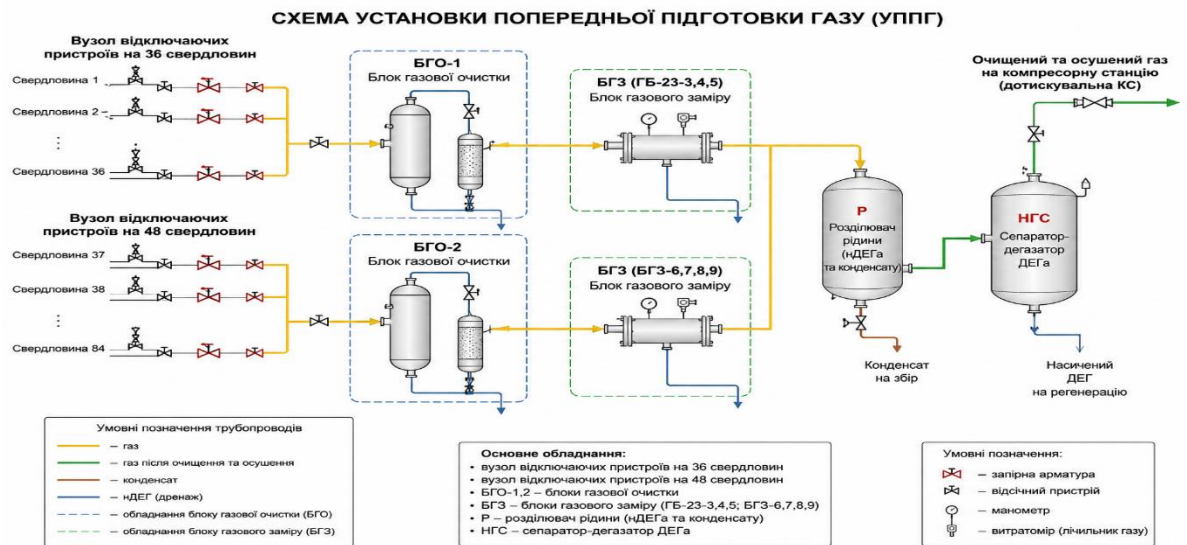
- свердловинами різного призначення (експлуатаційно-нагнітальними, спостережними та п'єзометричними);
- газозбірними мережами, до яких належать шлейфи свердловин;
- установкою первинної підготовки газу (УППГ);
- установкою комплексної підготовки газу (УКПГ);
- системою збору та транспортування газового конденсату;
- системою запобігання гідратуутворенню;
- системою електропостачання;
- системою водопостачання;
- засобами захисту технологічного обладнання від корозії;
- санітарно-технічними спорудами;
- факельним господарством;
- автоматизованою газорозподільною станцією АГРС-1/3, яка забезпечує газом Кегичівське ПСГ;

- компресорною станцією[5].

Установкою первинної підготовки газу забезпечує очищення газу, вимірювання його параметрів, відокремлення рідкої фази та підготовку газу до подальшої обробки на установці комплексної підготовки газу .

До складу установки попередньої підготовки газу (УППГ) входять такі основні установки та комунікації:

- вузол відключаючих пристроїв на 36 свердловин;
- вузол відключаючих пристроїв на 48 свердловин;
- БГО-1,2 — блоки газоочистки;
- БГЗ — блоки газового заміру (ГБ-23-3,4,5; БГЗ-6,7,8,9);
- Р — розділювач рідини (нДЕГа та конденсату);
- НГС — сепаратор-дегазатор ДЕГа[8].



Свердловини → Вузли відключаючих пристроїв (36 і 48 св.) → Блоки газоочистки БГО -1, БГО -2 → БГЗ Блоки газового заміру (ГБ-23-3,4,5; БГЗ-6,7,8,9) → Р Розділювач рідини (конденсат + нДЕГа) → газ до УКПГР Розділювач рідини → Рідина → НГС Сепаратор-дегазатор ДЕГа → Регенерація ДЕГа (Дегазований ДЕГа на регенерацію), (Відібраний газу газу систему)

Рисунок 1.2 - Схема установки попередньої підготовки газу

До складу установки комплексної підготовки газу (УКПГ) входять такі основні установки та комунікації:

1. установка низькотемпературної сепарації (НТС);
2. установка регенерації інгібітора (БРІ-1, 2, 3, 4, 5, 6);
3. блок технологічних ємностей;
4. резервуари для зберігання конденсату;
5. резервуари для зберігання діетиленгліколю (ДЕГа);
6. насосна станція ДЕГа;
7. насосна інгібіторів;
8. насосна конденсату;
9. замірний вузол.

Проектна продуктивність установки відбору газу становить 10 млн м³ на добу. Режим роботи свердловин на період відбору визначається геологічною службою та затверджується головним інженером [9].

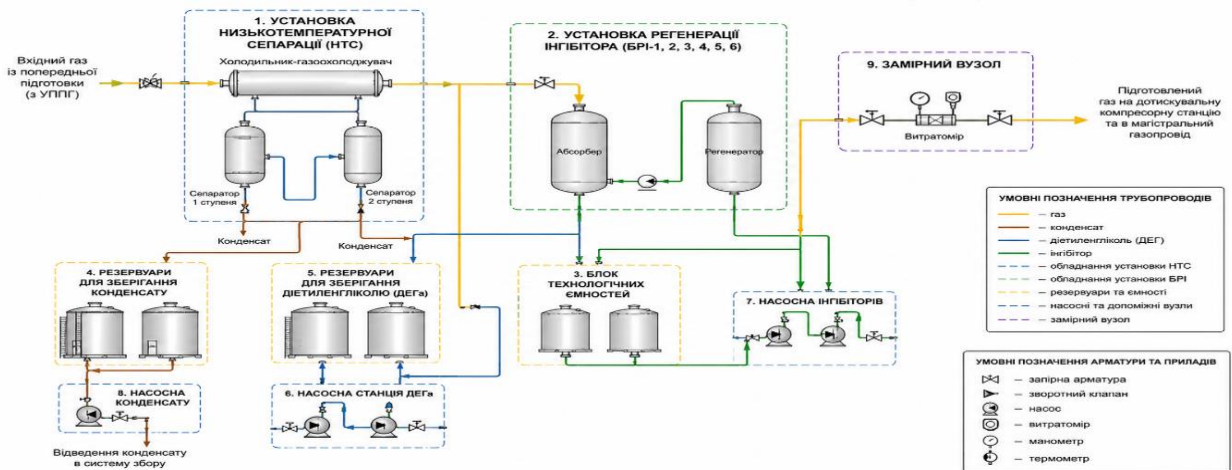


Рисунок 1.3 - Схема установки комплексної підготовки газу

Таблиця 1.1 – Перелік основних виробничих об'єктів установки для відбору та підготовки газу на Кегечівському ПСГ

№ п/п	Виробничий об'єкт	Призначення
1	Обв'язка гирла експлуатаційно-нагнітаючих свердловин	Можливість закачування пересувними агрегатами реагентів в затрубний і трубний простори свердловини.
2	Вузли відключаючих пристроїв ВВП	1. Автоматичне відключення відповідного шлейфа в випадку аварії (ВВП на 48 свердловин). 2. Об'єднання вихідних трубопроводів від свердловин в колектор відбору газу та на УППГ. 3. Колектор закачування газу з КС на робочі нитки свердловин ВВП. 4. Колектор заміру дебіту газу з замірними нитками при роботі свердловин на відбір. 5. Колектор заміру кількості рідини, що виноситься при роботі свердловин на відбір. 6. Колектор для подачі інгібіторів гідратоутворення на ВВП та ФА свердловин. 5. Регулювання штуцером ШР-12 режиму роботи свердловин.
3	Блоки газової очистки БГО-1,2	Сепарація гирлового газу від свердловини – рідина (конденсат+вода) і газ.
4	Блоки газового заміру ГВ-23-3,4,5 та БГЗ-6,7,8,9	Сепарація газу після ВВП–рідина (конденсат+вода) і газ та індивідуальний замір дебіту свердловин та кількості рідини що виноситься.
5	Розділювач Р	Поділ рідинної фази на: газ та конденсат, вода+ДЕГ після 1-ї ступені сепарації.
6	Сепаратор нафтогазовий НГС	Дегазація (вивітрювання) газу з нДЕГа після розділювача Р.
7	Насосна інгібіторів гідратоутворення	Здійснення подачі інгібітора гідрато-утворення дозуючими та плунжерними насосами на ВВП. Перекачування інгібіторів на установці технологічних ємностей.
8	Установка низькотемпературної сепарації	Призначена для кінцевого очищення та підготовки газу до транспортування споживачу.
9	Розділювач фазний БР-1	Поділ рідинної фази на: газ та конденсат, вода+ДЕГ після 2-ї ступені сепарації.
10	Сепаратор-вивітрювач С-3	Дегазація (вивітрювання) природного газу з нДЕГа після БР-1.
11	Ємність вивітрювання Е-8	Дегазація (вивітрювання) природного газу з вуглеводневого конденсату після БР-1.
12	Дренажна ємність ЕД-2 з наливним стояком	Ємність для збору рідини з дренажів С-1,2; Е-8, БР-1.
13	Ємності для зберігання конденсату Е-10(1,2,3)	Збір та зберігання вуглеводневого конденсату з продувок розділювачів Р та БР-1
14	Насосна ДЕГа	Здійснення подачі інгібітору гідратоутворення дозуючими та плунжерними насосами в трубний простір теплообмінників Т-1,2,3,4.
15	Установка регенерації інгібітора гідратоутворення (ДЕГа)	Регенерація насиченого ДЕГа і подача в ємності установки технологічних ємностей.
16	Установка технологічних ємностей	Ємності призначені для зберігання інгібітору гідратоутворення, дренажу рідини з УППГ та УКПГ.
17	Ємності для зберігання інгібітору гідратоутворення ДЕГу	Призначені для прийняття і зберігання концентрованого інгібітору гідратоутворення ДЕГу.
18	Насосна конденсату	Здійснення подачі вуглеводневого конденсату з Е-8 та Е-10 в конденсатопровід "Кременівська УКПНіГ-Перещепинська УКПГ" Перещепинського НПГ.
19	Факельнегосподарство з дренажною ємністю Е-12	Призначене для спалювання природного газу продувок та стравлювань з УППГ та УКПГ.
20	Вузол заміру газу ПЗГ-1	Призначений для заміру кількості газу, що поступає в магістральний газопровід.
21	АГРС-1/3	Призначена для подачі природного газу на котельню Пролетарського ВУПЗГ та с. Деконка.

1.3 Технологічний процес відбору, осушення та підготовки газу до транспортування

Відбір газу здійснюється через експлуатаційно-нагнітальні свердловини. Підготовка природного газу та конденсату до подальшого транспортування виконується на установках УППГ та УКПГ за схемою низькотемпературної сепарації (НТС).

Процес НТС призначений для виділення з газового потоку конденсату та вологи за умов низьких температур із підтриманням у сепараторі тиску, близького до тиску максимальної конденсації. Необхідне зниження температури на установці низькотемпературної сепарації досягається за рахунок використання дросельного ефекту.

Природний газ від кожної свердловини по шлейфах $\text{Ø}89 \times 5$ мм та $\text{Ø}114 \times 7$ мм надходить до вузлів відключаючих пристроїв (крани №1а, засувки №1, №5), де проходить через штуцери регулювання дебіту свердловин (ШР-12). Далі через засувки №7 та №7а газ потрапляє до загального колектора на БГО-1,2 (газосепаратори типу ГП 364.03.00.000 продуктивністю $2 \times 5 = 10$ млн $\text{м}^3/\text{добу}$, з регульованим сепараційним пристроєм на входній лінії), або, оминаючи його через засувку №6, спрямовується на блоки газового заміру БГЗ-6,7,8,9 або ГБ-23-3,4,5.

Після очищення від крапельної рідини та механічних домішок газ надходить по газовому колектору з тиском 12,0–5,0 МПа на УКПГ, у трубний простір кожухотрубних теплообмінників типу «ГАЗ-ГАЗ» Т-1,2,3,4.

З метою запобігання гідратоутворенню перед теплообмінниками у газовий потік через вузол впорскування (відцентрові форсунки) подається концентрований розчин діетиленгліколю (ДЕГ) 85% за допомогою насосів Н-3/1, Н-3/3, Н-3/4 (НД-100/250) або Н-3/2, Н-3а (ПТР-1,6/250) [8].

Крім того, для попередження утворення гідратів у шлейфах свердловин і на вузлах відключаючих пристроїв (ВВП) передбачена система подачі ДЕГу по індивідуальних інгібіторопроводах $\text{Ø}32 \times 3,5$ мм до фонтанної

арматури (ФА) свердловин та ВВП. Подача здійснюється насосами Н-1/1, Н-1/4 (ПТР-2,5/160), Н-1/2, Н-1/3 (ПТР-1,6/250) та Н-1/5, Н-1/6 (НД-100/250).

Після теплообмінників охолоджений сирий газ надходить на пункт редукування, де його дроселювання здійснюється через штуцер ШР-12 або за допомогою регулюючих клапанів.

У процесі редукування сирого газу при зниженні тиску з 10,0–6,0 МПа до 4,0–5,49 МПа температура газу зменшується приблизно на 6–12 °С.

Газ надходить на сепаратори С-1 — вертикальні низькотемпературні апарати типу ГС-2-64-2000-І із сітчастими насадками. Після С-1 газ спрямовується на додаткове очищення в сепаратори аналогічного типу С-2. Осушений газ із сепараторів С-2 подається в міжтрубний простір теплообмінників, де він охолоджується за рахунок віддачі холоду зустрічному потоку сирого газу та одночасно нагрівається його теплом. Далі газ із теплообмінників через крани №43 та №44 надходить на замірний вузол, після чого подається в газопровід ШДКРІ.

Суміш конденсату та насиченого діетиленгліколю (ДЕГ), яка відділяється від газу в сепараторах С-1 і С-2, через клапан К-203 та систему регулювання рівня СГ-У-01 направляється до дефлегматора БРІ-4,5, де підігрівається до необхідної температури. Після цього під власним тиском суміш надходить у фазний розділювач БР-1, де відбувається розділення ДЕГу та конденсату за рахунок різниці їх густини.

Після розділення рідин їх відведення здійснюється через клапан КЗП-200-20 за допомогою ДУЖП-2610. Конденсат подається на ємність Е-8 (вивітрювальна ємність), звідки спрямовується до резервуарного парку Е-10[9].

Насичений ДЕГ надходить у сепаратор-дегазатор С-3, після чого подається на випарну колону БРІ-4,5. Регенований діетиленгліколь із випарника потрапляє до збірної ємності, звідки насосами Н-3/1, Н-3/3, Н-3/4 (НД-100/250) або Н-3/2 (ПТР-1,6/250) подається в трубний простір

теплообмінників. Із цієї ж ємності насосами ВК ДЕГ може перекачуватися на ємності Е-4.

На УППГ рідинна суміш із БГО, БГЗ та ГБ-23 спрямовується до розділювача Р, де відбувається поділ насиченого ДЕГу та конденсату за рахунок різниці їх густини (зокрема при подачі ДЕГу на ФА свердловин і ВВП). Конденсат через клапан К-203 та систему регулювання рівня ДУЖП-2610 подається на Е-8, а відпрацьований (нДЕГ) через той самий вузол регулювання спрямовується на сепаратор-дегазатор НГС. Звідти він може подаватися на БРІ-1,2,3,6 або на дегазатор Д-2, який з'єднаний з ємностями Е-1,5.

Із ємностей Е-1,5 насичений ДЕГ відкачується насосами Н-4 (ВК) і направляється на дефлегматор, а далі у випарну колону БРІ-1,2,3,6 для регенерації. Регенований ДЕГ надходить у ємності Е-4,6, звідки насосами Н-1 подається на фонтанну арматуру свердловин та на ВВП.

У разі, якщо ДЕГ не подається на ВВП, після розділення суміші «вода+конденсат» у розділювачі Р вода спрямовується до НГС, а звідти через дренажну систему — на установку спалювання[9].

1.4 Призначення, будова та принцип роботи автоматичної газорозподільної станції АГРС-1/3

АГРС 1/3 — автоматична газорозподільна, яка призначена для одоризації та зниження тиску природного газу з 50 кгс/см² до 3 кгс/см² з подальшим його транспортуванням споживачам району, а також для забезпечення газопостачання об'єктів Кегечівського ПСГ, таких як котельня та їдальня.

До складу АГРС 1/3 входять основні вузли: вузол переключення, очищення, підігріву, редукування, обліку та одоризації газу.

Вузол переключення станції призначений для запобігання підвищенню тиску в лінії подачі газу до споживача за допомогою

запобіжної арматури.

Під час експлуатації запобіжні клапани повинні перевірятися на спрацювання щонайменше один раз на місяць, а в зимовий період — не рідше одного разу на 10 днів, із відповідним записом в оперативному журналі. Перевірка та регулювання клапанів мають проводитися не рідше двох разів на рік і оформлюватися відповідним актом. Клапани повинні бути опломбовані та забезпечені табличками із зазначенням дати повірки та параметрів регулювання.

Вузол очищення газу на АГРС призначений для запобігання потраплянню механічних домішок і рідин у технологічні трубопроводи, обладнання, а також у засоби контролю й автоматики станції та системи споживачів.

Вузол підігріву використовується для запобігання обмерзанню арматури та утворенню кристалогідратів у газопровідних комунікаціях і обладнанні.

Вузол редукування призначений для зниження та автоматичного підтримання заданого тиску газу, що подається споживачам.

На АГРС 1/3 процес редукування газу здійснюється по двох паралельних лініях однакової продуктивності, обладнаних однотипною запірно-регулюючою арматурою. При цьому одна лінія є робочою, а інша — резервною.

Вузол обліку газу призначений для здійснення комерційного вимірювання обсягів газу.

Вузол одоризації забезпечує надання природному газу характерного запаху, що подається споживачам, з метою своєчасного виявлення можливих витоків за запахом.

Середньорічна норма введення одоранту (етилмеркаптану або суміші природних меркаптанів) становить 16 г (19,1 см³) на 1000 м³ газу при температурі 0 °С і тиску 760 мм рт. ст. Витрати одоранту мають щоденно фіксуватися в журналі оператора, який обслуговує АГРС. Заповнення

підземної та витратної ємностей одорантом із бочок здійснюється лише закритим способом, спеціально підготовленим персоналом у складі бригади з трьох осіб[8].

Висновок до розділу 1

У розділі проведено аналіз географічних, геологічних, гідрогеологічних та кліматичних умов розташування Кегечівського підземного сховища газу, а також розглянуто його технологічну структуру та основні виробничі об'єкти. Створене на базі виснаженого газоконденсатного родовища, є важливим елементом газотранспортної системи України та забезпечує надійне газопостачання споживачів магістрального газопроводу Кегичівське підземне сховище призначене для надійності газопостачання Харківського промислового району та споживачів магістральних газопроводів Шебелинка-Полтава-Київ і Єфремівка-Диканька-Київ..

Дослідження геологічної будови та гідрогеологічних умов підтвердило сприятливість структури для безпечного зберігання природного газу, а аналіз природно-кліматичних факторів дозволив визначити умови експлуатації технологічного обладнання та інженерних мереж. Розглянуто склад і призначення основних виробничих об'єктів ПСГ, зокрема установок попередньої та комплексної підготовки газу, систем збору конденсату, запобігання гідратуутворенню, компресорної станції та автоматизованої газорозподільної станції АГРС-1/3. Проаналізовано технологічний процес відбору, осушення та підготовки газу до транспортування за схемою низькотемпературної сепарації, що забезпечує ефективне очищення газу від вологи та конденсату й підтримання його необхідних якісних показників. Технологічна схема ПСГ забезпечує функціонування сховища, ефективну підготовку газу до транспортування та постачання природного газу споживачам і в магістральну газотранспортну систему.

2. АНАЛІЗ ВИРОБНИЧИХ ПОКАЗНИКІВ ДІЯЛЬНОСТІ КЕГИЧІВСЬКОГО ПСГ

Виснажені газові родовища часто є найдоцільнішими об'єктами для створення підземних сховищ газу (ПСГ), оскільки такі родовища повністю розвідані. Для них відомі геометричні розміри та форма газоносної площі, геолого-фізичні характеристики пласта, початкові тиск і температура, склад газу, а також зміни дебітів свердловин у часі, коефіцієнти фільтраційного опору А і В, режим розробки та експлуатації родовища і герметичність покриття.

На таких родовищах, як правило, вже наявний фонд видобувних, нагнітальних і спостережних свердловин, а також промислові об'єкти для підготовки товарного газу.

Під час проектування підземного сховища на базі виснаженого родовища визначають: максимально допустимий тиск; мінімально необхідний тиск наприкінці періоду відбору; обсяги активного та буферного газу; кількість нагнітально-експлуатаційних свердловин; діаметр і товщину стінок промислових та з'єднувальних газопроводів; тип компресорного обладнання для компресорної станції (КС); загальну потужність КС; тип і параметри обладнання для очищення газу від твердих домішок під час закачування в пласт і його осушення під час відбору; обсяг додаткових капітальних вкладень, собівартість зберігання газу та термін окупності інвестицій.

Після цього проводять технічну перевірку стану свердловин, гирлового обладнання, промислових газопроводів, сепараторів і компресорів, визначають необхідні ремонти, заміни, а також доцільність будівництва нових об'єктів. Особливу увагу приділяють перевірці герметичності свердловин, оцінці швидкості та інтенсивності корозійних процесів промислового металевих обладнання, а також розробці заходів щодо їх запобігання. Крім того, важливим є комплексна автоматизація всіх

елементів обладнання підземного сховища, підвищення продуктивності праці та забезпечення охорони навколишнього середовища, зокрема джерел питної води у верхніх горизонтах[3].

2.1 Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму

Для схеми виснаженого газового родовища пластового типу відомі геометричні розміри та конфігурація газонасиченого пласта, об'єм порового простору покладу, значення пористості та проникності, пластовий тиск і температура, склад газу, розташування нагнітальних свердловин у межах газоносної площі, коефіцієнти фільтраційного опору, а також зміна витрат закачуваного газу в сховище з часом.

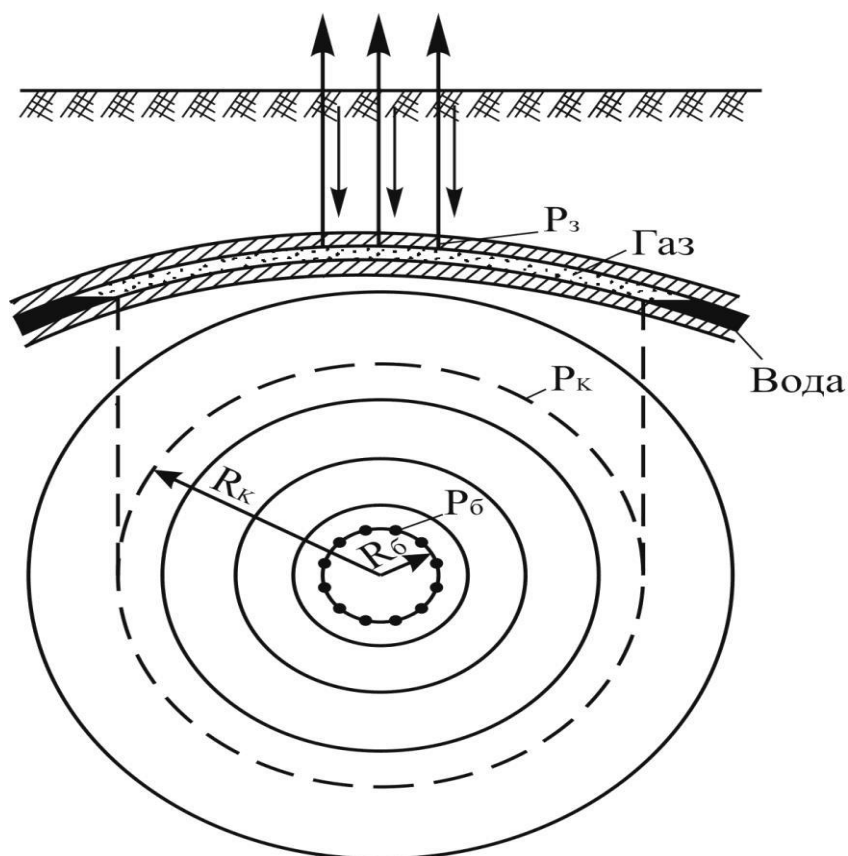


Рисунок 2.1. Загальна схема виснаженого газового родовища пластового типу

$$Q_? = \int_0^t N(t)dt = \Omega \left(\frac{P_?}{z_?} - \frac{P_?}{z_?} \right). \quad (2.1)$$

Визначимо максимальний об'єм газу, який може бути закачаний у підземне сховище, а також характер зміни тиску в часі у сховищі, на вибоях і гирлах нагнітальних свердловин, і необхідну кількість компресорних агрегатів для процесу закачування газу. При цьому фільтрацію газу в пласті приймаємо ізотермічною, а закон фільтрації — нелінійним[6].

Рівняння матеріального балансу газу під час його закачування у сховище має такий вигляд:

$$N(t)dt = \Omega d(p / z), \quad (2.2)$$

де $N(t)$ — задана витрата газу, що закачується в сховище, м³/добу;

Ω — сталий об'єм газонасиченого порового простору сховища, м³;

$p = \sim p / p$ — безрозмірний середньозважений за об'ємом порового простору пластовий тиск у сховищі;

z — коефіцієнт надстисливості газу.

Інтегруючи рівняння (2.1) в межах від 0 до t та від p_n до p_k , отримуємо:

Для приблизного розрахунку тиску на вибоях нагнітальних свердловин під час закачування газу з постійною витратою застосовують таку формулу[9]:

$$p^2 - p^2 = AQ + BQ^2, \quad (2.3)$$

$$R = R + 1,5 \sqrt{xt}; \quad x = \frac{kp_k}{m\mu_0}; \quad (2.4)$$

$$R = \frac{63 \cdot 10^6 \cdot p \cdot T^2 \left[1 + \xi^1 + \xi^1 \right]}{(k/m)^2 \cdot 2\pi^2 \cdot h^2 T^2 R p \cdot 0,746 \cdot 10^4} \quad (2.5)$$

Після досягнення R значення R_k при рівномірному розміщенні свердловин на площі газоносності:

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (2.6)$$

а при батарейному розміщенні свердловин:

$$R_k = L_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}} \quad (2.7)$$

Із закінченням першої стадії несталої фільтрації система переходить до другої стадії — рівномірно-несталої фільтрації, при розрахунках якої замість контурного тиску p_k приймається середній пластовий тиск p^- .

Для розрахунку тиску на гирлі нагнітальної свердловини використовується залежність, запропонована Р. А. Адамовим.

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище, визначають, припускаючи, що компресорна станція розташована безпосередньо поблизу нагнітальних свердловин, а втрати тиску на ділянці «КС – свердловина» є незначними [6].

$$n_k = N(t) / q_k, \quad (2.8)$$

На основі заданих початкових параметрів для ПСГ потрібно визначити максимальний обсяг активного газу в сховищі, розрахувати максимальні забійний і гирловий тиски в кінці періоду нагнітання та обґрунтувати необхідну кількість поршневих компресорів для реалізації процесу закачування газу за заданих вихідних даних[6].:

- початковий тиск в сховищі $p_k=3,5$ МПа;
- об'єм порового простору сховища $\Omega = 10 \cdot 10^6$ м³;
- коефіцієнт проникності $k = 0,6$ мкм²;
- коефіцієнт пористості $m = 0,3$;
- коефіцієнт динамічної в'язкості газу $\mu_0 = 0,014$ МПа · с;
- товщина пласта $h = 11$ м; радіус гідродинамічно досконалої за ступенем і характером розрізу пласта свердловини $R_c = 0,2$ м;
- кількість нагнітальних свердловин $n = 6$; постійна витрата газу, що закачується в сховище, $N(t)=0,6 \cdot 10^6$ м³/доб;
- максимально допустимий тиск в сховищі $p_{\max} = 7$ МПа;
- глибина свердловин $L = 500$ м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – $d = 0,134$ м;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,03$;
- відносна щільність закачуваного газу за повітрям $\Delta = 0,5$; тиск в приймальному колекторі компресора $p_b = 1,7$ МПа;
- температура газу в приймальному колекторі компресора $t_b = 20$ °С; геометричний об'єм, описуваний поршнями компресора, $V_{\Pi} = 26655$ м³/доб;
- об'єм шкідливого простору циліндрів компресора $C = 0,2$;
- показник стиснення газу в циліндрах компресора $m_1 = 1,3$;
- для спрощення розрахунків приймемо коефіцієнт надстисливості газу $z = 1$;
- розміщення свердловин на площі газоносності рівномірне,
- коефіцієнт фільтраційного опору $B = 0$.

Максимальний об'єм газу, який можна закачати в сховище:

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (73 - 39) = 346 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Період нагнітання газу до підземного сховища

$$t = 346 \cdot 10^6 / 0,5 \cdot 10^6 = 693 \text{ діб.}$$

Сумарний об'єм газу, накопиченого в сховищі

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 346 \cdot 10^6 = 725 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Взаємозв'язок обсягів активного і буферного газу

$$Q_a/Q_6 = 346 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,959.$$

Максимальний забійний тиск свердловини наприкінці періоду закачування визначаємо за видозміненою формулою, приймаючи за умови, що $p_k = p_{\max}$, $R=R_k$, $\xi_1 = 0$ та $\xi_2 = 0$.

$$p_{z2} = p_{\max 2} + \pi k h Q_{\mu z} R T / \pi k h \ln (R_k / r_c) \quad (2.9)$$

$$p_{z\max} = p_{\max 2} + A Q + B Q^2 \quad (2.10)$$

Розрахунок необхідної кількості компресорних агрегатів для закачування газу в підземне сховище наприкінці періоду нагнітання .

Якщо продуктивність одного компресорного агрегату становить Q_k , а необхідна витрата газу для закачування — Q , тоді кількість компресорів визначається за формулою[6]:

Необхідна кількість компресорних агрегатів для закачування газу в підземне сховище наприкінці періоду нагнітання визначається за виразом

$$N = Q / Q_k \quad (2.11)$$

де:

n — кількість компресорних агрегатів;

Q — загальна витрата газу, що закачується, млн $\text{м}^3/\text{добу}$;

Q_k — продуктивність одного компресорного агрегату, млн $\text{м}^3/\text{добу}$.

За результатами розрахунку приймаємо до встановлення два компресорні агрегати, які забезпечують необхідну продуктивність та заданий режим закачування газу в підземне сховище наприкінці періоду нагнітання[9].

2.2 Аналіз роботи сховища в режимі відбору газу

Під час експлуатації ПСГ обсяг відбору газу визначається відповідно до графіка газоспоживання. Як правило, підземне сховище газу розташоване на певній відстані від споживачів. Із сховища газ надходить до споживачів або самопливом за рахунок власного тиску, або транспортується із застосуванням компресорного обладнання.

У першому випадку тиск на гирлі свердловин має дорівнювати тиску на виході компресора з урахуванням втрат тиску на ділянці «свердловина – компресорна станція». У другому випадку він визначається як тиск у приймальному колекторі компресора плюс втрати тиску на цьому ж відрізку.

Кількість видобувних свердловин, необхідних для відбору газу, визначають з урахуванням середньодобового обсягу відбору, типу підземного сховища, пористості порід газонасиченого колектора, технологічного режиму роботи свердловин, а також схеми їх розміщення на площі газоносності.

Розрахунок необхідної кількості свердловин і компресорів виконують для двох найбільш складних періодів експлуатації ПСГ: пікового періоду відбору газу (грудень або січень) та завершального періоду відбору (березень–квітень).

У першому випадку максимальний відбір газу відбувається за високого тиску в сховищі, тоді як у другому — обсяги відбору зменшуються, а тиск у сховищі досягає мінімальних значень.

Зміна середньозваженого за об'ємом порового простору тиску в процесі відбору газу описується такою формулою.

Для розрахунків режиму відбору газу з підземного сховища зміна середньозваженого за об'ємом порового простору тиску часто визначається за формулою[6]:

$$p = p_{\max} (1 - (Q_{\text{відб}} \cdot t / V_{\text{акт}})) \quad (2.12)$$

де:

p^- — середньозважений пластовий тиск у сховищі, МПа;

p_{\max} — пластовий тиск на початку відбору, МПа;

$Q_{\text{відб}}$ — добовий відбір газу, млн м³/добу;

t — час відбору газу, діб;

$V_{\text{акт}}$ — об'єм активного газу в сховищі, млн м³.

Притік газу до вибою свердловини за умов нелінійного закону фільтрації описується таким рівнянням:

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{з}}^2 = Aq + Bq^2 \quad (2.13)$$

де:

$p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск, МПа;

$p_{\text{з}}$ — тиск на вибої свердловини, МПа;

q — дебіт свердловини, млн м³/добу;

A — коефіцієнт лінійного опору пласта;

B — коефіцієнт нелінійного опору пласта

Шляхом спільного розв'язання наведених рівнянь визначаються основні параметри роботи підземного сховища газу в режимі відбору, зокрема необхідна кількість експлуатаційних свердловин, вибійний та гирловий тиски, а також потреба в компресорних агрегатах. Для умов ПСГ необхідно розрахувати кількість видобувних свердловин і компресорів для двох найбільш напружених режимів експлуатації сховища за заданих початкових даних. За умови сталого градієнта тиску на вибої свердловини та лінійного закону фільтрації ($B=0$) дебіт свердловини визначається за формулою [6]:

$$Q = (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{з}}^2) / A \quad (2.14)$$

де:

q — дебіт свердловини, млн м³/добу;

$p_{\text{пл}}$ — пластовий тиск, МПа;

$p_{\text{з}}$ — вибійний тиск, МПа;

A — коефіцієнт фільтраційного опору пласта.

За результатами дослідження свердловин отримано, що $C = 3000$

(м³/доб)/МПа. Початковий пластовий тиск у сховищі становить $p_H = 4,2$ МПа. Розрахункові результати наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Розрахункові результати дослідження свердловин

Піковий період відбору (грудень)					Кінець періоду відбору (квітень)				
p_K , Па	p_z , Па	p_r , МПа	n	n_K	p_K , Па	p_z , Па	p_r , Па	n	n_K
3,69	3,32	3,22	5	2	3,2	2,74	2,35	5	2

2.3 Основні параметри та характеристики роботи нагнітально-видобувних свердловин під час експлуатації підземного сховища газу

Під час створення та циклічної експлуатації підземних сховищ газу виконують індивідуальні або групові дослідження свердловин.

Дослідження окремих свердловин у сталих і несталих режимах під час відбору газу з ПСГ за методикою, використовуваними приладами та обладнанням не відрізняються від аналогічних досліджень на газових родовищах. Обробка отриманих результатів здійснюється відповідно до встановлених інструкцій. Такі дослідження часто супроводжуються втратами газу в атмосферу та потребують дотримання певного співвідношення тисків до і після штуцера під час випробування свердловин із подачею газу в газопровід[9].

Практика показує, що в багатьох випадках можливе проведення досліджень свердловин і під час закачування газу в пласт при сталих витратах, а саме:

- а) за незначної зміни середньозваженого за об'ємом порового простору пластового тиску в часі;
- б) за відносно стабільних об'ємної газонасиченості пласта та газонасиченої потужності протягом періоду досліджень.

Такі умови зазвичай формуються через 1,5–2 місяці після початку

закачування газу в пласт.

У свердловину здійснюють закачування газу за сталих, але різних значень витрати. Для кожного режиму витрати за допомогою зразкових манометрів вимірюють затрубний і буферний тиски, а також температуру газу в умовах усталеного режиму.

Крім того, за спостережною свердловиною, розташованою на значній відстані від нагнітальних свердловин, визначають пластовий тиск за показниками статичного тиску на гирлі або шляхом вимірювань свердловинними манометрами.

Після роботи свердловини протягом 15–20 хвилин у сталому режимі фіксують усі параметри та вимірюють витрату закачуваного газу за допомогою діафрагмового витратоміра типу ДП. На основі отриманих даних будують графічні залежності, за якими визначають коефіцієнти фільтраційного опору A і B [9].

У таблиці 2.2 наведено дані досліджень однієї свердловини для умов Кегечівського ПСГ.

За графіком залежності $(p^2 - p^2)/Q = f(Q)$ знаходять:

$$A = 0,15 \text{ (доб/тис.м}^3\text{)/МПа; } B = 0,004 \text{ (доб/тис. м}^3\text{)/МПа}^2.$$

Рівняння руху газу в пласті від забою свердловини:

$$Q = C (p_{пл} - p_3) = 0,14Q + 0,003Q^2 \quad (2.15)$$

У разі забруднення або засмічення вибою свердловини під час закачування газу залежність $p_3^2 - p_{н2}^2 = f(Q)$ не проходить через початок координат.

Таблиця 2.2. Результати випробувань свердловин у режимі закачування газу в пласт

Режим	p_3 , МПа	p_r , МПа	t_r , °C	Q, $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$	δ^* i , МПа	$\frac{(p_3^2 - p_n^2)/Q,}{10^5 \text{ Па}}$ $\frac{\text{тис. м}^3 / \text{доб}}$
1	10,77	10,86	4245	141,3	11,52	0,48
2	10,72	10,88	4748	188,4	11,52	0,63
3	10,77	10,96		297,4	11,52	0,85
4	10,77	11,06		410,3	11,52	1,13

* p_n – тиск в підземному сховищі на початку дослідження свердловини.

Цей метод забезпечує найвищу достовірність результатів під час дослідження підземних сховищ газу пластового типу, незалежно від наявності крайової води, за умови, що газонасичений пласт представлений гранулярними колекторами.

Технологічний режим експлуатації свердловин підземного сховища газу визначається з урахуванням режимів відбору газу та поточних значень пластового тиску. Його встановлення може здійснюватися на підставі результатів комплексних досліджень групи свердловин, об'єднаних одним збірним пунктом.

Висновки до розділу 2

У цьому розділі проаналізовано виробничі показники діяльності Кегечівського ПСГ та досліджено особливості експлуатації підземного сховища газу в режимах нагнітання і відбору газу. Використання виснажених газових родовищ для створення підземних сховищ є технічно та економічно доцільним завдяки наявності детально вивченої геологічної будови, розвиненої інфраструктури та фонду свердловин.

У результаті виконаних розрахунків визначено максимальний обсяг активного газу, який може бути закачаний до сховища, що становить 346 млн

м³, а також встановлено тривалість періоду нагнітання газу. Проведено оцінку максимальних забійних і гирлових тисків наприкінці періоду закачування та обґрунтовано необхідність використання двох компресорних агрегатів для забезпечення заданого режиму роботи сховища.

Під час аналізу режиму відбору газу визначено основні параметри роботи сховища у піковий та завершальний періоди експлуатації. Розрахунки показали, що для забезпечення необхідного обсягу відбору газу достатньо п'яти експлуатаційних свердловин і двох компресорних агрегатів як у піковий період, так і наприкінці сезону відбору.

Також проаналізовано характеристики роботи нагнітально-видобувних свердловин. За результатами випробувань визначено коефіцієнти фільтраційного опору пласта та встановлено залежність між дебітом свердловини і перепадом тиску. Проведення досліджень у процесі закачування газу дає змогу отримати достовірні дані про фільтраційні властивості пласта та обґрунтувати оптимальні технологічні режими експлуатації свердловин.

Отримані результати підтверджують ефективність роботи підземного сховища газу та можуть бути використані для подальшого вдосконалення режимів експлуатації підземного сховища газу, підвищення його продуктивності та надійності функціонування.

3. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

Безпека життєдіяльності людини під час експлуатації об'єктів підземного зберігання газу забезпечується дотриманням вимог і норм охорони праці, а також знанням відповідних законодавчих положень.

Охорона праці — це комплекс правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини в процесі трудової діяльності [11].

Охорона праці на підприємстві організовується відповідно до Закону України «Про охорону праці». Цей закон визначає основні засади реалізації конституційного права громадян на охорону життя і здоров'я під час виконання трудових обов'язків. Його дія поширюється на всі підприємства, установи та організації незалежно від форми власності та виду діяльності, а також на всіх працівників і осіб, залучених до роботи на цих підприємствах.

Законодавча база з охорони праці включає цей закон, Кодекс законів про працю України та інші чинні нормативно-правові акти[15].

Виконання технічних операцій під час експлуатації дотискувальних компресорних станцій пов'язане з використанням складного обладнання та механізмів, роботою з газом під високим тиском, а також застосуванням речовин, що мають токсичні й вибухонебезпечні властивості.

Контроль за дотриманням вимог охорони праці на підприємстві здійснює відповідний відділ. До його складу входять: начальник відділу, старший інженер з охорони праці, інженер з пожежної безпеки та інженер-еколог.

З метою впровадження заходів з охорони праці адміністрацією було укладено колективний договір із трудовим колективом, відповідно до якого підприємство зобов'язується належним чином облаштувати всі робочі місця та забезпечити безпечні умови праці

На підприємстві також проводяться періодичні медичні огляди працівників, які виконують важкі роботи або працюють у шкідливих і небезпечних умовах.

3.1 Відомості щодо виробничого травматизму та професійних захворювань працівників

У таблиці 3.2 подано статистичні відомості щодо виробничого травматизму та професійних захворювань працівників УМГ «Харківтрансгаз».

Таблиця 3.1- Статистичні відомості щодо виробничого травматизму та професійних захворювань працівників УМГ «Харківтрансгаз».

Показник					
	2019	2020	2021	2023	2025
Кількість нещасних випадків	3	4	3	4	5
Кількість нещасних випадків зі смертельним наслідком	-	-	2	-	-
Кількість днів непрацездатності за рік	75	91	87	90	94
Середньооблікова чисельність Працівників УМГ «Харківтрансгаз»	2363	2397	2408	2473	2514

Як видно з таблиці, кількість нещасних випадків і професійних захворювань на підприємстві щороку зростає, при цьому у 2021 році зафіксовано нещасний випадок зі смертельним наслідком.

Коефіцієнт частоти травматизму характеризує кількість нещасних випадків, що припадає на 1000 працівників, і визначається за формулою:

$$Kч = N \cdot 1000 / Чс. \quad (3.1)$$

Kч — коефіцієнт частоти травматизму;

N — кількість нещасних випадків за звітний період;

$Чс$ — середньооблікова чисельність працівників;

1000 — коефіцієнт приведення показника до 1000 працюючих.

Для оцінки ступеня тяжкості виробничого травматизму використовується коефіцієнт важкості, який визначається як відношення загальної кількості втрачених через травматизм днів непрацездатності до кількості нещасних випадків:

$$K_B = ND \quad (3.2)$$

де:

K_B — коефіцієнт важкості травматизму;

D — загальна кількість днів непрацездатності внаслідок нещасних випадків;

N — кількість нещасних випадків за звітний період.

Для оцінки рівня втрат робочого часу внаслідок виробничого травматизму використовується коефіцієнт непрацездатності, який визначається як відношення загальної кількості днів непрацездатності до середньооблікової чисельності працівників з розрахунку на 1000 працюючих:

$$K_H = Чс D \cdot 1000 \quad (3.3)$$

де :

K_H — коефіцієнт непрацездатності;

D — загальна кількість днів непрацездатності внаслідок нещасних випадків;

$Чс$ — середньооблікова чисельність працівників;

1000 — коефіцієнт приведення до 1000 працюючих.

Коефіцієнт непрацездатності визначається за формулою

$$K_B = K_{\text{ч}} \cdot K_B \quad (3.4)$$

Наведемо приклад розрахунку показників виробничого травматизму за 2019 рік.

Коефіцієнт частоти травматизму визначається за формулою:

$$K_{\text{ч}} = \text{Чс} \cdot N \cdot 1000 = 3 \cdot 1000 / 23633 = 1,33$$

Коефіцієнт важкості травматизму знаходять із співвідношення:

$$K_B = N / D = 75 / 3 = 25 \text{ днів.}$$

Значення коефіцієнта непрацездатності знаходимо за формулою:

$$K_B = K_{\text{ч}} \cdot K_B = 1,33 \cdot 25 = 33,25$$

За аналогічною методикою визначено коефіцієнти травматизму для інших років, значення яких подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2- Коефіцієнти травматизму для інших років

Було	Стало				
	2019	2020	2021	2023	2025
Коефіцієнт частоти виробничого травматизму	1,33	1,26	0,84	1,22	1,58
Коефіцієнт важкості виробничого травматизму	25	30,65	85	30,4	23,26
Коефіцієнт непрацездатності внаслідок виробничого травматизму.	33,25	38,36	71,39	36,67	36,96

Аналіз даних, наведених у таблиці 3.3, свідчить про відсутність стійкої позитивної динаміки у сфері охорони праці. Протягом досліджуваного періоду спостерігається тенденція до збільшення коефіцієнта частоти травматизму, що вказує на зростання кількості нещасних випадків. Крім того, значення коефіцієнта непрацездатності залишаються на досить високому рівні, що

свідчить про суттєві втрати робочого часу внаслідок виробничого травматизму. Це підтверджує необхідність удосконалення системи управління охороною праці та посилення профілактичних заходів щодо запобігання виробничим ризикам.

3.2 Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища

Основні потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що виникають під час перекачування природного газу на дотискувальній компресорній станції, наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.3 – Аналіз потенційно небезпечних виробничих факторів на

Джерело небезпеки	Характеристика небезпечних і шкідливих виробничих факторів
Блок-бокси газоперекачувальних агрегатів	Загазованість робочої зони внаслідок можливих витоків природного газу в приміщеннях двигуна та нагнітача. Допустима концентрація газу становить не більше 15 % від верхньої межі вибуховості та 5 % від нижньої межі вибуховості. Підвищений рівень шуму та вібрації, що виникають під час роботи агрегатів. Наявність високого тиску газу в технологічних комунікаціях (до 5,0–7,5 МПа).
Механічна майстерня	Ризик механічного травмування працівників під час виконання токарних і слюсарних робіт. Можливе ушкодження рук, органів зору та дихання внаслідок впливу металевої стружки, абразивного пилю та рухомих частин обладнання.
Майстерня електрозварювання	Небезпека ураження електричним струмом, механічного травмування, опіків та пошкодження органів зору під час виконання електрозварювальних робіт. Параметри електромережі майстерні становлять 380 В та 16 А, що потребує суворого дотримання вимог електробезпеки.

Операторна	Підвищений рівень шуму, спричинений роботою газоперекачувальних агрегатів. Рівень шуму може досягати 96 дБА, що перевищує допустиме значення 80 дБА та потребує застосування засобів індивідуального захисту органів слуху.
------------	---

Таблиця 3.4 – Характеристика шкідливих речовин і матеріалів, що використовуються на ДКС

Найменування речовини			Вплив на організм людини	Заходи першої допомоги
	ГДК у робочій зоні, мг/м ³	ГДК в атмосферному повітрі населених пунктів, мг/м ³		
Природний газ	300	50	Подразнення органів дихання, захворювання серцево-судинної системи, хронічний бронхіт, атрофічні зміни слизової оболонки верхніх дихальних шляхів	Вивести потерпілого на свіже повітря, забезпечити спокій, дати 20–30 крапель валеріани.
Пропан	300	65	Подразнення верхніх дихальних шляхів, ларингіт, хронічний бронхіт, бронхіальна астма, порушення діяльності центральної нервової та серцево-судинної систем	Вивести на свіже повітря, дати тепле пиття (солодкий чай або молоко)
Турбінне масло	2	0,23	Подразнення слизових оболонок верхніх дихальних шляхів, системи, бронхіальна астма	Вивести потерпілого на свіже повітря, забезпечити спокій, дати тепле пиття (солодкий чай або молоко)

3.3 Заходи щодо забезпечення належних умов праці

Створення безпечних і здорових умов праці забезпечується завдяки раціональному розташуванню виробничих та допоміжних будівель, облаштуванню на виробничому об'єкті приміщень для особистої гігієни і санітарно-побутового призначення, а також підтриманню належних метеорологічних умов у виробничих приміщеннях.

Під час розміщення побутових об'єктів слід дотримуватися встановлених санітарних розривів від установок, які є джерелами виділення пилу та шкідливих газів.

Побутові приміщення та пункти харчування мають бути забезпечені внутрішнім водопроводом, каналізацією, системами опалення і вентиляції, що відповідають вимогам чинних стандартів.

Робочий одяг у гардеробних повинен зберігатися окремо від домашнього та верхнього одягу в спеціально призначених для цього шафах.

Душові приміщення слід розташовувати у приміщеннях, безпосередньо пов'язаних із гардеробними.

Умивальники також необхідно розміщувати поблизу гардеробних приміщень.

Для підтримання нормальної життєдіяльності людини необхідно забезпечити оптимальні умови взаємодії організму з навколишнім середовищем. Обсяг тепла, що віддається або сприймається організмом, визначається параметрами мікроклімату, зокрема температурою повітря (t , °C), відносною вологістю (ϕ , %), швидкістю руху повітря (V , м/с) та атмосферним тиском ($P_{\text{атм}}$, мм рт. ст.) [16].

Інтенсивність теплообміну залежить насамперед від температури та швидкості руху повітря. За температури повітря нижче 34 °C тепло передається від організму людини до навколишнього середовища, тоді як за вищої температури процес відбувається у зворотному напрямку. Зі збільшенням швидкості руху повітря конвективний теплообмін стає більш

інтенсивним.

Важливим фактором мікроклімату є також вологість повітря, яка характеризується абсолютними та відносними показниками. Нормальне функціонування організму людини забезпечується за відносної вологості в межах 40–75 %. При нижчих значеннях спостерігається пересихання слизових оболонок дихальних шляхів, а при підвищеній вологості ускладнюються процеси терморегуляції організму.

На компресорній станції під час виробничого процесу можливе виділення шкідливих речовин як токсичного, так і нетоксичного характеру. До токсичних належать компоненти природного газу та супутні домішки, зокрема аміак, оксид вуглецю, сірководень, діоксид сірки та інші речовини. Нетоксичні шкідливі речовини представлені переважно різними видами пилу.

Основними засобами забезпечення нормативних метеорологічних умов у робочій зоні є ефективна вентиляція та належне освітлення робочих місць. Оптимальні параметри мікроклімату для робочих зон виробничих приміщень наведено в таблиці 3.5.

Для забезпечення безпечних і комфортних умов праці на виробничих об'єктах компресорної станції необхідно підтримувати нормативні параметри мікроклімату в робочих зонах.

Для зниження концентрації шкідливих газів у повітрі робочої зони та забезпечення нормативного повітрообміну передбачено застосування системи штучної вентиляції. Основні характеристики вентиляційного обладнання наведено в таблиці 3.8.

Показники освітленості виробничих і допоміжних приміщень ДКС, а також їх відповідність нормативним вимогам, наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.5 – Нормативні параметри мікроклімату в робочих зонах виробничих приміщень

Робоча зона	Категорія робіт	Період року	Температура, °C	Відносна вологість%	Швидкість руху повітря, м/с
Компресорний цех	Середньої важкості (Ia)	Теплий / холодний	20–22 / 17–19	20–22 / 17–19	20–22 / 17–19
Машинний зал	Важка	Теплий / холодний	18–20 / 16–18	40–60 / 40–60	0,4 / 0,3
Операторна	Легка (Ia)	Теплий / холодний	24 / 22	40–60 / 50	0,1 / 0,3
Механічна майстерня	Середньої важкості (IIa)	Теплий / холодний	19 / 18	40–60 / 60	0,2 / 0,4
Побутові приміщення	легка (I-a)	Теплий / холодний	22 / 20	40–60 / 55	0,1 / 0,3

Таблиця 3.6 – Параметри освітленості виробничих об'єктів[17]

Назва робочого місця	Тип світильника	Освітленість, Лк			
		Нормована	Комбінована	Аварійна	Евакуаційна
Котельня	ВЗГ-200	30		3	0,4
Механічна майстерня	НСПО-200	150	300	5	0,5
Хімічна лабораторія	НСПО-200	300	1000	5	0,4
Лабораторія АЛСУ	НСПО-200	300	300	5	0,5
Майстерня КВПіА	НСПО-200	150	300	5	0,7
ГЦУ	ППД2-500	150	300	10	0,6
Електромайстерня	НСПО-200	150	300	5	0,6
Акумуляторна	ВЗГ-200	65	150	3	0,6
Площадка обслуговування турбіни	ВЗГ-200	50	-	5	0,4

Засоби індивідуального захисту персоналу підприємства

При шумі виконується захист органів слуху . Використовуються протишумні вкладиші («Беруші»), навушники

У професійних робітників: машиністів, слюсарей РТО, змінних інженерів при високій температурі призначається захист від термічного ураження шкіри - це спецодяг, рукавиці.

У слюсарей по обслуговуванню технологічних установок, машиністів при загазованості призначаються ЗІЗ для захисту органів дихання - протигази
При механічних ушкодженнях використовується захист від ушкоджень зору та кінцівок - захисні окуляри, рукавиці

У слюсарей, токарів при електричному струмі при захисті від ураження струмом - діелектричні рукавиці, діелектричні чоботи

У електриків, електромонтерів, змінних інженерів, слюсарей КВП при висотних роботах призначені ЗІЗ, захист від падіння - монтажний пояс

У слюсарей при механічному пошкодженні органів зору призначенні захисні окуляри .

У машиністів ГТУ, слюсар РТО призначенні ЗІЗ від переохолодження та обмороження куртка ватна, штани ватні, валянки[16] .

3.4 Забезпечення безпечних умов при технологічних процесах, монтажі та експлуатації обладнання

Для забезпечення захисту обслуговуючого персоналу від впливу небезпечних виробничих факторів застосовуються технічні засоби захисту. Вони повинні створювати належні умови для перебігу виробничого процесу та не ускладнювати виконання робіт з обслуговування як основного, так і допоміжного обладнання. Перелік технічних засобів захисту від виявлених потенційних небезпек наведено в таблиці 3.11

Таблиця 3.7 – Технічні рішення щодо захисту від потенційно небезпечних виробничих чинників

Небезпечний фактор виробничого середовища	Захисний пристрій або засіб	Технічна характеристика пристрою чи засобу	Місце установки на плані або агрегаті
Підвищений рівень шуму	Звукоізолюючі огороження будівель і споруд	Звукоізолюючі стіни відсіків двигуна та нагнітача	Компресорний цех
Загазованість	Вентиляційна система	Природна та витяжна вентиляція	Компресорний цех
Вібрація	Віброізолюючі опори, гнучкі перехідники, пружні прокладки	Матеріали на основі полівінілхлориду нейтрального каучуку	Компресорний цех та прилеглі приміщення
Високий тиск	Встановлення запобіжних і скидних клапанів	Клапани з робочим тиском від 3 МПа до 7,5 МПа	Системи очищення, компримування та осушки газу
Ураження електричним струмом	Заземлення та ізоляція	Ізолюючі матеріали, захисне заземлення електрообладнання	Стаціонарні електроспоживачі
Атмосферні перенапруги (грозові розряди)	Громовідводи	Металеві стержневі або тросові блискавковідводи	Будівлі та споруди компресорної станції

Захисне заземлення — це навмисне електричне з'єднання металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою, із землею або її еквівалентом. Його основне призначення полягає у запобіганні ураженню людей електричним струмом у разі появи напруги на конструктивних елементах електрообладнання, зокрема при замиканні на корпус. Це забезпечується зниженням потенціалу заземленого обладнання, а також вирівнюванням потенціалів шляхом підвищення потенціалу основи, на якій перебуває людина, до рівня, близького до потенціалу заземленого обладнання.

Заземлювальний пристрій являє собою сукупність конструктивно об'єднаних заземлювальних провідників і заземлювача.

Заземлювальний провідник — це провідник, який з'єднує заземлювані об'єкти із заземлювачем. У випадку, коли заземлювальний провідник має два або більше відгалужень, він називається магістраллю заземлення.

Заземлювач — це сукупність з'єднаних провідників, які перебувають у безпосередньому контакті із землею або її еквівалентами. Розрізняють штучні заземлювачі, що спеціально призначені для виконання заземлення, та природні — металеві елементи, які вже знаходяться в ґрунті.

Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні та горизонтальні електроди. Як вертикальні електроди використовують сталеві пруті діаметром 10–12 мм. Для з'єднання вертикальних електродів застосовують сталеву стрічку перерізом не менше 4×12 мм або круглу сталь діаметром не менше 6 мм. Встановлення вертикальних заземлювачів здійснюють у попередньо викопані траншеї глибиною 0,7–0,8 м, після чого за допомогою механізмів забивають труби або кутники [17].

Як природні заземлювачі можуть використовуватися:
-металеві трубопроводи, прокладені в ґрунті, за винятком трубопроводів для

- горючих рідин, горючих або вибухонебезпечних газів, а також трубопроводів з антикорозійною ізоляцією;
- обсадні труби артезіанських свердловин, колодязів і шурфів;
 - металеві конструкції та арматура залізобетонних елементів будівель і споруд, що мають контакт із землею;
 - свинцеві оболонки кабелів, прокладених у ґрунті.

Природні заземлювачі зазвичай характеризуються низьким опором розтікання струму, що робить їх використання економічно вигідним та дозволяє зменшити витрати на облаштування системи заземлення. Водночас їхніми недоліками є доступність для неелектротехнічного персоналу та ймовірність порушення безперервності електричного з'єднання протяжних елементів заземлювальної системи. Для з'єднання заземлюваних частин із заземлювачами використовують заземлювальні провідники зі стрічкової або круглої сталі. Такі провідники монтують відкритим способом уздовж будівельних конструкцій, зокрема на стінах із застосуванням спеціальних кріпильних опор. Кожну одиницю заземлювального обладнання підключають до магістралі заземлення окремим провідником, при цьому послідовне приєднання декількох заземлюваних елементів не допускається.

Для запобігання ураженню споруд прямими ударами блискавки поблизу них встановлюють блискавковідводи, які забезпечують відведення струму розряду в землю. Нижче наведено розрахунок блискавкозахисту для блок-боксу нагнітача[18].

3.5 Заходи з пожежної безпеки

На території ДКС значна увага приділяється заходам пожежної профілактики та детальному аналізу причин виникнення пожеж.

Забезпечення пожежної безпеки об'єкта можливе лише за умови врахування та використання властивостей газів, які впливають на

процеси виникнення, поширення й припинення горіння.

Пожежонебезпечні характеристики окремих речовин, що застосовуються на ДКС, наведені в таблиці 3.12.

Класифікацію виробничих приміщень за вибухопожежною та пожежною безпекою, а також умови експлуатації обладнання подано в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Класифікація виробничих приміщень за вибухопожежною та пожежною безпекою

Назва речовин	Температура, °C		Межа спалахування, %		Засоби пожежегасіння
	Спалаху	Самозаймання	Концентрований об'єм, %	Температура загорання, °C	
Природний газ	-	536	5-16	-	піна
Ацетон	-17	464	2,3-12	-20...6	піна, вуглекислота
Масло МС-8п	185	400	-	181	пісок, піна
Бензин	-37	254	0,7-8,2	39	піна, вуглекислота
Метанол	47	601	6-34,6	41-61	піна, вуглекислота
Бутан	384	404	2,7-9,2	-	піна
Пропан	426	465	2,0-9,7	-	піна

Таблиця 3.9 – Категорії виробничих приміщень за вибухопожежною безпекою та умовами електробезпеки

Назва приміщення	Категорія приміщення за вибухопожежною безпекою	Клас вибухонебезпечної зони	Категорія вибухонебезпечної суміші	Група вибухонебезпечної суміші	Температурний клас

Блок двигуна	А	В-1А	Па	2	Т1
Блок нагнітача	А	В-1А	Па	2	Т1
Маслоблок	В	В-1Б	Па	2	Т3
Установка очистки	А	В1-А	Па	2	Т4
Механічна майстерня	Д	П-2А	Па	2	Т3
Операторна	А	В-1А	Па	2	Т3

Комплекс заходів із забезпечення пожежного захисту передбачає оснащення виробничих будівель, споруд, технологічного обладнання та допоміжних об'єктів первинними засобами пожежогасіння[20].

Відомості про первинні засоби пожежогасіння наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Основні первинні засоби пожежогасіння та їх характеристики

Споруда, приміщення, установка	Захищена площа, м ²	Первинні засоби пожежогасіння						
		Вуглекислий вогнегасник	Пінний, хімічний, повітряно-пінний вогнегасник	Хлододовий вогнегасник	Порошковий вогнегасник	Ящик з піском 0,5м ³	Войлок-кішма	Бочка, відро для води
Мехмайстерня	81	ОУ-25 2шт.	–	–	ОП-50 1шт.	1шт.	1шт.	1шт.
Блок двигунів Блок нагнітачів	141	ОУ-25 2шт. ОУ-80 1шт.	–	–	–	3шт.	3шт.	3шт.
Маслоблок	22	ОУ-5	-	-	-	1	-	-
Адм. приміщення	450	ОУ-5	-	-	-	-	-	-

3.6 Забезпечення екологічної безпеки

Водопостачання дотискувальної компресорної станції (ДКС) здійснюється за допомогою установки АНГУ-70, до складу якої входять системи підкислення та хлорування води, призначені для підготовки та подачі хлорованої води споживачам. Основні характеристики систем водопостачання і водовідведення об'єкта наведено в таблиці 3.11.

Очищення господарсько-побутових стічних вод, що утворюються на промислових майданчиках, виконується на біологічних очисних спорудах. Водозабір забезпечується артезіанськими свердловинами, які функціонують в автоматизованому режимі, мають встановлені санітарно-охоронні зони та повністю покривають потреби об'єкта у водних ресурсах.

Таблиця 3.11 - Показники водоспоживання та водовідведення під час транспортування газу через ДКС

Технологічний процес	Джерело водопостачання	Загальний обсяг використаної води, м ³	Обсяг стічних вод, м	Загальний обсяг стоків, м
		Транспортування газу через ДКС	Власна артезіанська свердловина	1630 0

Виробнича діяльність об'єктів виробничого управління пов'язана з утворенням різних видів відходів і викидів, що можуть негативно впливати на навколишнє природне середовище. У процесі експлуатації обладнання утворюються тверді та рідкі відходи, а також здійснюються викиди забруднювальних речовин в атмосферне повітря. Основними компонентами атмосферних викидів є оксиди азоту та вуглецю, що утворюються під час роботи газоперекачувальних агрегатів. Крім того, у процесі функціонування

виробничих об'єктів формуються господарсько-побутові стічні води.

З екологічної точки зору діяльність підприємства характеризується такими особливостями:

- під час спалювання природного газу в атмосферу надходять продукти його згоряння;
- при продуванні свердловин можливі викиди природного газу в навколишнє середовище;
- у процесі видобутку та відбору газу з родовищ разом із газом виносяться пластові води;
- під час підготовки газу до транспортування та подачі споживачам на установках осушення можливе потрапляння діетиленгліколю та вуглеводневих конденсатів у пластові води;
- у результаті промивання технологічного обладнання утворюються виробничі стічні води;
- під час виконання капітальних ремонтів свердловин і транспортування хімічних реагентів існує ризик забруднення ґрунтового покриву.

Заходи щодо поліпшення умов праці реалізуються відповідно до затверджених комплексних програм, спрямованих на досягнення нормативних вимог з охорони праці, виробничої санітарії та безпеки виробничого середовища. Вони передбачають підвищення рівня безпеки праці, зниження професійних ризиків і запобігання виробничому травматизму.

Для організації та контролю виконання вимог законодавства у сфері охорони праці на підприємстві функціонує служба охорони праці, яка підпорядковується керівнику управління підземного зберігання газу та

забезпечує координацію заходів із безпеки праці й виробничої діяльності.

Характеристика основних джерел забруднення навколишнього природного середовища наведена в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Опис викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

Джерело утворення викидів	Забруднювальна речовина	Гранично допустима концентрація (ГДК), мг/м ³	Параметри джерела викиду		Об'ємна витрата газоповітряного потоку, м ³ /с	Вміст забруднювальної речовини у викидах, мг/м ³
			Висота, м	Діаметр, м		
Газотурбінна установка (ГТУ)	Оксид азоту	0,3	16,4	4	45,75	15,152
	Діоксид азоту	0,084				90,290
	Оксид вуглецю	6				412,635
	Сажа	0,16				0,534
	Вуглеводні	1				0,000762
Пилоловлювач	Природний газ, абразивний пил	0,05	11	0,06	0,77	0,003
Абсорбер	ДЕГ	1,4	6	0,04	0,79	0,062

Висновок до розділу 3

У даному розділі проведено аналіз стану охорони праці, виробничої безпеки та екологічного захисту на дотискувальній компресорній станції. Розглянуто основні законодавчі та організаційні засади забезпечення безпечних умов праці, проаналізовано показники виробничого травматизму та

професійної захворюваності працівників підприємства.

У результаті аналізу виробничого середовища встановлено основні небезпечні та шкідливі фактори, характерні для процесів транспортування та компримування природного газу, зокрема підвищені рівні шуму і вібрації, загазованість робочої зони, наявність обладнання під високим тиском, ризик ураження електричним струмом та вплив шкідливих речовин. Для мінімізації їхнього впливу передбачено комплекс організаційних і технічних заходів, що включає використання систем вентиляції, звукоізоляції, віброзахисту, заземлення, блискавкозахисту, а також застосування засобів індивідуального захисту.

Розглянуто питання пожежної безпеки об'єкта, наведено характеристику вибухопожежної безпеки виробничих приміщень, визначено первинні засоби пожежогасіння та заходи щодо запобігання виникненню пожеж і вибухів. Окрему увагу приділено забезпеченню екологічної безпеки, проаналізовано джерела забруднення навколишнього природного середовища, системи водопостачання та водовідведення, а також основні атмосферні викиди підприємства.

Впровадження передбачених технічних, організаційних та природоохоронних заходів забезпечує дотримання нормативних вимог з охорони праці, пожежної та екологічної безпеки, сприяє зниженню виробничих ризиків, запобіганню травматизму та мінімізації негативного впливу виробничої діяльності на довкілля.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі досліджено особливості експлуатації Кегечівського підземного сховища газу та виконано аналіз його технологічних, виробничих, безпекових і екологічних характеристик.

У першому розділі розглянуто географічні, геологічні, гідрогеологічні та кліматичні умови розташування ПСГ. Встановлено, що сховище створене на базі виснаженого газоконденсатного родовища та має сприятливі природно-геологічні умови для надійного і безпечного зберігання природного газу. Проаналізовано склад основних виробничих об'єктів і технологічну схему підготовки газу, яка забезпечує його очищення від вологи та конденсату, підтримання необхідних якісних показників і подальше транспортування до споживачів та магістральної газотранспортної системи.

У другому розділі виконано аналіз виробничих показників діяльності ПСГ та досліджено режими роботи сховища під час нагнітання і відбору газу. За результатами розрахунків визначено максимальний обсяг активного газу, що може бути закачаний до сховища, встановлено тривалість циклу нагнітання та розраховано основні технологічні параметри експлуатації. Обґрунтовано необхідну кількість компресорних агрегатів і експлуатаційних свердловин для забезпечення ефективної роботи сховища. Проведено аналіз фільтраційних характеристик пласта та досліджено залежність дебіту свердловин від перепаду тиску. Отримані результати підтвердили ефективність прийнятих технологічних рішень і можливість подальшого вдосконалення режимів експлуатації сховища.

У третьому розділі розглянуто питання охорони праці, виробничої, пожежної та екологічної безпеки на дотискувальній компресорній станції. Виявлено основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, характерні для процесів компримування і транспортування природного газу, та запропоновано комплекс організаційних і технічних заходів щодо їх усунення або мінімізації. Проаналізовано умови праці персоналу, систему пожежного захисту, засоби індивідуального захисту, а також джерела впливу підприємства на навколишнє природне середовище. Встановлено, що реалізація передбачених заходів забезпечує дотримання нормативних вимог з охорони праці, пожежної та екологічної безпеки.

Результати виконаної роботи підтверджують ефективність функціонування Кегечівського підземного сховища газу та його важливе значення для забезпечення надійності газопостачання України.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Атлас родовищ нафти і газу України. – Том. 1. – Львів: Центр Європи, 1998. – 494 с.
2. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу: [частина 1: Створення підземних сховищ газу] / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер, М.П. Деркач. – Львів : Центр Європи, 2007. – 224 с.
3. Гімер Р.Ф. Технологічні особливості створення ПСГ України / Р.Ф. Гімер, Б.П. Савків // Розвідка і розробка. Серія «Транспорт і зберігання газу». – ІваноФранківськ, 1998. – С. 15–34.
4. Савків Б.П. Підземне зберігання газу в Україні / Б.П. Савків. – К.: Кий, 2008. – 240 с
5. «Технологічний проект циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ (гор. М-7)», заключний. Звіт по НДР, УкрНДІгаз – Харків, 2002р. – 214с.
6. «Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу». СТП 320.30019801.091-2003, ДК «Укртрансгаз» – Київ, 2003р. – 126с.
7. «Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих Пластах», СТК 320.20077720.009-99, НАК «Нафтогаз України» – Київ, 1999р. - 15с.
8. «Регламент робіт з контролю за експлуатацією та герметичністю Пролетарського ПСГ (горизонт М-7)», Пролетарське ВУПЗГ – 2006р. - 24с.
9. «Авторський нагляд за експлуатацією Пролетарського підземного сховища газу УМГ «Харківтрансгаз» - Харків, 2009р. – 128с.
10. Горючі природні гази, що транспортуються магістральними газопроводами. Технічні вимоги. ТУ У 320.00158764.007-95 (замість ОСТ 51.40-83). – чинні з 01.01.1996. – Харків: УкрНДІгаз, 1996. – 10 с.
11. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів : СОУ 60.3-30019801-050:2008 . – [Чинні від 2008-01-18]. – К.: Укртрансгаз, 2008. – 197с.
12. Попадюк Р. М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції :[навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Р. М. Попадюк, Я. В. Солончак.– Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.

13. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник /В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян, М. А. Григіль, О. С. Удалов, В. П. Нікішин]. – К. : Росток, 1998. – 430 с.
14. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник. – Львів: Афіша - 2005. – 352 с.
15. Закон України “Про охорону праці”. Київ, 1999.
16. ДСТУ 12.1.003:2014 «Рівень шуму»
17. ДБН В.2.5-28:2018 — природне і штучне освітлення;
18. ДСТУ EN 12464-1:2014 — освітлення робочих місць;
19. ДСН 3.3.6.037-99
20. НПАОП 40.1-1.32-01 „Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок”.
21. НАПБ В.01.056-2005/111 "Правила будови електроустановок. Протипожежний захист електроустановок”.