

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Геологорозвідувальний
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Пономаренко Олександр Сергійович
(ПІБ)

академічної групи 185-17ск-2 ГРФ
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____
за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Технічний проект підготовки газу до транспортування в умовах
Пролетарського ПСГ УМГ «Харківтрансгаз»
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Барташевський С.Є.			
розділів:				
Технологічний	Барташевський С.Є.			
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Барташевський С.Є.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

_____ Коровяка Є.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студенту Пономаренко Олександр Сергійовичу академічної групи 185-17СК-2 ГРФ
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
на тему Технічний проект підготовки газу до транспортування в умовах
Пролетарського ПСГ УМГ «Харківтрансгаз»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 04.05.2020р.
№254-с.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Характеристика нафтогазового підприємства. Параметри підземного зберігання газу в умовах Пролетарського виробничого управління ПЗГ	01.06.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище	15.06.2020

Завдання видано _____
(підпис керівника)

Барташевський С.Є.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2020р.

Дата подання до екзаменаційної комісії: 18.06.2020р.

Прийнято до виконання _____
(підпис студента)

Пономаренко О.С.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 53 с., 3 рис., 18 табл., 1 додаток, 28 джерел.

ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ, КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, СВЕРДЛОВИНА, РЕЖИМ РОБОТИ, ОХОРОНА ПРАЦІ

Сфера застосування розробки – підземне сховище газу (ПСГ).

Об'єкт розробки – Пролетарське підземне сховище газу УМГ «Харківтрансгаз»

Мета роботи – аналіз режимів роботи Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу

Дипломна роботи базується на геолого-технологічному звіті з експлуатації Пролетарського ПСГ УМГ «Харківтрансгаз» в період 2018-2019 рр. складений геологічною, оперативно-виробничою, диспетчерською службами та дільницею КРС Пролетарського ВУПЗГ згідно вимог «Методики складання геолого-технологічного звіту з експлуатації підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз»». В роботі наведено показники експлуатації Пролетарського ПСГ.

Пролетарське ПСГ спроектовано та створено з метою підвищення надійності газопостачання Дніпропетровського промислового району та забезпечення функціональної надійності системи газопроводів Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Ізмаїл (ШДКРІ). Адміністративно сховище розташовано в Магдалинівському районі Дніпропетровської області.

Пролетарське ПСГ створювалось на підставі «Технологічного проекту дослідно-промислової експлуатації Пролетарського ПСГ» (УкрНДІгаз, 1980р.) та «Доповнення до технологічної схеми створення і циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ (горизонт М-7)» (УкрНДІгаз, 1981р.). Перша черга Пролетарського ПСГ створена в виснаженому горизонті М-7 однойменного газоконденсатного родовища, розташованого в Магдалинівському районі Дніпропетровської області. Розбурювання площі під ПСГ здійснено в 1983-1988 рр., облаштування в 1986-1990 рр. В експлуатацію сховище введено в

1989р., в 1990р. проведено перше компресорне закачування, а на проектні показники сховище виведено вже в 1991р. З 1993р. ПСГ виведено на циклічну експлуатацію. Загальний проектний об'єм зберігання газу в ПСГ складає 2000 млн.м³, в т.ч. активний – 1000 млн.м³ і буферний – 1000 млн.м³. Максимальна добова продуктивність на відбирання - 10,0 млн.м³/добу, експлуатація здійснюється в діапазоні пластових тисків 128-51 ат.

Газосховище підключено на вхід і вихід КС Павлоград газопроводу ШДКРІ з'єднувальним газопроводом Ду 1020 довжиною 73 км.



ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ ПЗГ.....	6
1.1. Характеристика структури та будови ПСГ.....	6
1.2. Обладнання Пролетарського ПСГ.....	11
1.3. Опис технологічного процесу відбору газу.....	13
1.4. Опис роботи автоматичної газорозподільчої станції.....	15
2 ПАРАМЕТРИ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В УМОВАХ ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ ПЗГ.....	17
2.1. Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.....	18
2.2. Відбір газу при експлуатації Пролетарського виробничого управління ПЗГ.....	23
2.3. Показники нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу.....	25
2.4. Техніко-економічні розрахунки числа видобувних свердловин, об'єму буферного газу, потужності КС і глибини розташування ПСГ.....	27
3. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	30
3.1. Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища.....	33
3.2. Забезпечення нормальних умов праці.....	36
3.3. Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання.....	41
3.4. Пожежна безпека.....	45
3.5. Охорона навколишнього середовища.....	47
ВИСНОВОК.....	49
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	50
ДОДАТОК А.....	53

ВСТУП

Характерною особливістю сучасного стану газової промисловості Європи є значна віддаленість основних споживачів газу від найперспективніших районів видобутку цього виду палива. Так, віддаль від газових родовищ Півночі Тюменської області Росії, де зосереджені найбільші у світі запаси природного газу, до західного кордону України становить близько 4,5 тис. км. Приблизно така ж відстань і від основних газових родовищ Центральної Азії (Туркменистан, Узбекистан, Казахстан) і Близького Сходу (Іран).

Винятково вигідне географічне розташування України на перетині основних діючих трансконтинентальних і міждержавних газопроводів робить її своєрідним "газовим мостом" між згаданими регіонами.

Газотранспортна система України за своєю потужністю є другою після системи Росії. При її допомозі здійснюється близько 90 % експорту російського газу або більше чверті потреби європейських країн. За обсягом транзиту газу через свою територію наша країна впевнено займає перше місце в світі. По нашій газотранспортній системі щорічно передається понад 100 млрд. м³ газу до 18 країн Центральної, Західної та Південної Європи. Україна є одним з найбільших споживачів природного газу, займаючи за цим показником шосте місце в світі і четверте в Європі після Росії, Великобританії та Німеччини, значно випереджаючи такі великі країни як Італія та Франція.

Система газопостачання України є однією з найрозгалуженіших в Європі: траси магістральних газопроводів проходять через всі області України і Республіку Крим, що створило сприятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових електростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості та промисловості будматеріалів, дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини.

Тому одним з найголовніших стратегічних завдань є підтримання на високому технічному рівні і подальше розширення газотранспортної системи України для забезпечення надійності поставок природного газу на європейський ринок та забезпечення власних споживачів.

Надійність роботи газотранспортної системи забезпечується мережею

підземного зберігання газу, яка є невід'ємною технологічною ланкою єдиної системи газопостачання України, призначеною для забезпечення надійності її функціонування, безперервності подачі газу внутрішнім споживачам та транзитних передач газу.

Потреба в підземному зберіганні газу в Україні, як і в більшості газоспоживаючих країн, викликана постійно зростаючим переважно в минулому півсторіччі рівнем споживання газу України та Європи в цілому.



1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ ПЗГ

1.1 Характеристика структури та будови ПСГ

Пролетарське підземне сховище газу (ПСГ) побудовано на базі виснаженого Пролетарського газоконденсатного родовища (ГКР).

Призначення ПСГ для забезпечення надійності газопостачання споживачів газопроводу Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл (ШДКРІ).

Для здійснення заданих цілей воно оснащено:

- свердловинами (експлуатаційно-нагнітаючими, спостережними, п'єзометричними);
- газозбірними мережами (шлейфи свердловин);
- установкою первинної підготовки газу (УППГ);
- установкою комплексної підготовки газу (УКППГ);
- системою збору та транспортування конденсату;
- системою попередження гідратуутворення;
- системою електропостачання;
- системою водопостачання;
- системою захисту технологічного обладнання від корозії;
- сантехнічними спорудами;
- факельним господарством;
- АГРС-1/3 (споживачі - Пролетарське ВУПЗГ та с. Деконка, Магдалинівського р-ну, Дніпропетровської обл.).
- Компресорною станцією.

Пролетарське ПСГ розташоване в Магдалинівському районі Дніпропетровської області. Найближчими населеними пунктами є села Трудолюбівка, Богданівка, Дудківка, Котівка, Пролетарське, Деконка, Новоселівка, Личкове, Малокозирщина. Найбільшим населеним пунктом є смт. Перещепине. Районний центр Магдалинівка розташований за 20 км на

південний захід від Пролетарського ПСГ, а великий промисловий центр м. Дніпропетровськ знаходиться від нього на віддалі 60 км.

Район робіт знаходиться в межах Придніпровської низовини в басейні річки Дніпра та розташоване поблизу злиття рік Оріль та Кільчень.

Рельєф району являє собою слабо погорбкувату рівнину. Основними формами рельєфу території є річкові долин из террасами і водорозділами-плато. Максимальні абсолютні відмітки району близько 140 м зафіксовані у центральній частині району, а на іншій території – не перевищують 120-140м. Мінімальні абсолютні відмітки рельєфу приурочені до заплави ріки Оріль.

Характерними орієнтирами рельєфу є насипні споруди-кургани висотою 3-8м, які розташовані на високих ділянках водорозділу. На більшості з них влаштовані триангуляційні пункти.

Ріка Оріль є основною водною артерією району. Вона протікає на північний схід від Пролетарського підняття у північно-західному напрямку в долині шириною 4-6 м. Праві схили річки зазвичай більш круті і розбиті густою сіткою ярів. Заплава ріки заболочена і вкрита рослинністю. За середньої ширини 20 м вона часто звужується до 4-6 м. Течія ріки слабо помітна.

Річка Кільчень, що є правою притокою річки Самари, протікає в 12 км на південний-захід від Пролетарського ПСГ.

Грунтові води в основному знаходяться нижче глибини залягання трубопроводів за винятком долини річок.

Район робіт розташований в межах Степової зони, Північно-степовій підзоні Степової області Придніпровської низовини, що знаходиться між долинами річок Дніпро та Південний Буг.

В геоструктурному відношенні Придніпровська низовина лежить в межах Дніпровсько-Донецької западини, що й визначає її основні орографічні особливості. Поверхня низовини похилена на південь і південний-захід до долини Дніпра, в цьому ж напрямку течуть й головні річки (Псел, Ворскла, Оріль, Самара та інші).

Ландшафт району робіт переважно степовий. Лісові масиви, за виключенням численних лісопосадок, відсутні.

В Степовій області Придніпровської низовини панують чорноземи звичайні середньо гумусні, що сформувалися на важко суглинистих, місцями глинистих лесах. Річкові долини вкриті чорноземно-лучними солончакуватими й солонцюватими ґрунтами. Засолення переважно хлоридно-сульфатне.

Специфіка створення і експлуатації Пролетаського ПСГ в горизонті Б-5, Б-9 головним чином зумовлена особливостями геологічної будови і фізико-літологічними характеристиками пластів-колекторів.

В геологічній будові підземного сховища газу приймають участь породи докембрію, девонські, кам'яновугільні, верхньопермські, тріасові, юрські, палеогенові, та четвертинні відклади.

Докембрійські породи представлені грандіоритами і гранітами, девонська система – сильно метаморфзованими теригенними відкладами середнього і верхнього відділів, кам'яновугільна система – трьома відділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижній відділ представлений вапняками, аргілітами та пісковиками турнейського, візейського і серпухівського ярусів. Їх загальна товщина в межах структури сягає до 1340 м.

Середній відділ представлений теригенними породами башкирського та московського ярусів. Башкирський ярус включає верхній та нижній під'яруси, які складені піщано-глинистими породами. До пластів пісковиків тут приурочені газові поклади горизонтів Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-12.

В складі московського ярусу виділяються верхні та нижні свити пісковиків (М-7), до якого приурочений однойменний газовий поклад. Загальна товщина московського ярусу в межах структури сягає 475-545 м. Відклади верхнього карбону виділяються умовно та представлені глинами з пісковиками і алевролітами.

Вище по розрізу з кутовим неузгодженням залягають породи бучацького, київського та харківського ярусів палеогену, полтавський ярус неогену і четвертинні відклади загальною товщиною в межах структури до 140 м.

З поверхні Придніпровська низовина вкрита антропогеновими відкладами, серед яких у західній частині низовини переважають піщані, в східних – лесові

породи.

В тектонічному плані Пролетарське підняття входить до складу Голубійсько-Колайдинського валу і знаходиться в південно-західній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини. Воно представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання з розмірами 5,6х2,4 км і висотою біля 60 м у московському ярусі середнього карбону. Розривних тектонічних порушень у межах Пролетарської структури не встановлено.

В гідрогеологічному відношенні Пролетарське підняття приурочене до південної прибортової зони Дніпровського артезіанського басейну і характеризується тим, що віддалене від зони опріснення великою кількістю водоупорів та великою товщиною зони розчинів хлоридного типу. За характером розвитку основних типів вод і їх мінералізації в розрізі виділяються верхня і нижня гідрогеологічні зони з різними умовами режиму підземних вод.

В якості основних контрольних для спостереження за герметичністю ПСГ використовуються горизонти середньо московського і верхньокам'яновугільного віку, в якості додаткових контрольних – горизонти тріасового, байського, харківського і буцацького віку.

Клімат району помірно-континентальний з середньомісячною температурою повітря +7,9 С.

Найтеплішим місяцем є липень і серпень з середньою температурою +23 С, найхолоднішим – лютий з середньою температурою -5,7 С. Максимальна температура повітря в липні досягала 43 С, а мінімальна в січні -30-36 С. Середньорічна сума опадів складає 458 мм.

Сніговий покрив встановлюється переважно в кінці грудня – в першій декаді січня, а наприкінці березня – на початку квітня звільнюється. Сніг рідко зберігається протягом всієї зими. Висота снігового покриву в лютому досягає 10 – 15 см.

Середня глибина промерзання ґрунтів 0,7 – 0,8 м, максимальна – досягає 1,2 м.

У зимовий період часто спостерігаються хуртовини, ожеледі. Вони утворюються в холодний період року, найчастіше при температурі 0-(-3)

градуси цельсію і значній вологості повітря. Іноді товщина намерзлого льоду становить кілька сантиметрів, внаслідок чого обриваються проводи повітряних ліній тощо.

Грози бувають переважно з березня до листопада включно, що спричиняє відключення перетворювачів УКЗ за цей період. Пересічне число днів з грозами не перевищує 25 за рік.

Переважаючий напрям вітрів – північно-західний влітку і південно-західний в інші пори року з середньою швидкістю до 10-11 м/с.

Максимальну швидкість вітрів фіксують взимку, яка досягає 20 м/сек. На цей період припадає найбільше відключень ліній електропередач та УКЗ. Пересічна місячна швидкість вітру за холодний період перевищує 6 м/сек.

Кліматичні навантаження і впливи для розрахунку і вибору конструкцій ПЛ приймають на підставі карт територіального районування України, вміщених у правилах влаштування електроустановок, що затверджені наказом Мінпаливенерго України від 5 січня 2006 р.

Район робіт відноситься:

- за значенням ожеледних навантажень на елементи повітряних ліній для лінійно-протяжних елементів і для площинних елементів ПЛ – до 3 району;
- за характеристичним значенням вітрового тиску на ПЛ – до 3 району;
- за характеристичним значенням вітрового тиску на ПЛ – до 3 району;
- за характеристичним значенням тиску вітру під час ожеледі – до 3-4 районів;
- за характеристичним навантаженням дм вітру на проводи та троси діаметром 10 мм, вкриті ожеледдю – до 3 району;
- за середньорічною температурою повітря – до 3 району;
- за мінімальною температурою повітря – до 7-8 районів;
- за максимальною температурою повітря до 2 району;
- за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тросів – до 2 району.

1.2 Обладнання Пролетарського ПСГ

В склад установки попередньої підготовки газу (УППГ) входять наступні основні установки та комунікації:

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

В склад установки комплексної підготовки газу (УКПГ) входять наступні основні установки та комунікації:

- установка низькотемпературної сепарації (НТС);
- установка регенерації інгібітору (БРІ-1,2,3,4,5.6);
- установка технологічних ємностей;
- ємності для зберігання конденсату;
- ємності для зберігання діетиленгліколю (ДЕГа);
- насосна ДЕГа;
- насосна інгібіторів;
- насосна конденсату;
- замірний вузол.

Проектна продуктивність установки відбору газу 10 млн.м³/добу.

Режим роботи свердловин встановлюється на період відбору геологічною службою та затверджується головним інженером Пролетарського ВУПЗГ.

Склад основних виробничих об'єктів установки для відбору та підготовки газу на Пролетарському ПСГ наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Склад основних виробничих об'єктів установки

№ п/п	Виробничий об'єкт	Призначення
1	Обв'язка гірля експлуатаційно-нагнітаючих свердловин	Можливість закачування пересувними агрегатами реагентів в загрубний і трубний простори свердловини.
2	Вузли відключаючих пристроїв ВВП	<ol style="list-style-type: none"> 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 нітки 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 гірлового 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	Дегазация (вивітрювання) газу з нДЕГ а 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	Дегазация (вивітрювання) природного газу з нДЕГ а після БР-1.
11	Ємність вивітрювання Е-8	Дегазация (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 продуктів 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 УКПП.
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 УКППГ-Перещепинська УКПП" Перещепинського НПГ.
19	Факельне господарство з дренажною ємністю Е-12	Призначене для спалювання природного газу продуктів та стравлювань з УППГ та УКПП.
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 Опис технологічного процесу відбору газу

Відбір газу здійснюється за допомогою експлуатаційно-нагнітаючих свердловин. Підготовка газу та конденсату до подальшого транспорту здійснюється на установках УППГ та УКПГ по схемі низькотемпературної сепарації (НТС).

Технологічний процес НТС призначений для відділення, при низьких температурах із потоку газу конденсату і вологи із підтриманням в сепараторі тиску близького до тиску максимальної конденсації. На установці низькотемпературної сепарації низькі температури досягаються за рахунок використання дросель-ефекту.

Природний газ від кожної свердловини по шлейфам $\varnothing 89 \times 5$ мм та $\varnothing 114 \times 7$ мм надходить до вузлів відключаючих пристроїв (крани №1а, засувки №1, №5), де проходить через штуцера для регулювання дебіту свердловини (ШР-12) та надходить через засувку №7, 7а в загальний колектор на БГО-1,2 (газосепаратори типу ГП 364.03.00.000 продуктивністю $2 \times 5 = 10$ млн. м³/добу, що має на входній лінії регульований сепараційний пристрій), або минаючи його через засувку №6

подається на блок газового заміру БГЗ-6,7,8,9 або ГБ-23-3,4,5. А після очищення газу від крапельної рідини та механічних домішок газ поступає по газовому колектору з тиском 12,0-5,0 МПа на УКПГ в трубний простір кожухотрубних теплообмінників типу "ГАЗ-ГАЗ" Т-1,2,3,4.

З метою попередження гідратоутворення перед теплообмінниками в газовий потік через вузол впрыскування (відцентрові форсунки) вводиться концентрований розчин ДЕГу (85%) з допомогою насосів Н-3/1, Н-3/3, Н-3/4 (НД-100/250) або Н-3/2, Н-3а (ПТР-1,6/250), а для попередження гідратоутворення в шлейфах свердловин та на вузлах відключаючих пристроїв (ВВП) також є система подачі ДЕГа по індивідуальних інгібіторопроводах $\varnothing 32 \times 3,5$ мм на фонтанну арматуру (ФА) свердловин та на ВВП насосами Н-1/1, Н-1/4 (ПТР-2,5/160), Н-1/2, Н-1/3 (ПТР-1,6/250), Н-1/5, Н-1/6 (НД-100/250).

Після теплообмінників охолоджений сирий газ подається на пункт

редукування, де проходить редукування через штуцер ШР-12 або регулюючими клапанами.

При редукуванні сирого газу з тиском до штуцера 10,0-6,0 МПа після штуцера 4,0-5,49 МПа, температура знижується на 6-12 °С.

Газ поступає на С-1 – вертикальні, з сітчастими насадками, низькотемпературні сепаратори типу ГС-2-64-2000-І. Газ з С-1 направляється на доочищення в сепаратори такого ж самого типу С-2. Осушений газ із сепараторів С-2 направляється в затрубний простір теплообмінників, де свій холод віддає зустрічному потоку сирого газу і за рахунок температури сирого газу нагрівається. Потім із теплообмінників направляється через крани № 43, 44 на замірний вузол, а далі у газопровід ШДКРІ.

Суміш конденсату та насиченого ДЕГа, що відділилась від газу в газосепараторах С-1, С-2, через клапан К-203 з допомогою системи регулювання рівня СГ-У-01 продувається на дефлагматор БРІ-4,5, де підігрівається до певної температури й звідти під власним тиском надходить в фазний розділювач БР-1, де йде розділення насиченого ДЕГа та конденсату за рахунок різниці в їх питомій вазі. Після розділення суміші продування рідин здійснюється через клапан КЗП-200-20 з допомогою ДУЖП-2610 конденсат подається на Е-8 (ємність вивітрювання), а звідти в резервуарний парк Е-10.

Насичений ДЕГ подається в сепаратор-дегазатор С-3, а звідти на випарну колону БРІ-4,5. Регенерований ДЕГ надходить з випарника в збірну ємність, а звідти 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 збірної ємності насосами ВК можна викачувати ДЕГ на ємності Е-4.

На УППГ з БГО, БГЗ, ГБ-23 рідинна суміш продувається на розділювач Р, де йде розділення насиченого ДЕГа та конденсату за рахунок різниці в їх питомій вазі (при подачі ДЕГа на ФА свердловин та на ВВП). Конденсат через клапан К-203 з допомогою системи регулювання рівня ДУЖП-2610 продувається на Е-8, а нДЕГ з допомогою ДУЖП-2610 через клапан К-203 на сепаратор-дегазатор НГС, а звідти може подаватись на БРІ-1,2,3,6, або дегазатор Д-2, який з'єднаний з Е-1,5. З Е-1,5, насичений ДЕГ забирається насосами Н-4 (ВК) і подається на

дефлагматор, а потім в випарну колону БРІ-1,2,3,6, на регенерацію. Регенований ДЕГ поступає в Е-4,6, а звідти насосами Н-1 на ФА свердловин та на ВВП. А якщо на ВВП ДЕГ не подається, тоді з розділювача Р після розділення суміші "вода+конденсат" вода надходить до НГС, а з НГС через дренажну лінію на установку спалювання.

1.4 Опис роботи автоматичної газорозподільчої станції

АГРС 1/3 - автоматична газорозподільна станція Пролетарського ВУПЗГ призначена для одоризації та редукування природного газу з високого тиску 50 кгс/см^2 до 3 кгс/см^2 і подальшого його транспорту до споживачів Магдалинівського району на населений пункт с. Деконка, а також газопостачання місцевих споживачів Пролетарського ВУПЗГ - котельня та їдальня.

АГРС 1/3 складається з таких основних вузлів: вузол переключення, очищення, підігріву, редукування, обліку та одоризації газу.

Вузол переключення АГРС призначений для попередження підвищення тиску в лінії подачі газу споживачеві за допомогою запобіжної арматури.

В процесі експлуатації запобіжні клапани повинні випробуватись на спрацювання 1 раз в місяць, а в зимовий період не рідше одного разу в 10 днів, з записом в оперативному журналі.

Перевірка і регулювання клапанів повинна проводитись не рідше двох разів на рік і бути оформлена відповідним актом, клапани опломбовані і повинні мати табличку з датою повірки і даними регулювання.

Вузол очищення газу на АГРС повинен служити для запобігання попадання механічних домішок і рідин в технологічні трубопроводи, обладнання, засоби контролю і автоматики АГРС і споживачів.

Вузол підігріву призначений для запобігання обмерзання арматури і утворення кристалогідратів в газопровідних комунікацій і арматурі.

Вузол редукування призначений для пониження і автоматичного підтримування заданого тиску газу, що подається споживачам.

На АГРС 1/3 редукування газу здійснюється двома лініями редукування однакової продуктивності, оснащеними однотипною запірною-регулюючою арматурою (одна нитка робоча, а друга - резервна);

Вузол обліку газу призначений для комерційного обліку газу.

Вузол одоризації газу призначений для придання запаху газу, що подаються споживачеві з ціллю своєчасного виявлення по запаху його витоків. Газ подається споживачам у відповідності з ГОСТ 5542-87.

Середньорічна норма, що вводиться в газ одоранту (етилмеркаптан або суміш природних меркаптанів) встановлена 16 г (19,1 см³) на 1000 м³ (при температурі 0 °С і тиску 760 мм рт. ст.).

Витрата одоранту повинна кожний день фіксуватись в журналі оператора, який обслуговує АГРС. Зливання одоранту в підземну і розхідну ємність з бочок проводиться тільки закритим способом спеціально вивченим персоналом, бригадою з 3 чоловік.

2. ПАРАМЕТРИ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В УМОВАХ ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ ПЗГ

Виснажені газові родовища у багатьох випадках виявляються якнайкращими об'єктами для створення в них ПСГ, оскільки родовище повністю розвідане, відомі геометричні розміри і форма площі газоносності, геолого-фізичні параметри пласта, початковий тиск і температура, склад газу, зміна в часі дебітів свердловин коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, режим розробки родовища, технологічний режим експлуатації, герметичність покоришки.

На родовищі є певний фонд видобувних, нагнітальних і наглядових свердловин, промислові споруди для отримання товарного газу.

При проектуванні будівництва підземного сховища у виснаженому газовому родовищі визначають:

- 1) максимально допустимий тиск;
- 2) мінімальний необхідний тиск в кінці періоду відбору;
- 3) об'єми активного і буферного газів;
- 4) кількість нагнітально-експлуатаційних свердловин;
- 5) діаметр і товщину стінок промислових і сполучного газопроводів;
- 6) тип компресорного агрегату для КС;
- 7) загальну потужність КС;
- 8) тип і розмір устаткування підземного сховища для очищення газу від твердих суспензій при закачуванні його в пласт і осушення при відборі;
- 9) об'єм додаткових капітальних вкладень, собівартість зберігання газу, термін окупності додаткових капітальних вкладень. Після цього проводять ревізію технологічного стану свердловин, устаткування гирла, промислових газопроводів, сепараторів, компресорів, визначають види ремонту, заміни, а також необхідність будівництва нових споруд.

Особливу увагу приділяють визначенню герметичності свердловин, швидкості і інтенсивності процесів металевого промислового устаткування і розробці заходів щодо боротьби з нею, комплексній автоматизації роботи всіх

елементів устаткування підземного сховища, підвищенню продуктивності праці, охороні навколишнього середовища, джерел питної води у верхніх горизонтах.

2.1 Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму

Схема виснаженого газового родовища типу пласта приведена на рис. 2.1. Відомі розміри і форма газонасиченого пласта, об'єм порового простору покладу, коефіцієнти пористості і проникності, тиск пластів і температура, склад газу, розміщення нагнітальних свердловин на площі газонасиченості, коефіцієнти фільтраційних опорів, зміна витрат закачуваного в сховище газу в часі.

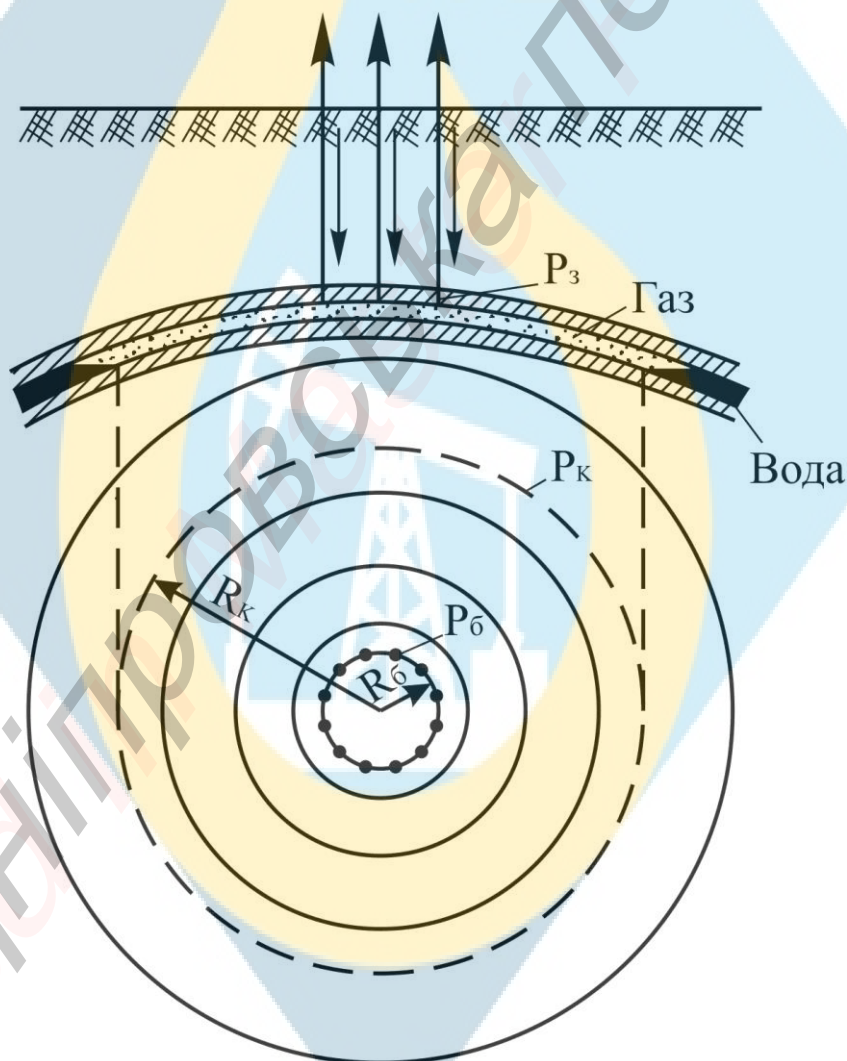


Рис. 2.1. Загальна схема виснаженого газового родовища пластового типу

Визначимо максимальний об'єм газу, який можна закачати в підземне сховище, зміну в часі тиску в сховищі, на забоях і гирлах нагнітальних свердловин, необхідне число компресорів для закачування газу. Фільтрацію газу в пласті приймемо ізотермічною, закон фільтрації газу – нелінійним.

Рівняння матеріального балансу газу при закачуванні його в сховище має вигляд:

$$N(t)dt = \Omega d(p/z), \quad (2.1)$$

де $N(t)$ – задана витрата закачуваного в сховище газу, м³/доб;

Ω – постійний газонасичений об'єм порового простору сховища, м³;

$p = \tilde{p}/p_a$ – безрозмірний середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск в сховищі;

z – коефіцієнт надстисливості газу.

Інтегруючи рівняння (2.1) від 0 до t і від p_H до p_K , отримаємо:

$$Q_3 = \int_0^t N(t)dt = \Omega \left(\frac{p_K}{z_K} - \frac{p_H}{z_H} \right). \quad (2.1)$$

Для наближеного визначення тиску на забої нагнітальних свердловин при закачуванні газу з постійним темпом використовуємо формулу:

$$p_3^2 - p_K^2 = AQ + BQ^2, \quad (2.3)$$

де

$$A = \frac{116\mu_0 z_0 T_0}{\pi k h p_a T_c} \left(\ln \frac{R_K}{R_c} + \xi_1 + \xi_2 \right);$$

$$R = R_c + 1,5\sqrt{xt}; \quad x = \frac{kp_K}{m\mu_0};$$

$$B = \frac{63 \cdot 10^6 \cdot p_a \cdot T_0^2 [1 + \xi_1^1 + \xi_2^1]}{(k/m)^{3/2} 2\pi^2 h^2 T_c^2 R_c p_a 0,746 \cdot 10^4}.$$

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

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (2.4)$$

а при батарейному розміщенні свердловин:

$$R_k = L_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}} \quad (2.5)$$

перша фаза несталої фільтрації закінчується, починається друга фаза рівномірно – несталої фільтрації, при якій замість r_k підставляємо значення \tilde{r} :

$$\tilde{r} = \left(\frac{p_k}{z_k} + \frac{N t p_a}{\Omega z_a} \right) \tilde{z}, \quad (2.6)$$

тобто вважаємо, що тиск на контурі питомої площі його підвищення \tilde{r}_k дорівнює середньозваженому за об'ємом дренажування r_d , який у свою чергу дорівнює середньозваженому за об'ємом порового простору сховища \tilde{r} :
 $\tilde{r}_d \approx \tilde{r}$.

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини визначимо за формулою Р. А. Адамова:

$$p_e = \sqrt{p_3^2 e^{-2s} - \frac{1,377 \cdot 10^{-2} z^2 \tilde{T}^2 \lambda Q^2}{d^5} (e^{-2s} - 1)}, \quad (2.7)$$

Де

$$2s = 0,06833 \Delta L / \tilde{z} \tilde{T}. \quad (2.8)$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище, знаходимо, вважаючи, що КС розташована поблизу нагнітальних свердловин і втрати тиску газу на шляху «КС – свердловина» малі:

$$n_k = N(t) / q_k, \quad (2.9)$$

де q_k – витрати газу, що закачується в пласт одним компресором відомого типу.

Для умов Пролетарського виробничого управління ПЗГ необхідно визначити максимальний об'єм газу в сховищі, максимальний забійний і гирловий тиск в кінці періоду закачування, кількість поршневих компресорів, необхідну для закачування газу, при наступних початкових даних: початковий тиск в сховищі $p_k = 3,6$ МПа; об'єм порового простору сховища $\Omega = 10 \cdot 10^6$ м³; коефіцієнт проникності $k = 0,5$ мкм²; коефіцієнт пористості $m = 0,2$; коефіцієнт динамічної в'язкості газу $\mu_0 = 0,012$ МПа · с; товщина пласта $h = 10$ м; радіус гідродинамічно досконалої за ступенем і характером розрізу пласта свердловини $R_c = 0,1$ м; кількість нагнітальних свердловин $n = 5$; постійна витрата газу, що закачується в сховище, $N(t) = 0,5 \cdot 10^6$ м³/доб; максимально допустимий тиск в сховищі $p_{\max} = 7$ МПа; глибина свердловин $L = 500$ м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – $d = 0,132$ м; коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,02$; відносна щільність закачуваного газу за повітрям $\Delta = 0,6$; 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, $V_n = 26650$ м³/доб; об'єм шкідливого простору циліндрів компресора $C = 0,1$; показник стиснення

газу в циліндрах компресора $m_1 = 1,2$; для спрощення розрахунків прийmemo 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:

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (70 - 36) = 340 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Час закачування газу в сховище:

$$t = 340 \cdot 10^6 / 0,5 \cdot 10^6 = 680 \text{ діб.}$$

Загальний об'єм газу в сховищі:

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 340 \cdot 10^6 = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газів:

$$Q_a/Q_0 = 340 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,945.$$

Тиск на заборі свердловини в кінці періоду закачування визначимо за видозміненою формулою (2.3) при $p_k = p_{\max}$, $R = R_k$, $\xi_1 = 0$, $\xi_2 = 0$:

$$p_s = \sqrt{p_{\max}^2 + \frac{N(t) \ln \frac{R_k}{R_c}}{nA_p}} = \sqrt{4900 + \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,3 \ln \frac{565}{0,1}}{5 \cdot 1,13 \cdot 10^4}} = 7,05 \text{ МПа};$$

$$A_p = \frac{\pi k h p_a T_c}{116 \mu_0 z_0 T_0} = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 293}{116 \cdot 0,012 \cdot 1 \cdot 293} = 1,13 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{ддобу}$$

$$R_k = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 5}} = 565 \text{ м.}$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування газу:

$$p_z = \sqrt{4970 \cdot 0,935 - \frac{1,377 \cdot 1^2 \cdot 0,02 \cdot 293 \cdot 100^2}{13,2^5} (0,935 - 1)} = 6,83 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище в кінці періоду закачування:

$$n_k = \frac{0,5 \cdot 10^6}{26650 \cdot 17 [0,97 - 0,1(4,01^{1/1,2} - 1)]} = 1,47.$$

Приймаємо два компресори.

2.2 Відбір газу при експлуатації Пролетарського виробничого управління ПЗГ

При експлуатації ПЗГ кількість відбираного газу визначають за графіком газоспоживання. ПЗГ, як правило, розташоване на деякій відстані від району газоспоживання. З сховища газ поступає до споживачів під власним тиском або перекачується за допомогою компресорів. У першому випадку тиск газу на гирлі свердловин повинен дорівнювати тиску на виході компресора плюс втрати тиску на шляху «свердловина – КС», в другому – тиску в приймальному колекторі компресора плюс втрати тиску на тому ж шляху.

Число добувних свердловин, необхідне при відборі газу, визначають з урахуванням середньодобового відбору газу з сховища, типу підземного сховища, пористості породи газонасиченого колектора, технологічного режиму експлуатації свердловин, схеми розміщення свердловин на площі газоносності.

Необхідне число свердловин і компресорів розраховують для двох найбільш важких періодів роботи підземного сховища: пікового періоду відбору газу (грудень або січень); кінцевого періоду відбору газу з сховища (березень – квітень).

У першому випадку максимальний відбір газу здійснюється при високому тиску, в другому випадку витрати відбираного газу з сховища менші й тиск газу в сховищі в цей період мінімальний.

Зміна середньозваженого за об'ємом порового простору сховища тиску при відборі газу описується формулою:

$$\frac{p_k}{z_k} = \frac{p_H}{z_H} - \frac{Q_d p_a}{\Omega z_a} \quad (2.10)$$

Умови відбору газу на забої свердловини у разі слабких зцементованих пісковиків приймемо у вигляді постійності градієнта тиску на поверхні забою свердловини:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial R} \right|_{R=R_c} = \frac{\varphi Q_{\max} + \psi Q_{\max}^2}{P_{z \min}}, \quad (2.11)$$

де φ і ψ для гідродинамічно досконалих свердловин визначають за рівняннями:

$$\varphi = \frac{A}{2R_c \ln(R_k / R_c)}; \quad \psi = B / 2R_c.$$

Рівняння притоку газу до забою свердловини при нелінійному законі фільтрації має вигляд:

$$p_k^2 - p_z^2 = A Q + B Q^2, \quad (2.12)$$

де $Q = N_0/n$.

Шляхом спільного розв'язання приведених рівнянь можна визначити необхідну кількість видобувних свердловин для двох періодів, тиску на забої і гирлі свердловин, а також необхідну кількість компресорів.

Для умов Пролетарського виробничого управління ПЗГ необхідно визначити необхідну кількість видобувних свердловин, кількість компресорів для двох найважчих режимів роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації при початкових даних, узятих для попереднього прикладу. Сумарний відбір газу зі сховища по місяцях (у % від загального об'єму відбираного газу з сховища): жовтень – 10, листопад – 25, грудень – 43, січень –

57, лютий – 75, березень – 90, квітень – 100; тиск на виході компресора $p_1 = 4,5$ МПа, загальний об'єм відбираного газу $Q_a = 100 \cdot 10^6$ м³. Витрата відбираного газу в грудні $N_0 = 0,6 \cdot 10^6$ м³/доб, у квітні $0,33 \times 10^6$ м³/доб. При постійному градієнті тиску на поверхні забою свердловини при лінійному законі фільтрації ($B = 0$; $\varphi = 0$) дебіт свердловини знаходимо з рівняння:

$$Q = CP_z, \quad (2.13)$$

де

$$C = 2\pi R_c h \left(\frac{k}{\mu} - \frac{\partial p}{\partial R} \right)_{R=R_c} = 2\pi R_c h v_{\max}. \quad (2.14)$$

За даними дослідження свердловин $C = 3000$ (м³/доб)/МПа. Початковий тиск пласта в сховищі $p_n = 4,1$ МПа.

Результати обчислень приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку числа видобувних свердловин і компресорів для двох періодів роботи ПСГ

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
3,67	3,33	3,20	6	1	3,1	2,75	2,34	4	1

2.3 Показники нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу

При створенні і під час циклічної експлуатації підземних сховищ газу проводять індивідуальні або групові дослідження свердловин.

Дослідження індивідуальних свердловин у сталих і несталих режимах під

час відбору газу з підземних сховищ за методикою, застосованим приладам і устаткуванню не відрізняються від аналогічних досліджень свердловин на газових родовищах. Обробка результатів досліджень проводиться за інструкцією. Дослідження часто супроводжуються втратами газу в атмосферу, вимагають певного співвідношення тиску до і після штуцера при випробуванні свердловин з подачею газу до газопроводу.

Досвід показує, що у багатьох випадках можливе дослідження свердловин в процесі закачування газу в пласт при постійних витратах закачуваного газу:

- а) при невеликій зміні середньозваженого за об'ємом порового простору пласта тиску в часі;
- б) при порівняно постійних об'ємних газонасиченості пласта і газонасиченої потужності за час досліджень.

Такі умови можуть скластися через деякий час після початку закачування газу до пласта (1,5 – 2 міс).

У свердловину закачують газ при постійних, але різних витратах. Для кожної витрати газу вимірюють зразковими манометрами затрубний і буферний тиск і температуру газу при сталому режимі. Крім того, за наглядовою свердловиною, що знаходиться далеко від свердловин, через які закачують газ, визначають тиск в пласті за вимірами статичного тиску на гирлі свердловини або шляхом вимірювань свердловинними манометрами.

Після роботи свердловини протягом 15 – 20хв. на сталому режимі записують показники і вимірюють витрату закачуваного газу діафрагмовим витратоміром типу ДП. За наслідками досліджень будують графіки, за якими визначають коефіцієнти фільтраційного опору А і В.

У табл. 2.2 наведені дані однієї свердловини для умов Пролетарського виробничого управління ПЗГ.

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

$A = 0,14$ (доб/тис.м³)/МПа; $B = 0,003$ (доб/тис. м³)/МПа².

Рівняння руху газу в пласті від забою свердловини:

$$(p_z^2 - p_n^2) = 0,14Q + 0,003Q^2. \quad (2.15)$$

Таблиця 2.2. Дані досліджень свердловин в процесі закачування газу до пласта

Режим	p_3 , МПа	$p_г$, МПа	$t_г$, °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	10,76	10,87	4244	141,2	11,51	0,46
2	10,70	10,89	4749	188,6	11,51	0,62
3	10,76	10,97		297,3	11,51	0,86
4	10,76	11,05		410,1	11,51	1,11

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

У разі забруднення і засмічення забою свердловини при закачуванні газу крива $p_3^2 - p_n^2 = f(Q)$ не буде проходити через початок координат.

За описаним методом отримують найбільш сприятливі результати досліджень в підземних сховищах газу типу пласта з крайовою водою або без неї, газонасичений пласт яких представлений гранулярними колекторами.

Технологічний режим роботи свердловин підземних сховищ залежно від режимів споживання газу при різному тиску пластів можна встановити на основі результатів групового дослідження всіх свердловин, що працюють на один збірний пункт.

2.4 Техніко-економічні розрахунки числа видобувних свердловин, об'єму буферного газу, потужності КС і глибини розташування ПСГ

Рівняння для визначення числа добувних свердловин має вигляд:

$$\frac{Q_a p_n C_6 f_3 t}{2C_n} = \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \left(p_n - \sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \right)^2 \left(f_1 t + \frac{0,0038 Q_0 b t_0}{2,3 C_n n} \right)}{\frac{Q_0}{An^2} + \frac{2Q_0^2}{C^2 n^3}}, \quad (2.16)$$

де Q_a – активний об'єм сховища;

p_H – початковий тиск пласта;

C_6 – вартість 1000м^3 буферного газу;

f_1, f_3 – річні норми амортизації свердловин і буферного газу відповідно;

t – час роботи сховища, роки;

C_n – вартість буріння, устаткування гирла і освоєння однієї свердловини;

Q_0 – постійний середньодобовий відбір газу з ПСГ;

n – кількість видобувних свердловин;

A, C – коефіцієнти, що враховують геолого-фізичні параметри пласта і властивості газу, визначені за даними досліджень свердловин;

t_0 – час відбору газу, роки;

b – річні експлуатаційні витрати (без реновації) за КС.

У праву частину рівняння необхідно підставити довільні значення n і побудувати графік залежності $n = f(n)$ (рис. 2.2). Далі підрахувати значення лівої частини рівності і по графіку визначити шукане n_0 .

Середній тиск в покладі в кінці відбору газу:

$$p_K = \sqrt{\frac{Q_0}{n_0 A} + \frac{Q_0^2}{C^2 n_0^2}}. \quad (2.17)$$

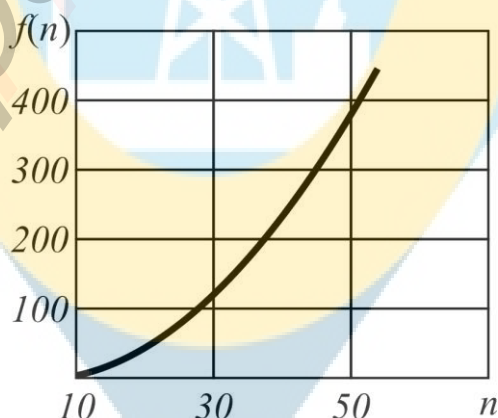


Рис.2.2. Графік залежності $f(n)$ від кількості видобувних свердловин n

Динамічний тиск на заборі свердловини в кінці відбору газу:

$$p_z = Q_0 / Cn_0. \quad (2.18)$$

Об'єм порового простору в кінці відбору газу:

$$\Omega_k = Q_a p_a / (p_n - p_k). \quad (2.19)$$

Об'єм буферного газу:

$$Q_b = \Omega_k p_k / p_a \quad (2.20)$$

Потужність КС в кінці відбору газу:

$$N_{kc} = 0,0038 Q \lg(p_1 / p_2). \quad (2.21)$$

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

Безпека життєдіяльності людини при експлуатації об'єктів підземного зберігання газу забезпечується знанням та виконанням вимог та законів з охорони праці.

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

Охорона праці (ОП) здійснюється на підприємстві на основі закону України «Про охорону праці». Цей закон визначає основні положення щодо реалізації конституційного права громадян на охорону їх життя, здоров'я а процесі трудової діяльності. Дія закону поширюється на всі підприємства, організації, установи, незалежно від форм власності і видів їх діяльності, на всіх громадян, які працюють, а також залучені до праці на цих підприємствах.

Законодавство про ОП складається із цього закону, кодексу законів про працю в Україні та інших нормативних актів.

Виконання технічних операцій в період експлуатації ДКС «Пролетарське» зв'язане з використанням складних агрегатів і механізмів, з роботою газу при високих тисках, з використанням речовин, які мають токсичні і вибухонебезпечні властивості.

Контроль та виконання відповідних вимог на підприємстві веде відділ охорони праці. У відділі охорони праці працюють: начальник відділу, старший інженер з охорони праці, інженер з протипожежної безпеки, інженер-еколог.

З метою впровадження заходів з охорони праці у Пролетарському ВУПЗГ адміністрація уклала колективний договір з трудовим колективом підприємства, згідно якого адміністрація зобов'язується забезпечити обладнання всіх робочих місць належним чином, тобто створити безпечні умови праці. Динаміка коштів, виділених на впровадження заходів з охорони праці представлена в таблиці 3.1.

В управлінні проводиться періодичний медичний огляд працівників зайнятих на тяжких роботах, роботах із шкідливими та небезпечними умовами праці.

Таблиця 3.1. - Асигнування на охорону праці в УМГ «Харківтрансгаз» за 2018-2020 роки

Показники	Роки			
	2018	2019	2020	
			Планово	Фактично
Кількість заходів з охорони праці	48	88	93	90
Асигнування на охорону праці, грн.	120780	275980	456790	488951

Відомості про виробничий травматизм та професійні захворювання в УМГ «Харківтрансгаз» наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. - Дані про травматизм та професійні захворювання в УМГ «Харківтрансгаз»

Показники	Роки				
	2016	2017	2018	2019	2020
Нещасні випадки	2	3	2	3	4
з смертельним наслідком	-	-	1	-	-
Непрацездатні дні в році	76	92	86	91	93
ССЧ працівників у підприємстві УМГ «Харків-трансгаз»	2362	2395	2409	2472	2512

Як видно з таблиці 3.2 кількість нещасних випадків і професійних захворювань на підприємстві з кожним роком зростає, причому нещасний випадок з смертельним наслідком присутній в 2020 році.

Коефіцієнт частоти травматизму визначається за формулою

$$K_{\text{ч}} = \frac{1000 \cdot T}{C}, \quad (3.1)$$

де T – кількість травмованих за звітний період; C – середньоспискова чисельність працівників на даному підприємстві за звітний період.

Коефіцієнт важкості травматизму визначається за формулою

$$K_{\text{в}} = \frac{D}{T - T_0}, \quad (3.2)$$

де D – кількість днів непрацездатності, по причині нещасного випадку, або професійного захворювання, за звітний період;

T_0 – кількість летальних випадків за звітній період.

Коефіцієнт непрацездатності визначається за формулою

$$K_B = K_q \cdot K_v. \quad (3.3)$$

Приведемо приклад розрахунку коефіцієнтів для 2010 року.

Коефіцієнт частоти травматизму визначимо з формули (3.1)

$$K_q = \frac{1000 \cdot 2}{2362} = 0,85.$$

Коефіцієнт важкості травматизму обчислюємо за формулою (3.2)

$$K_v = \frac{76}{2} = 38.$$

Обчислюємо коефіцієнт непрацездатності за формулою (3.3)

$$K_B = 0,85 \cdot 38 = 32,3.$$

Коефіцієнти травматизму для інших років визначаються аналогічно і приводяться в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 - Коефіцієнти травматизму

Коефіцієнти травматизму	Роки				
	2016	2017	2018	2019	2020
Коефіцієнт частоти	0,85	1,25	0,83	1,21	1,59
Коефіцієнт важкості	38	30,67	86	30,3	23,25
Коефіцієнт непрацездатності	32,3	38,34	71,38	36,66	36,97

Проаналізувавши таблицю 3.3, можна зробити висновок, що ситуація з охороною праці не покращується. Зростають кількість нещасних випадків і кількість днів непрацездатності.

3.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища

Основні потенційно небезпечні виробничі фактори, що мають місце при ерекачуванні газу на ДКС «Пролетарське» наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Аналіз небезпечних виробничих факторів на ДКС

Джерело небезпек	Характеристика потенційно небезпечних факторів та їх значення
Блок-бокси	Загазованість. Можливість витоків газу в блоці двигуна і нагнітача, допустима концентрація 15% від верхньої границі вибуховості та 5% від нижньої границі вибуховості. Шум. Створюється внаслідок роботи агрегатів під час виконання технологічного процесу. Вібрація. Виникає за рахунок динамічного навантаження і інерційності системи агрегату. Високий тиск. Внаслідок виконання технологічного процесу створюється тиск величиною 5,0 МПа та 7,5 МПа.
Механічна майстерня	Механічне ушкодження органів зору, рук, органів дихання. Внаслідок виконання токарно-слюсарських робіт – ушкодження кінцівок та органів зору (попадання абразивного пилю в очі)
Майстерня електрозварювання	Механічне ушкодження органів зору, рук, органів дихання. Внаслідок виконання електрозварювальних робіт, ушкодження кінцівок та органів зору. Параметри електромережі в майстерні: $I = 16 \text{ А}$, $U = 380\text{В}$ (безпечна для життя людини напруга не
Операторна	Шум. Створюється внаслідок роботи ГПА під час виконання технологічного процесу і становить 96 дБА (допустимий 80 дБА).

В таблиці 3.5 наведені деякі шкідливі речовини, які використовуються при роботі ДКС. Гранично допустимі концентрації (ГДК) записані на основі ГОСТ 12105-88 «Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони».

Таблиця 3.5 - Характеристика шкідливих речовин, що використовуються на ДКС

Найменування речовини або матеріалу	ГДК даної речовини, мг/м ³		Характер шкідливої дії речовини на організм людини	Перша невідкладна допомога при отруєнні
	В робочій зоні	В атмосфері населених пунктів		
Природний газ	300	50 ОБРД	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт.	Свіже повітря, 20-30 крапель валеріани.
Пропан	300	65 ОБРД	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; ларингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання центральної нервової системи	Свіже повітря, міцний солодкий чай, молоко
Бутан	300	200	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; ларингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання центральної нервової системи	Свіже повітря, міцний солодкий чай, молоко
Масло турбінне	2	0,23	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; ларингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний	Свіже повітря, тепло, чай, кава,

			бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання	
Масло МС-20	5	0,05	Наркотичний вплив	Промивання шлунка
Бензин	100	5	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; ларингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт;	Промивання шлунка, дезінфекція
Дизпаливо	100	3	Різко виражений атрофічний ринофарингіт; ларингіт; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання центральної нервової системи	Промивання шлунка дезінфекція слабо фіолетовим розчином марганцю.
Метанол	5	1,0	Сильна нервово-судинна отрута. У разі потрапляння в організм людини: 5 г спричиняють сліпоту, 30 г – смертельно	Промивання шлунка, дезінфекція слабо фіолетовим розчином марганцю, молоко
Ацетон	200	0,35	Органічні захворювання центральної нервової системи, в тому числі епілепсія; прояв неврозу; прояв вегетативної дисфункції; хвороби крові; всі види геморагічного діатезу; хронічні захворювання печінки; нефрит; нефроз; нефросклероз	Свіже повітря, міцний солодкий чай або кава, молоко

3.2 Забезпечення нормальних умов праці

Забезпечення здорових і безпечних умов праці досягається за рахунок раціонального розміщення на ній виробничих та допоміжних будівель, встановлення на виробничому об'єкті приміщень для особистої гігієни, санітарно-побутових приміщень, створення нормальних метеорологічних умов у виробничому приміщенні.

При розміщенні побутових об'єктів необхідно зберігати санітарні розриви від установок, що виділяють пил і шкідливі гази.

Побутові приміщення, пункти харчування повинні бути обладнані внутрішнім водопроводом, каналізацією, опаленням і вентиляцією, виконаними у відповідності з вимогами стандартів.

Робочий одяг у гардеробах повинен зберігатися окремо від вуличного і домашнього, він повинен зберігатися в спеціальних шафах.

Душеві необхідно розміщувати в приміщеннях приєднаних до гардеробу. Умивальники також розміщують поряд з гардеробами.

Характеристика основних санітарно-побутових приміщень на ДКС «Пролетарське» приведена у таблиці 3.6.

Для забезпечення нормальних умов життєдіяльності людини, необхідна взаємодія між організмом людини та його навколишнім середовищем.

Кількість тепла, яке відходить чи надходить до людини залежать від параметрів мікроклімату (температура повітря t , °C ; відносна вологість φ , %; швидкість руху повітря V , м/с; барометричний тиск $P_{\text{атм}}$, мм.рт.ст.).

Теплообмін залежить від температури і швидкості руху повітря. При температурі повітря нижче 34 °C, цей теплообмін проходить від людини в навколишнє середовище, а вище навпаки, з збільшенням швидкості руху повітря інтенсивність конвективного теплообміну збільшується. Велике значення має вологість повітря - абсолютна і відносна. Організм людини нормально функціонує при відносній вологості 40-75%, при нижчій виникає пересихання слизової оболонки дихальних шляхів, а при більшій вологості затрудняється процес терморегуляції.

Таблиця 3.6. – Характеристика санітарно-побутових приміщень на ДКС

Назва приміщення	Назва санітарно-побутових приміщень	Норма площі, м ² на 1 людину (або кількість людей на 1 шт. обладнання)	Кількість працюючих за зміну, чол	Фактична площа, м ² (або кількість обладнання)
Гардеробні	Шафи (50×40)	1,1	50	55
Душові	Сітки	1 шт. на 15 чол.	50	4 шт.
Умивальники	Крани	1 шт. на 10 чол.	50	5 шт.
Приміщення для сушення одягу і взуття	Вентиляційні і обігрівальні установки, щоб одяг висох за добу	0,2	50	10
Приміщення для відпочинку	Вішаки для одягу, стільці, столи	0,2	50	10
Приміщення для особистої гігієни жінок	Кабінет	1,76	20	35,2
Санвузли	Унітаз	1 шт на 20 чол.	50	3 шт.
Приміщення для куріння	Лавка	0,02	50	1
Їдальня	Стільці, столи	1,01	50	52,5
Медичний пункт	Кабінет	0,1	50	5

Нормальним атмосферним тиском прийнято вважати 1,033 кгс/см².

Одним із необхідних умов безпеки праці на КС є забезпеченість чистого повітря в такому складі:

- азот – 78,08 %;
- кисень – 20,95 %;
- інертні гази – 0,94 %;
- вуглекислий газ – 0,03 %;
- інші гази – 0,01 %.

На компресорній станції, як правило, є виділення шкідливих речовин (отруйних і неотруйних). Отруйні – це такі, як природний газ, в складі якого є аміак, оксид вуглецю, сірководень, діоксид сірки та багато інших. Неотруйні речовини – це різні види пилу.

Головними засобами створення нормальних метеорологічних умов у робочій зоні є вентиляція та освітленість робочих місць. Оптимальні значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень наведено у таблиці 3.7.

Таблиця 3.7. – Оптимальні значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень

Робоча зона	Категорія робіт	Період року	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Компресорний цех	середня II-а	теплий (холодний)	20-22 (17-19)	40-60 (40-60)	0,3 (0,2)
Машинний зал	важка	теплий (холодний)	18-20 (16-18)	40-60 (40-60)	0,4 (0,3)
Операторна	легка I-а	теплий (холодний)	24 (22)	40-60 (50)	0,1 (0,3)
Механічна майстерня	середня II-а	теплий (холодний)	19 (18)	40-60 (60)	0,2 (0,4)
Побутові приміщення	легка I-а	теплий (холодний)	22	40-60 (55)	0,1 (0,3)

Для зменшення загазованості та для досягнення відповідної частоти повітря на ДКС «Пролетарське» передбачається штучна вентиляція. Характеристика вентиляції приведена в таблиці 3.8.

Характеристика освітленості ДКС «Пролетарське» представлена у таблиці 3.9.

Таблиця 3.8 – Характеристика штучної вентиляції

Приміщення	Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність повітряного обміну, 1/год
Блок двигуна	припливно-витяжна	Щілини ежекторного перехідника, Ц4 – 70	6-7
Блок нагнітача	припливно-витяжна та аварійна	Ц4 – 70	15-20
Блок автоматики	витяжна та аварійна	Шиберні вентиляційні заслінки	5-6
Маслоблок	витяжна та аварійна	ЦЗ – 04	3,5
ГЦУ	Припливна	-	3
Апаратна КВПіА	Припливна	-	3
Майстерня	припливно-витяжна	Витяжна шафа	3

Таблиця 3.9. - Характеристика освітленості ДКС «Пролетарське»

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

Як джерело штучного освітлення території ДКС використовуємо прожектори ПЗС-45 з лампою розжарювання Г220-1000 (напруга 220 В, потужність 1000 Вт). Нормована освітленість території ДКС: приймається $E_n=5$ Лк, потужність лампи в прожекторі становить $P_l=500$ Вт, ККД прожектора становить $\eta=0,52$, коефіцієнт запасу $K_3=1,5$, коефіцієнт нерівномірності

освітлення приймаємо $z=1,15$, коефіцієнт використання світлового потоку приймаємо $u=0,8$, світловий потік однієї лампи розжарювання заданої потужності при значенні напруги мережі 220 В становить $\Phi_l=8200$ Лм, площа ДКС, яку треба освітити, становить $A_{oc}=29$ га= 290000 м².

Кількість прожекторів для освітлення даної території визначають за формулою

$$n = \frac{E_n \cdot K_z \cdot A_{oc}}{\Phi_l \cdot \eta \cdot u \cdot z}, \quad (3.4)$$

$$n = \frac{5 \cdot 1,5 \cdot 290000}{8200 \cdot 0,52 \cdot 0,8 \cdot 1,15} = 554,43.$$

Приймаємо кількість прожекторів $n=555$.

Загальна потужність прожекторів визначається за формулою

$$P = P_l \cdot n,$$

$$P = 500 \cdot 555 \cdot 10^{-3} = 277,5 \text{ кВт.}$$

Прожектори встановлюються на щоглах. Мінімальна висота щогли для даного прожектора становить 13 м.

Отже, розрахована кількість і потужність ламп цілком достатня для нормальної та безпечної роботи працівників ДКС.

Для захисту працюючих від шкідливих виробничих факторів застосовуються засоби індивідуального захисту, які приведені у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10. – Засоби індивідуального захисту

Шкідливий виробничий фактор	Призначення ЗІЗ	Характеристика ЗІЗ	Професія робітника
Шум	Захист органів слуху	Протишумні вкладиші „Беруші”	Машиніст Слюсар РТО Змінний інженер

		наушники ВЦНИИОН ТУ-6- 16-2402-80	
Висока температура	Захист від термічного ураження шкіри	Спецодяг, рукавиці ГОСТ 17446-74	Слюсар по обслуговуванню технологічних установок, машиніст
Загазованість	Захист органів дихання	протигази ГОСТ 12.4.016-87	Слюсар по обслуговуванню установок, машиніст
Механічні ушкодження	Захист від ушкоджень зору, кінцівок	Захисні окуляри, рукавиці ГОСТ 12.4.003-74	Слюсар Токар
Електричний струм	Захист від струму	Діелектричні перчатки ТУ-58-40-632-72 Діелектричні чоботи ТУ-38-108-97-70	Електрик Електромонтер змінний інженер, слюсар КВП
Висотні роботи	Захист від падіння	Монтажний пояс ГОСТ 12.4.034-78	Слюсар
Механічне пошкодження органів зору	Захист органів зору	Захисні окуляри ГОСТ 12.4.013-85	Машиніст ГТУ, Слюсар РТО,
Обмороження і переохолодження	Захист частин тіла від переохолодження і обмороження	Куртка ватна, штани ватні, валянки	Лінійний обхідник, оператор ГРС, електрогазо-зварник

3.3 Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання

Для організації захисту обслуговуючого персоналу від небезпечних виробничих факторів використовують засоби технічного захисту. Дані засоби захисту повинні створювати нормальні умови для протікання виробничого процесу та не перешкоджати працюючим проводити обслуговування як основного так і допоміжного обладнання. Технічні засоби захисту від виявлених потенційних небезпек приведені в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11. – Технічні засоби захисту від виявлених потенційно небезпечних виробничих факторів

Небезпечний фактор виробничого середовища	Захисний пристрій або засіб	Технічна характеристика пристрою чи засобу	Місце установки на плані або агрегаті
Підвищений рівень шуму	Звукоізолюючі огорожен-ня будівель і споруд	Звукоізолюючі стіни відсіків двигуна та нагнітача	Компресорний цех
Загазованість	Вентиляція	Витяжна вентиляція, природна	Компресорний цех
Вібрація	Віброізолюючі опори, гнучкі перехідники, пружні прокладки	Матеріали на основі полівінілхлориду нейтрального каучуку ТУ 46-50-5091-71	Компресорний цех та прилеглі приміщення
Високий тиск	Встановлення запобіжних і скидних клапанів	Клапани з робочим тиском від 3 МПа до 7,5 МПа	Системи очистки, компримування та осушки
Електричний струм	Заземлення, ізоляція	Ізолюючі матеріали	Стаціонарні електроспоживачі
Грозозахист	Громовідводи	Металеві стержневі або тросові блискавковідводи	–

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання з землею або з її еквівалентом металевих не струмоведучих частин, котрі можуть опинитися під напругою. Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки ураження людей електричним струмом при появі напруги на конструктивних частинах електрообладнання, тобто при замиканні на корпус. Це досягається зниженням потенціалу заземленого обладнання, а також вирівнюванням потенціалів за рахунок підймання потенціалу основи, на котрій стоїть людина, до потенціалу, близького за значенням до потенціалу заземленого обладнання .

Заземлювальний пристрій – це сукупність конструктивно об'єднаних заземлювальних провідників та заземлювача.

Заземлювальний провідник – це провідник, котрий з'єднує заземлювальні об'єкти з заземлювачем. Якщо заземлювальний провідник має два або більше відгалужень то він називається магістраллю заземлення.

Заземлювач – це сукупність з'єднаних провідників які перебувають в контакті з землею або з її еквівалентами. Розрізняють заземлювачі штучні, призначені виключно для заземлення і природні – металеві предмети, котрі знаходяться в землі.

Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні та горизонтальні електроди. В якості вертикальних електродів використовують сталеві пруті діаметром 10-12 мм. Для зв'язування вертикальних електродів використовують стрічкову сталь перетином не менше 4 x 12 мм та сталь круглого перетину діаметром не менше 6 мм. Для встановлення вертикальних заземлювачів посередньо копають траншею глибиною 0,7-0,8 м, потім за допомогою механізмів забивають труби або кутники.

В якості природних заземлювачів можна використовувати:

- прокладені в землі металеві трубопроводи, за винятком трубопроводів спалимих рідин, спалимих або вибухових газів, а також трубопроводів вкритих ізоляцією для захисту від корозії;
- обсадні труби артезіанських колодязів, свердловин, шурфів;
- металеві конструкції та арматуру залізобетонних елементів, будівель та споруд, які з'єднані з землею;
- свинцеві оболонки кабелів прокладених в землі.

Природні заземлювачі мають переважно малий опір розтіканню струму, тому використання їх в якості заземлювача дозволяє заощадити значні кошти. Недоліком природних заземлювачів є доступність їх неелектротехнічному персоналу та можливість порушення неперервності з'єднання протяжних заземлювачів. В якості заземлювальних провідників, призначених для з'єднання заземлювальних частин з заземлювачами застосовують стрічкову та круглу сталь. Заземлювальні провідники прокладають відкрито по конструкціях будівлі, в тому числі по стінах на спеціальних опорах. Заземлювальне обладнання приєднують до магістралі заземлення за допомогою окремих провідників. При цьому послідовне включення заземлювального обладнання не допускається.

Для захисту споруд від попадання у них блискавки біля споруд встановлюють блискавковідводи. Нижче приведено розрахунок блискавковідводу для захисту блок-боксу нагнітача.

Зона захисту одинарного стержневого блискавковідводу являє собою конус (рис. 3.1) висотою $h_0 < h$ з радіусом основи r_0 , де $h < 150$ – висота блискавковідводу (з врахуванням блискавкоприймача); r_x – радіус зони захисту на висоті споруди h_x , що захищається.

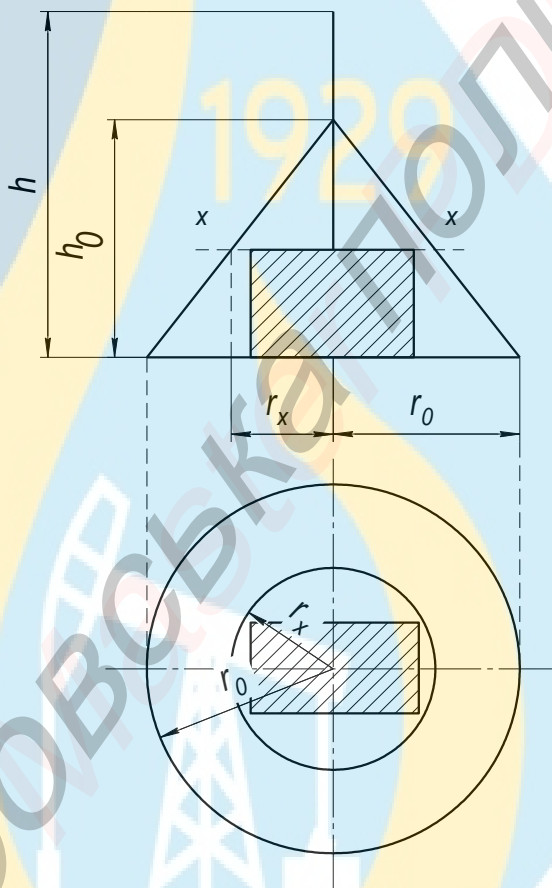


Рис. 3.1. – Блискавковідвід

Одинарні стержневі блискавковідводи доцільно використовувати при співвідношенні сторін споруди в плані не більше, ніж 1:2.

Блискавковідвід розташовується з розрахунку отримання найменшого значення r_x .

При розрахунку зони захисту підбирається висота h або, якщо величини h_x та r_x приймаються відомими, тоді h_0 визначається графічним шляхом з врахуванням планових розмірів споруди і місця розташування

блискавковідводу.

На міліметровому папері в масштабі будують дві проекції блок-боксу. Блискавковідвід встановлюється на віддалі 4,5 м від блок-боксу. Отримане значення $h_0=19,5$ м. Висота блискавковідводу становить

$$h = \frac{h_0}{0,85}, \quad (3.5)$$

$$h = \frac{19,5}{0,85} = 23 \text{ м.}$$

Значення r_0 становить

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (3.6)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 23) \cdot 23 = 24,2 \text{ м.}$$

Значення r_x для відповідної висоти будівлі h_x становить

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right).$$

3.4 Пожежна безпека

Велика увага на території ДКС приділяється заходам пожежної профілактики, глибокому аналізу причин виникнення пожеж.

Пожежна безпека об'єкта може бути забезпечена тільки з врахуванням і використанням деяких властивостей газів, які визначають умови виникнення, розвитку і припинення горіння.

Пожежонебезпечні властивості деяких речовин, які використовуються на ДКС приведені у таблиці 3.12.

Класифікація виробничих приміщень по вибухо- та пожежонебезпеці і експлуатації обладнання приведені у таблиці 3.13.

Таблиця 3.12. – Пожежонебезпечні властивості речовин і матеріалів, які застосовуються

Назва речовин	Температура, °С		Межа спалахування, %		Засоби пожежегасіння
	Спалаху	Самозаймання	Концентрований об'єм, %	Температура загорання, °С	
Природний газ	-	537	5-15	-	піна
Ацетон	-18	465	2,2-13	-20...6	піна, вуглекислота
Масло МС-8П	184	400	-	182	пісок, піна
Бензин	-38	255	0,8-8,1	38	піна, вуглекислота
Метанол	46	600	6-34,7	41-62	піна, вуглекислота
Бутан	385	405	2,8-9,1	-	піна
Пропан	425	466	2,0-9,6	-	піна

Таблиця 3.13. - Класифікація виробничих приміщень за вибухобезпекою та пожежонебезпечністю і електробезпекою

Назва приміщення	Категорія виробництва і приміщення за вибухобезпекою та пожежонебезпечністю	Характеристика приміщення за пожежонебезпечністю	Категорія вибухонебезпечної суміші	Клас приміщення по пожежонебезпечності	Група вибухонебезпечної суміші
Блок двигуна	А	В-1А	Па	2 клас	Т1
Блок нагнітача	А	В-1А	Па	2 клас	Т1
Маслоблок	В	В-1Б	Па	2 клас	Т3
Установка очистки	А	В1-А	Па	2 клас	Т4
Мехмайстерня	Д	П-2А	Па	2 клас	Т3
Операторна	А	В-1А	Па	2 клас	Т3

Комплекс заходів по пожежному захисті включає використання первинних засобів пожежегасіння для виробничих будівель та споруд, обладнанню, та допоміжних споруд.

Дані про первинні засоби пожежегасіння приведені в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14. – Первинні засоби пожежегасіння

Споруда, приміщення, установа	Захищена площа, м ²	Первинні засоби пожежегасіння						
		Вуглекислий вогнегасник	Пінний, хімічний, повітряно-пінний вогнегасник	Хлодновий вогнегасник	Порошковий вогнегасник	Ящик з піском 0,5м ³	Войлок-кішма	Бочка, відрід для води
Мехмайстерня	80	ОУ-25 2шт.	–	–	ОП-50 1шт.	1шт.	1шт.	1шт.
Блок двигунів Блок нагнітачів	140	ОУ-25 2шт. ОУ-80 1шт.	–	–	–	2шт.	2шт.	2шт.
Маслоблок	20	ОУ-5	-	-	-	1	-	-
Адм.приміщення	400	ОУ-5	-	-	-	-	-	-

3.5 Охорона навколишнього середовища

Водопостачання ДКС здійснюється з допомогою АНГУ-70 з підкислювальною і хлораторною, призначена для подачі хлорованої води. Характеристика водопостачання і водовідведення об'єкта приведені в таблиці 3.15.

Очистка господарсько-побутових стоків промплощадок здійснюється на очисних спорудах біологічної дії. Артезіанські свердловини мають індивідуальні охоронні зони. Працюють в автоматичному режимі і забезпечують необхідну потребу води.

Таблиця 3.15. - Характеристика водопостачання та водовідведення

Виробничий процес	Система водопостачання	Середньорічна витрата води, м ³			Кількість скидної води, м ³		
		оборотної	свіжої	всього	промислової	побутової	Всього
Транспортування газу через ДКС	Власна артезіанська свердловина	—	16300	18300	15630	2850	18300

Виробничий процес на об'єктах виробничого управління потребує проведення спеціальних природоохоронних заходів, так як в час експлуатації утворюються тверді та рідкі відходи, які забруднюють навколишнє середовище. В атмосферу викидається величезна кількість забруднювачів, зокрема викиди азоту та вуглецю, а під час роботи ГПА утворюються значні об'єми господарсько-побутових стоків.

В екологічному відношенні підприємство має ряд особливостей:

- від спалювання природного газу в атмосферу викидаються продукти згорання;
- при продувках свердловин є викиди природного газу;
- в час відбору газу у родовищ виносяться пластові води;
- при підготовці газу для споживачів на установках осушки газу можливе насичення пластових вод діетиленгліколем та конденсатами;
- в нейтральний період утворюються виробничі стоки від промивок технологічного обладнання;
- при проведенні капітальних ремонтів свердловин, перевезені хімреагентів, можливе забруднення верхнього шару землі.

Роботи по покращенню умов праці проводяться згідно запланованих заходів, які внесені в комплексні заходи на досягнення встановлених нормативів безпеки гігієни праці та виробничого середовища, підвищення існуючого рівня охорони праці, запобігання випадкам виробничого травматизму.

З метою підвищення ролі охорони праці та відповідальності створена служба охорони праці, яка підпорядковується начальнику управління підземного зберігання газу.

У таблиці 3.16 приведені основні джерела забруднення навколишнього середовища.

Таблиця 3.16 – Характеристика викидів в атмосферу

Джерело викиду	Шкідлива речовина	ГДК, мг/м ³	Характеристика викиду		Об'єм газоповітряної суміші на виході із джерела, м ³ /с	Концентрація шкідливих речовин у викиді, мг/м ³
			Висота, м	Діаметр, м		
ГТУ	Оксид азоту	0,4	16,5	3	45,76	15,151
	Діоксид азоту	0,085				90,291
	Оксид вуглецю	5				412,636
	Сажа	0,15				0,535
	Вуглеводні	1				0,000763
Пиловлівлювач	Природний газ, абразивний пил	0,04	10	0,05	0,78	0,002
Абсорбер	ДЕГ	1,5	5	0,05	0,78	0,063

ВИСНОВОК

В даному дипломному проекті на основі аналізу фактичних режимів роботи ДКС Пролетарське виконано аналіз роботи ПСЗ та прилеглої ділянки газопроводу. Наведено характеристику виробничого управління підземного зберігання газу Пролетарське. Наведено параметри нагнітання, в умовах газового режиму, і відбору газу при експлуатації Пролетарського виробничого управління ПЗГ. Наведено показники нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу. Виконано техніко-економічні розрахунки об'єму буферного газу.

Розглянуто питання охорони праці, проведений розрахунок штучного освітлення на території ДКС. Описано які заходи реалізуються для забезпечення безпечних умов праці при експлуатації обладнання.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу : підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширин, Е.А. Федоренко ; Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
2. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу : підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширин, В.О. Салов ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т., 2-ге вид., доп. – Д.: НГУ, 2014. – 422 с.
3. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу : навч. посіб. / Л.Н. Ширин, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаев; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2018. – 208 с.
4. Зберігання нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширин, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України; Нац. техн. ун-т. «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2019. – 306 с.
5. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. Часть I. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. –М.: Мингазпром, 1985.– 95с.
6. Магистральные газопроводы / Госстрой СССР: СНиП 2.05.06-85. –М.: ЦИТЛ Гостстроя СССР, 1985.– 52с.
7. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні вимоги. ТУ У 320. 00158764.007-95 /Взамін ОСТ 51.40-83/. – [Чинні від 01.01.1996]. – Харків: УкрНИИГаз, 1996.– 10с.
8. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. / [Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудрой А.Г.и др]. –М. :Недра, 1988. –368 с.
9. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов /[Дерцакян А. К., Шпотаковский М. В., Волков В. Г. и др.] ; под ред. Дерцакяна А.К.– Л.: Недра, 1977. –519 с.

- 10.Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / [Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарына, А.С. Рябченко]. –М.: Недра, 1992. –207 с.
- 11.Поршаков Б.П. Газотурбинные установки: Учебник для вузов / Поршаков Б.П.–М.: Недра, 1992. –216 с.
- 12.Ревзин Б.С. Газотурбинные установки с нагнетателем для транспорта газа / Ревзин Б.С., Ларионов И.Д. –М.: Недра, 1991. –303 с.
- 13.Седых З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом /Седых З.С. –М.: Недра, 1990.–205 с.
- 14.Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів : СОУ 60.3-30019801-050:2008 . – [Чинні від 2008-01-18]. – К.: Укртрансгаз, 2008. – 197 с.
- 15.Закон України “Про охорону праці”. Київ, 1999.
- 16.Сборник задач по охране труда в нефтяной и газовой промышленности (в 2-х частях) /А.В.Фомочкин, А.П.Проскуров, Н.М.Чемакин и др. М.: МИНГ, 1989, 108 с.
- 17.Техника безопасности в газовом хозяйстве металлургических заводов. Вернигор П.И. М., “Металлургия”, 1975, с. 248.
- 18.Мурзаков В.В. Горючие газы и их свойства. Л., “Недра”, 1978, 152 с.
- 19.Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник. – Львів: Афіша - 2005. – 320 с.
- 20.Жидецький В.Ц., Джигрей В.С. Практикум з охорони праці. Навчальний посібник - Львів: Афіша - 2000. – 352 с.
- 21.Пожарная безопасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности. Справочник. / Под ред. И.В. Рябова. Москва.: Химия. – 1970.
- 22.Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу. Київ ДК «Укртрансгаз» 2009. О.Болокан, Р.Вечерік, Ю.Герасименко, А. Паршин, В.Разгадов.
- 23.Довідник з експлуатації газонафтового комплексу. Київ «Росток» 1998 М.А.Григіль.

24. «Технологічний проект циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ (гор. М-7)», заключний. Звіт по НДР, УкрНДГаз – Харків, 2002р. – 214с.
25. «Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу». СТП 320.30019801.091-2003, ДК «Укртрансгаз» – Київ, 2003р. – 126с.
26. «Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих Пластах», СТК 320.20077720.009-99, НАК «Нафтогаз України» – Київ, 1999р. - 15с.
27. «Регламент робіт з контролю за експлуатацією та герметичністю Пролетарського ПСГ (горизонт М-7)», Пролетарське ВУПЗГ – 2006р. - 24с.
28. «Авторський нагляд за експлуатацією Пролетарського підземного сховища газу УМГ «Харківтрансгаз» - Харків, 2009р. – 128с.



Додаток А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІВ.ОПП.20.07.ПЗ	Пояснювальна записка	53	
5					
6			Демонстраційний матеріали		
7					
8			Характеристика Пролетарського виробничого управління ПЗГ	4	
9			Підземне зберігання газу в умовах Пролетарського виробничого управління ПЗГ	4	
10			Економічні показники та висновки	3	