

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Природничих наук та технологій

(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, магістра)

студента Захарова Віталія Валерійовича
(ПІБ)

академічної групи 185-18ск-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 удосконалення роботи компресорної станції в умовах Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу АТ «Укртрансгаз»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Расцветаєв В.О.			
розділів:				
Технологічний	Расцветаєв В.О.			
Охорона праці	Муха О.А.			
Економічний	Расцветаєв В.О.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			
----------------	-----------------	--	--	--

Дніпро
2021

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 71 с., 10 рис., 24 табл., 24 використаних джерел.

ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ, КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ,
ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИЙ АГРЕГАТ, АПАРАТИ ПОВІТРЯНОГО
ОХОЛОДЖЕННЯ ГАЗУ, ОХОРОНА ПРАЦІ, СОБІВАРТІСТЬ
КОМПРИМУВАННЯ ГАЗУ

В роботі проведено висвітлення всіх аспектів і показників експлуатації Пролетарського підземного сховища газу.

Сфера застосування – підземне зберігання газу.

Об'єкт розроблення – пролетарське підземне сховище газу АТ «Укртрансгаз».

Мета полягає у удосконаленні роботи компресорної станції в умовах Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу.

Реалізація поставленої мети може бути досягнута шляхом вирішення наступних завдань:

- характеристика Пролетарського виробничого управління ПЗГ;
- розрахунок режимів роботи дотискуючої компресорної станції;
- розрахунок наявної потужності газоперекачувального агрегату компресорної станції;
- розрахунок апаратів повітряного охолодження газу;
- розрахунок собівартості компримування газу на ДКС «Пролетарське».

В першому розділі наведено характеристику Пролетарського виробничого управління ПЗГ.

В технологічній частині кваліфікаційної роботи наведено характеристика компресорної станції Пролетарського ВУПЗГ, виконано розрахунки експлуатаційних параметрів ГПА-Ц-6,3, режимів роботи дотискуючої компресорної станції, а також наявної потужності газоперекачувального агрегату КС.

В третьому розділі визначені фізичні властивості газу.

Четвертий розділ містить розрахунок апаратів повітряного охолодження газу.

В розділі «охорона праці» виконано аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища, наведені заходи із забезпечення нормальних умов праці, забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання, а також пожежної безпеки

В економічній частині роботи виконано розрахунок собівартості компримування газу на ДКС «Пролетарське».

Практична значимість кваліфікаційної роботи полягає у підвищенні загального ресурсу роботи газоперекачувального агрегату в умовах компресорної станції Пролетарського виробничого управління підземного зберігання газу.

ЗМІСТ

Вступ	5
1. Характеристика Пролетарського виробничого управління ПЗГ	6
1.1. Характеристика структури та будови ПСГ.....	6
1.2. Обладнання Пролетарського ПСГ.....	9
1.3. Опис технологічного процесу відбору газу.....	11
1.4. Опис роботи автоматичної газорозподільної станції.....	13
2. Характеристика компресорної станції Пролетарського ВУПЗГ.....	14
2.1. Опис технологічної схеми та генплану ДКС.....	14
2.2. Опис обладнання ДКС.....	15
2.3. Системи, що забезпечують роботу ГПА.....	17
2.4. Розрахунок експлуатаційних параметрів ГПА-Ц-6,3.....	26
2.5. Розрахунок режимів роботи дотискувальної компресорної станції.....	27
2.6. Розрахунок наявної потужності газоперекачувального агрегату КС.....	29
3. Розрахунок фізичних властивостей газу.....	31
4. Розрахунок апаратів повітряного охолодження газу.....	33
4.1. Алгоритм розрахунку необхідної кількості АПО газу.....	34
4.2. Розрахунок необхідної кількості АПО.....	39
5. Охорона праці.....	44
5.1. Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища.....	46
5.2. Забезпечення нормальних умов праці.....	47
5.3. Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання.....	51
5.4. Пожежна безпека.....	54
5.5. Охорона навколишнього середовища.....	56
6. Розрахунок собівартості компримування газу на ДКС «Пролетарське».....	58
6.1. Визначення товарного об'єму газу.....	60
6.2. Визначення суми експлуатаційних витрат ДКС при нагнітанні газу.....	61
6.3. Визначення собівартості реалізації 1000м ³ газу.....	68
Висновки.....	69
Перелік літературних посилань.....	70
Додаток.....	72

ВСТУП

Система газопостачання України є однією з найрозгалуженіших в Європі: траси магістральних газопроводів проходять через всі області України, 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, безперебійності подачі газу внутрішнім споживачам та транзитних передач газу.

Підземне зберігання газу в Україні має два призначення: для внутрішніх споживачів та зовнішнього споживання. Навіть у разі неповного використання потужностей діючих ПСГ, надходження з них газу може забезпечити понад третину потреби внутрішнього споживання газу, а при відповідному накопиченні ресурсів надходження його з ПСГ може бути збільшено вдвічі.

При розгляді зовнішнього використання мережі ПСГ України треба відзначити в першу чергу унікальність сприятливих умов нашої країни для резервування запасів газу континентального значення, пов'язаних з географічним розташуванням.

Другою особливістю, сприятливою для функціонування мережі ПСГ європейського значення є наявність достатньої, практично необмеженої місткості підземних резервуарів газових (газоконденсатних), а із збільшенням потреби – і нафтових родовищ, в основному значно вироблених, що мають сприятливі умови для ПСГ (відносно невелика глибина залягання продуктивних пластів, їх високі геолого-фізичні параметри, достатня герметичність).

Зараз мережа ПЗГ України складається з 13 ПСГ, створених в пористих пластах (два - на базі водоносних структур і 11 - на базі вичерпаних газових родовищ). Загальна облаштована активна місткість її становить 34,5 млрд. м³.

Для того, щоб створена потужна мережа підземного зберігання газу була надійною опорою газотранспортної системи АТ "Укртрансгаз", забезпечувала високу надійність її функціонування, необхідно шукати економічні шляхи піднесення її прибутковості, нагромадження засобів для підтримання в належному стані, по поліпшенню технічного стану та ефективності підземних сховищ газу, заміна фізично та морально застарілих газоперекачуючих агрегатів, їх системи автоматичного керування на сучасні, проведення реконструкції установок підготовки газу та інженерних мереж.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВИРОБНИЧОГО УПРАВЛІННЯ ПЗГ

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.

1.1 Характеристика структури та будови ПСГ

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 із 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 Степової 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 Пролетарського 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 грандіорітами 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 5,6х2,4км 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 бучацького 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 Цельсія 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 20м/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 галоупування 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	2	3
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 гідратуутворення 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 ГБ-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 гідратуутворення	Здійснення подачі інгібітора гідрату-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.

Продовження таблиці 1.1.

1	2	3
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 гідратуутворення дозуючими та плунжерними насосами в трубний простір теплообмінників Т-1,2,3,4.
15	Установка регенерації інгібітора гідратуутворення (ДЕГа)	Регенерація насиченого ДЕГа і подача в ємності установки технологічних ємностей.
16	Установка технологічних ємностей	Ємності призначені для зберігання інгібітору гідратуутворення, дренажу рідини з УППГ та УКПГ.
17	Ємності для зберігання інгібітору гідратуутворення ДЕГу	Призначені для прийняття і зберігання концентрованого інгібітору гідратуутворення ДЕГу.
18	Насосна конденсату	Здійснення подачі вуглеводневого конденсату з Е-8 та Е-10 в конденсатопровід "Кременівська УКПНіГ-Перещепинська УКПГ" Перещепинського НГП.
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 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 вхідній 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

коллектору з тиском 12,0-5,0 МПа на УКПГ в трубний простір кожухо-трубних теплообмінників типу "ГАЗ-ГАЗ" Т-1,2,3,4.

З метою попередження гідратуутворення перед теплообмінниками в газовий потік через вузол вприскування (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 гідратуутворення 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 редуванні 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. Регенований 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 запірно-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 ($19,1 \text{ см}^3$) на 1000 м^3 (при температурі $0 \text{ }^\circ\text{C}$ 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. ХАРАКТЕРИСТИКА КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ ПРОЛЕТАРСЬКОГО ВУПЗГ

Компресорна станція Пролетарського ВУПЗГ призначена для компримування та закачування природного газу у горизонт М-7.

Компресорна станція складається з технологічних установок, запірних та регулювальних елементів, крізь які проходить газ під час технологічних процесів: очистки, виміру, компримування, охолодження на КС.

До складу КС входять наступні агрегати та установки :

- пункт заміру газу (ПЗГ-1);
- установка сепарації газу (С-1,С-2,С-3,С-4);
- установка фільтрації газу (Ф-1,Ф-2);
- газоперекачувальні агрегати (ГПА-1,ГПА-2,ГПА-3);
- апарат повітряного охолодження газу (АПО-1,2,3,4,5,6,7);
- установка підготовки паливного, пускового, імпульсного газу (УППШГ) ;
- підігрівач пускового та паливного газу (ППШГ-30);

Проектна продуктивність закачування газу: 3,9 – 8,4 млн.м³/добу.

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

2.1 Опис технологічної схеми та генплану ДКС

Газ з газопроводу Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл (ШДКРІ) – КС Павлоград – ПСГ Пролетарка ДУ 1020 в кількості 3,9 – 8,4 млн. м³ за добу і тиском 5,27 – 5,37 МПа поступає на проммайданчик ПСГ.

На проммайданчику, через крани №309а та №300а замірного вузла газ проходить через замірну нитку де встановлений прилад «Флоутек», при цьому крани замірного вузла №300 та №309 закриті. Після замірного вузла через кран №7р газ поступає на розширену установку газосепараторів типу ГС – 2 – 6,3 – 1600 – 1 і в кількості чотири штуки реєстраційні № 403, 404, 405, 406 де проходить очистку від механічних домішок та рідини. Продуктивність одного газосепаратора ГС – 2 – 6,3 – 1600 – 1 І 3,43 млн. за добу. Газосепаратори від механічних домішок та рідини через засувки №86, 89, 91, 92 продуваються на дренажну ємність Е – 1. Далі газ направляється на установку фільтр-сепараторів Ф-1, Ф-2 реєстраційний №402, 407 для більш тонкої очистки. Очищений від механічних домішок та рідини газ через кран №7 поступає на компресорний цех обладнаний трьома газоперекачувальними агрегатами типу ГПА – Ц – 6,3/125 – 2,2. Частина газу через кран №49 подається на установку підготовки паливного, пускового та імпульсного газу (УППШГ) де він проходить через блок очистки газу (БОГ), потім підігрівається до заданої температури в підігрівачі газу (ПТШГ – 30) і тоді через установку редукування розділяється на пусковий газ, який знижується і з тиском 0,3 – 0,5 МПа подається на авіаційний двигун НК –12 СТ для його пуску, та паливний який знижується до 2,3 – 2,5 МПа для роботи авіаційних двигунів: три типу НК-12 СТ.

Після компримування газ в кількості 3,9-8,4 млн. м³ за добу охолоджується проходячи через апарат повітряного охолодження (АПО) і подається на площадку відключаючих пристроїв, а далі по шлейфам подається в свердловини.

Комплексна автоматизація технологічного процесу закачування природного газу з централізацією контролю та керування передбачена на базі системи автоматичного керування ГПА Ц-6,3А, розробленою фірмою "ІНЕК".

Генеральний план Пролетарської ДКС передбачає зонування території по функціональних зонах.

Будівлі і поруди на території КС розміщені у двох зонах: виробничій, де розташоване основне і допоміжне обладнання, пов'язане з основними технологічними процесами на КС, та зоні службово-виробничого комплексу, де розміщені споруди і установки, що обслуговують основне технологічне обладнання.

Виробнича зона розташована зі сторони магістрального газопроводу. До неї відносяться: компресорні цехи, вузли підключення, установки осушки і охолодження газу, установка підготовки паливного, пускового та імпульсного газу, вузли обв'язки нагнітачів, масло господарство, виробничо-енергетичний блок, резервна електростанція, установка пожежегасіння, а також компресорна стисненого повітря.

В зоні службово-виробничого комплексу розташовані: вузол зв'язку, блоки водопостачання і каналізації, очисні споруди, складські приміщення, трансформаторна підстанція, стоянки механізмів, котельня, столова та інші.

Відвід поверхневих вод з території усіх площадок передбачено відкритим способом, по лотках внутрішньоплощадочних доріг за межі промплощадок.

Всі споруди і установки, що виділяють в атмосферу шкідливі викиди, розміщені по відношенню до інших будівель і споруд з підвітряної сторони.

Об'єкти основного і допоміжного призначення розташовані на території ДКС максимально компактно, забезпечуючи високий ступінь використання території ДКС і мінімальну довжину трубопроводів та інженерних мереж.

Так як основне і допоміжне обладнання ДКС є блочно-комплектного типу, то це істотно полегшує і прискорює ремонтні роботи на ДКС, дозволяючи замінити цілі несправні вузли і блоки – справними, а якісний ремонт несправних вузлів проводити на спеціальних ремонтних базах або заводах.

2.2 Опис обладнання ДКС

До основного обладнання Пролетарської ДКС входить 3 агрегати типу: ГПА-Ц-6,3 потужністю 6,3МВт, які призначені для компримування газу, який надходить, а також закачування його в підземне сховище газу (ПСГ) в літній і відбору газу з ПСГ в зимовий період року. Все обладнання цих агрегатів розміщене в окремих транспонтасьбельних блоках.

Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-6,3

Технічну характеристику ГПА-Ц-6,3 представлено в таблиці 2.1.

Таблиця - 2.1 Технічна характеристика ГПА-Ц-6,3 з газотурбінним приводом

№ п/п	Назва показників	Величина показників
1	Рік випуску	1975
2	Номінальна площадка, м ²	10,7
3	Опір вхідного тракту, кПа	1,01
4	Опір вихідного тракту, кПа	1,01
5	Номінальна потужність, тис. кВт	6,3
6	Ефективний к.к.д., %	22,5
7	Номінальна витрата пального, м ³ /год	2920
8	Питома витрата пального, м ³ /кВт.год	0,463
9	Температура перед ТВТ, °С	710
10	Температура за ТВТ, °С	410
11	Степінь стиску компресора	7,8
12	Витрата повітря, кг/с	56
13	Температура за компресором, °С	296
14	Оберти вала компресора, об/хв	8200
15	Оберти силового вала, об/хв	8200
16	Температурний коефіцієнт при розрахунку потужності	1,3
17	Тиск на вході в першу ступінь, при роботі: - в одну ступінь	38,6

Будова ГПА-Ц-6.3

Базовою збірною одиницею є турбоблок, в контейнері якого розміщені нагнітач і привідний двигун. Над турбоблоком на окремій опорі встановлені збірні одиниці вихлопного пристрою двигуна: дифузор і шумопоглинач.

Повітря для привідного двигуна забирається через повітроочисний пристрій, шумопоглинач, камеру всмоктування, патрубок проміжного блоку.

Основні вузли маслосистеми розміщені в окремому блоці маслоагрегатів, а прилади і щити системи автоматичного управління агрегатом в блоці автоматики.

Для підвищення надійності привідного двигуна в склад агрегата введений блок фільтрів паливного газу.

З'єднання усіх блоків здійснюються через гнучкі перехідники, що дозволяють компенсувати неточності установки при монтажі агрегата.

Монтаж агрегата на компресорній станції здійснюється на спеціальному фундаменті, розробленим в відповідності з завданням на фундамент 23.0000.000Д1.

На опорах в середині контейнера над турбоблоком встановлено вихлопний пристрій, призначений для викиду вихлопних газів від привідного двигуна.

На верхню упорну поверхність каркасу вихлопного пристрою встановлюється шумопоглинач, що використовується для поглинання шуму.

Для практичного обслуговування агрегата і виконання вимог техніки безпеки обладнання (маслобаки і маслоагрегати, установка пожежогасіння, щити автоматизованої системи управління інші) розміщене в окремому блоці систем забезпечення.

Для охолодження масла, що циркулює в системі маслопостачання агрегата, призначений блок маслоохолоджувачів, розміщений на одній рамі з шумопоглиначем всмоктування і встановлений на блоці систем забезпечення.

Забір і очистка від пилуки атмосферного повітря для привідного двигуна виконується через АПО, встановлені на блоці маслоохолоджувачів.

Після АПО потік очищеного повітря забезпечує захист повітроочисної установки від обзамерзання.

Для підігріву блоків і відсіків агрегата в період проведення пусконаладжувальних робіт, в холодні пори року агрегат оснащений системою підігріву.

Злив відпрацьованого масла з піддонів агрегата виконується через дренажний колектор.

Автоматизована система управління агрегатом забезпечує роботу на всіх режимах без постійної присутності обслуговуючого персоналу біля агрегату.

Робота агрегата. Технологічний газ по газопроводу через всмоктувальний патрубок поступає на вхід двохступеневого нагнітача, де відбувається його стиснення і викидається через нагнітаючий патрубок в магістральний газопровід.

В якості приводу нагнітача використовується стаціонарний газотурбінний двигун НК-12СТ авіаційного типу, працюючий на газі.

Принцип роботи двигуна. Очищене в повітроочисній установці агрегату повітря поступає в осьовий компресор двигуна, де воно стискається і поступає в камеру згорання. Одночасно в камеру згорання через робочі форсунки подається паливо (природний газ). Із камери гарячі гази направляються на лопатки турбіни компресора, а потім по газопроводу – на силову турбіну.

Потужність турбіни компресора використовується на обертання самого компресора і приводів агрегатів, а потужність силової турбіни – на привід ротора нагнітача і на привід його агрегатів.

Механічний зв'язок між силовою турбіною і ротором нагнітача виконується через полий торсіонний вал.

Відпрацьовані гази через вихлопну установку і шумопоглинач вихлопу викидаються в атмосферу.

Агрегат оснащений різними системами, забезпечуючими надійність його роботи при установці на відкритих площадках при температурі навколишнього повітря від 233К (-40⁰С) до 318К (+45⁰С).

2.3 Системи, що забезпечують роботу ГПА

Система газопроводу. Система газопроводу служить для забезпечення подачі газу до стартера двигуна і відводу його від стартера при пуску агрегату, а також для постійної подачі газу в паливну систему двигуна.

Для компенсації температурних розширень деталей двигуна НК-12СТ на трубопроводах встановлені металорукави РМ2, РМ3.

Паливний газ тиском до 25 кгс/см^2 подається до двигуна. Вплив температурних розширень деталей двигуна компенсується за рахунок застосування металорукава РМ1.

На лінії змонтовано стопорний клапан, який призначений для:

- надійного закривання каналу підводу паливного газу до двигуна НК-12СТ в період передпускової підготовки і при запуску до видачі електричної команди на відкриття клапана;

- відкриття клапана підводу паливного газу до двигуна при запуску в момент подачі напруги на електромагніт;

- прикривання підводу паливного газу і запирання каналу при аварійних і нормальних зупинках агрегату;

- автоматичне закривання каналу підводу паливного газу при зупинці працюючого двигуна в випадку відключення електропостачання в системі управління агрегатом.

Система маслопостачання. Система маслопостачання агрегату включає в себе дві системи:

- систему масляну нагнітача;

- систему масляну двигуна НК-12СТ.

Система масляна нагнітача складається з двох систем:

- системи змазки нагнітача;

- системи ущільнюючого масла нагнітача.

В газоперекачуючому агрегаті використана циркуляційна система змазки нагнітача, яка забезпечує змазку підшипників ротора нагнітача і зубчатого зачеплення муфти привод-нагнітач, а також підвід масла в систему ущільнювання ротора нагнітача.

Під час пуску і зупинки агрегату працює пусковий електронасос Н1.

Після пуску агрегату, при досягненні компресором двигуна НК-12СТ частоти обертів 110 с^{-1} (6600 об/хв), пусковий насос Н1 автоматично підключається.

При зупинці агрегату пусковий насос автоматично включається і живить систему маслом, необхідним для охолодження підшипників до повної зупинки.

Під час роботи агрегату масло подається в систему основним насосом змазки. Масло з баку всмоктується основним насосом змазки з допомогою забірною клапану з фільтром сітчатим (ступінь фільтрації мкм).

На всмоктуючому трубопроводі є запобіжний клапан запобігаючий забірний клапан від надлишкового тиску масла, з'являючого при зворотніх розкрутках ротора-нагнітача, а разом з ним шестерного насосу.

Забірний клапан запобігає знищенню всмоктуючого трубопроводу до насоса, залишає його весь час заповненим маслом.

Для випуску повітря з системи при її заповненні маслом в верхній частині маслоохолоджувачів є дроселі.

Після охолоджувачів масло подається в регулятор температури РТ2, який підтримує задану температуру масла шляхом часткового або повного його перепуску по байпасній лінії.

Температура фіксованої настройки РТ2 - $+45^{\circ}\text{C}$, (при цьому при досягненні температури $+45^{\circ}\text{C}$, все масло проходить обминаючи охолоджувачі по байпасній лінії).

При подальшому рості температури масло поступає через охолоджувачі.

Дальше масло поступає в фільтри низького тиску. До фільтрів і після них є вентилі для відбору імпульсів тиску з допомогою яких здійснюється контроль степені забруднення фільтрів.

Для включення і відключення фільтрів передбачені вентилі. Один фільтр в роботі, другий у резерві. Вентилі дозволяють проводити зміну фільтропакетів не зупиняючи агрегат.

Відфільтроване масло поступає в колектор змазки, звідки подається на змазку підшипників компресора, зубчастого зчеплення муфти на головні насоси ущільнення і на пусковий насос ущільнення.

В колекторі змазки проводиться контроль масла по температурі і тиску. Відбір тиску здійснюється з допомогою вентиля ВН7 на місцевий прибор, встановлений прямо на агрегаті, а також на стійку УПН по виклику.

Для підтримання в колекторі змазки тиску не вище $0,16 - 0,2$ мПа є редукційний клапан, регулюючий тиск за рахунок часткового скиду надлишкового масла в бак.

Для узгодження роботи насосів в період запуску і зупинки агрегату передбачений клапан КР2, попереджуючий надмірне підвищення тиску при одночасній роботі насосів Н1 і Н2. Таким чином основна функція клапана КР2 – захист охолоджувачів від підвищення тиску.

Клапан тиску дозволяє зливати масло з маслоохолоджувачів після чергової зупинки агрегату автоматично.

З підшипників нагнітача масло зливається через змонтовані вікна ОС3 і ОС6 в маслобак Б2.

Заповнення маслобаку Б2 проводиться від стаціонарної системи через фільтр Ф10 і лічильник рідини.

В системі застосовано два масловідвідника, один на перепаді ущільнення ротора, другий в кінці, масловідвідники оснащені автоматичними приладами для сигналізації про переповнення маслом.

Масло відділене в масловідвіднику від газу зливається в дегазаторі через вікна ОС5 і ОС4. В дегазаторі від масла відділяється розчинений в ньому газ і ежектором, створюючим розрідженням 50мм стовбця рідини, ліквідується за межі контейнера. Очищене масло через гідрозатвор зливається в бак Б2.

Акумулятор АК заповнюється маслом від пускових насосів Н1 і Н3 перед пуском агрегату. При аварійній зупинці агрегату, коли не включаються електронасоси Н1, Н3 (при відсутності електроенергії), зникає перепад тиску масла над газом, акумулятор сполучений з газовою порожниною нагнітача через клапан. При цьому дякуючи верхньому розташуванню акумулятора АК, забезпечуючи постійне перевищення тиску масла над газом на величину гідростатичного тиску стовбця масла в акумуляторі до рівня масла в ущільнювачах.

Ущільнення забирається маслом з акумуляторів на протязі часу, достатнього для перестановки технологічних кранів і розгрузки контуру нагнітача від газу.

Система ущільнюючого масла. Ця система призначена для запобігання прориву стиснутого газу нагнітача в підшипникові камери і контейнери агрегату.

Під час пуску і зупинки працює пусковий електронасос НЗ.

Після пуску агрегату на режимі “малого газу”, тобто по досягненні турбокомпресором двигуна НК-12СТ частоти обертання 110 с^{-1} пусковий електронасос НЗ автоматично відключається.

Головні насоси системи ущільнень включені паралельно, мають привід від двигуна НК-12СТ і з набором обертів турбокомпресора двигуна включаються в роботу.

Масло до головних насосів і пускового електронасосу подається з колектора змазки. Для ліквідування повітряних бульбашок і пробок перед головними насосами встановлені дроселі ДР4, ДР5, які здійснюють постійний скид масла в бак Б2.

Від насосів масло направляється на фільтри високого тиску.

Контроль степені забрудненості фільтрів по тиску здійснюється через вентилі ВН22, ВН21. З фільтрів масло поступає в протічний акумулятор АК, потім на ущільнення ротора нагнітача і регулятор тиску, який автоматично підтримує перепад ущільнюючого масла над газом на 0,5-0,15 мПа.

Будь-яка зміна тиску газу в корпусі нагнітача приводить до відповідних змін тиску ущільнюючого масла. При цьому регулятор тиску частину масла скидає в колектор змазки. В ущільненнях нагнітача основна частина масла зливається в бак Б2 перейшовши через зазори в внутрішніх кільцях змішуючись з газом в камері “масло-газ” і відводиться на масловідвідник.

Верхня частина масловідвідника з'єднана з всмоктуючим патрубком нагнітача.

Система змазки двигуна НК-12СТ забезпечує подачу масла необхідного для змазки і охолодження підшипників і шестерні передньої опори і приводів, підшипників турбокомпресора, підшипників і шестерні вільної турбіни.

Масляна система використана на короткозамкнутій схемі, в якій маслоагрегат подає масло на маслоохолоджувачі. Якщо масло холодне (перший період роботи агрегату) воно через регулятор температури РТ проходить по байпасній лінії не попадаючи в маслоохолоджувач. Це дозволяє в холодну пору року легше проводити запуск агрегату, тому що нагріти блок маслоохолоджувача до температури $+25 - 30 \text{ }^{\circ}\text{C}$ буває не можливим.

З маслоохолоджувачів постійно здійснюється стравлення повітря, через дросель ДР1 на фільтр сітку Ф3 через оглядне вікно ОВ1 в бак Б1. Разом з стравлюванням повітря проходить і оновлення масла в системі змазки двигуна.

Для запобігання заливанню двигуна під час простою, з маслоохолоджувачів, призначений клапан КО2.

Далі масло фільтрується на фільтрах. Вентилі ВН5-ВН8 дозволяють безперебійно включати фільтри. Для визначення степені забруднення фільтрів служать вентилі ВН4 і ВН9. Вентиль ВН1 необхідний для зливу масла з

маслоохолоджувачів двигуна в бак Б1 при зупинці і простоюванні агрегату. Вентиль ВН2 призначений для відбору проб масла в системі змазки двигуна.

Суфлювання масляної системи двигуна здійснюється центробіжним суфлером двигуна, який зв'язаний трубопроводом з баком.

Заправка і поповнення баку проводиться через лічильник.

Гідравлічна система агрегату оснащена контрольно-вимірювальними і сигналізуючими приладами, а також має захисні блокування, дозволяючи відключати агрегат при порушенні робочого режиму маслосистеми.

Система маслопостачання агрегату ГПА-Ц-6,3 має деякі відмінності.

В системі ущільнення є один головний насос системи, ущільнення НЗ, який має привід валу нагнітача. При аварійній зупинці агрегату, коли не включаються пускові електронасоси Н1, Н4 (при відсутності електроенергії), ущільнення закривається маслом роздільних акумуляторів АК1, АК2.

Бак нагнітача призначений для зберігання масла, оновлення і компенсування безповоротних втрат масла в масляній системі нагнітача.

Бак нагнітача представляє собою зварний резервуар ємністю $4,0\text{ м}^3$ при робочому об'ємі $3,9\text{ м}^3$. Заповнення баку проводиться через штуцер Е, злив масла здійснюється через штуцер.

Масло з баку забирається пусковим насосом змазки через штуцер в період пуску і основним насосом змазки через штуцер.

Візуальне контролювання потоку зливаючого масла можливе через оглядові вікна.

Для контролю рівня масла в баці служить показник рівня.

Для підігріву масла в холодний період в середині баку розміщений змієвик гарячого повітря і три електропідігрівача, які встановлені на фланці.

Для обслуговування внутрішньої порожнини баку служать люки.

Для піногасіння в баці встановлено пакет наклонних перегородок.

Фіксування баку на рамі здійснюється кронштейнами.

В баку вмонтовано дегазатор.

Злив масла з масловідвідників в дегазатор здійснюється через штуцер Б в дегазаторі, ежектором створюється розрідження.

Бак двигуна призначений для зберігання і оновлення масла в системі під час роботи і компенсації безповоротних втрат масла в маслосистемі двигуна НК 12СТ.

Бак двигуна являє собою зварний резервуар ємністю $0,75\text{ м}^3$, при робочій ємності $0,68\text{ м}^3$.

На кришці баку встановлене оглядове вікно, призначене для контролю потоку скидаючого масла в об'ємі 10% (10-15 л/хв). Для контролю рівня масла в баці на кришці баку встановлено показник рівня.

Для прогріву масла в холодний період в середині баку розміщений змієвик гарячого повітря і електропідігрівач.

Для зливу масла з системи під час простою на баці розміщений клапан тиску.

Для обслуговування внутрішньої порожнини баку служить люк. Відбір масла здійснюється через штуцер вентиля.

Бак кріпиться до стінки контейнера з допомогою кронштейнів.

Система підігріву циклічного повітря. Ця система призначена для запобігання всмоктуючого тракту привідного двигуна НК 12СТ від обмерзання в діапазоні температур атмосферного повітря від -10°C до $+3^{\circ}\text{C}$.

Система підігріву циклічного повітря включає в себе дві розподільчі решітки до яких з допомогою ежектора, трійника і повітроводів попадаються вихлопні гази двигуна НК 12СТ.

Ежектуюче повітря відбирається від осьового компресора двигуна НК 12СТ і по трубопроводу подається в ежектор.

Для управління роботою системи на лінії ежектуючого повітря (трубопроводу) встановлена задвижка з електроприводом, а на лінії відбору вихлопних газів - заслонка з приводом МЕО (механізм електричний одноповоротній), включені в систему автоматичного управління агрегатом.

Система обігріву. Система обігріву призначена для агрегату в холодний період року перед пуском, забезпечення нормальних температурних умов для роботи приладів і обладнання встановлених в відсіках агрегату, забезпечення нормальних умов роботи обслуговуючого персоналу в період проведення регламентних робіт.

Системою забезпечується обігрів відсіків двигуна, нагнітача, автоматики, пожежогасіння, маслоагрегатів, блоків маслоохолоджувачів, бака дегазатора, і байпасних клапанів.

Обігрів агрегату здійснюється гарячим повітрям, яке відбирається від працюючого привідного двигуна НК 12СТ за компресором високого тиску.

Поступаюче від двигуна гаряче повітря поступає в стаціонарну систему обігріву, яка об'єднується в єдину систему обігріву повітря всіх агрегатів, встановлених на КС.

Подача гарячого повітря з стаціонарної мережі в місце обігріву здійснюється через трубопроводи з запірними вентилями, забезпечуючими автоматичне включення і регулювання розходу повітря.

Трубопроводи обігріву відсіків і блоків закінчуються роздаточними колекторами з отворами для направлено виходу повітря.

На трубопроводі відбору повітря від двигуна встановлено зворотній клапан для запобігання течії повітря з станційної мережі в непрацюючий двигун, а також металорукави для компенсації температурних деформацій.

У відсіках автоматики, маслоагрегатів і пожежогасіння для автоматичного регулювання температурних умов роботи приборів (не менше $+18^{\circ}\text{C}$) на трубопроводах обігріву встановлені регулятори температури типу РТ-ДО-25.

При відсутності гарячого повітря в станційній мережі обігріву забезпечення передпускових умов агрегата здійснюється з допомогою уніфікованих моторних підігрівачів типу УМП-350, які під'єднуються до агрегату через люки передбачені в стінках блоків і відсіків агрегату.

Система пожежогасіння. Автоматична система пожежогасіння (АСП) забезпечує пожежний відсік двигуна, нагнітача і маслоагрегатів за рахунок своєчасного виявлення місця згорання і подальшого розповсюдження його

шляхом автоматичної подачі вогнегасної речовини, АСП обладнується кожний агрегат.

У відповідності з потребами “Правил виготовлення вибухозахищеного і рудничого обладнання” відсіки блоків агрегатів класифікуються:

- відсік нагнітача - вибухонебезпечне приміщення класу В-Іа при категорії і групі суміші АІІ-ТІ;

- відсік двигуна і маслоагрегатів - пожежонебезпечні приміщення класу ІІ-І.

Основним джерелом пожежонебезпечності на агрегаті являється природний газ, який перекачується нагнітачем, а також палива при роботі двигуна НК 12СТ.

Можливі витіки, в випадку порушення герметичності стиків або по інших причинах, створюють вибухонебезпечні суміші повітря при концентрації його від 4 до 17% по об'єму.

Склад автоматичної системи пожежогасіння:

- відсік пожежогасіння;
- пристрої лінійні із зрошувачами;
- засоби управління і сигналізації.

В склад відсіку двигуна пожежогасіння входять:

- пристрій розподільчий з електропускачем РУ-32А;
- батарея автоматичного-газового пожежогасіння БАГЕ-2-1 і БАГЕ-4-1.

Розподіляючі пристрої забезпечують підвід вогнегасячої речовини до місця пожеги. В якості вогнегасної речовини використовується вуглекислота.

Для виявлення пожеги в відсіку двигуна і видачі команд в системах управління в відсіках встановлені датчики.

При виникненні пожеги у відсіку двигуна АСП видає команду на відключення агрегату, а через 10-20секунд - на випуск вуглекислоти. Затримка випуску встановлюється для запобігання впливу вентиляції відсіків і викиду повітря через клапани двигуна.

При виникненні пожеги в відсіці нагнітача і відсіці маслоагрегатів команда на викид вуглекислоти подається негайно.

Блок систем забезпечення. Для зручності обслуговування агрегату, допоміжне обладнання розміщене в окремому блоці - блоці систем забезпечення (БСЗ), який через гнучкий перехідник з'єднується з турбоблоком.

БСЗ складається з:

- відсіку масло агрегатів;
- камери всмоктування;
- відсіку автоматики;
- відсіку пожежогасіння, розділених між собою герметичними стінками.

Конструкція блоку являє собою зварний каркас з профільного прокату, основою якого служить рама. В рамі розміщені трубопроводи системи обігріву і пожежогасіння БСЗ і спеціальні канали для монтажу кабельних проводок. До каркасу по зовнішнім стінкам встановлені приварні та з'ємні щити. Внутрішній простір між щитами заповнений тепло-звукоізолюючими листами. Для доступу в відсіки блоку передбачені двері.

На опорну поверхню каркасу блоку систем забезпечення монтується блок маслоохолоджувачів з шумопоглиначем всмоктування. Дах відсіків маслоагрегатів і пожежогасіння служить площадками для розміщення маслоблоку двигуна, масляних фільтрів і арматури систем змазки і ущільнення агрегату.

Вентиляція відсіку здійснюється шиберними вентиляційними засувками і осьовим вентилятором, який розташовано в проїмі щиту з жалюзіями.

Камера всмоктування служить для повороту і формування повітряного потоку на вході в осьовий компресор привідного двигуна.

В середині камери перед входом в двигун встановлюється сітка-огородження, яка виключає можливість попадання лишніх предметів в протічну частину двигуна. В верхній частині камери всмоктування встановлена балка, призначена для заміни двигуна.

Візуальний огляд вхідного пристрою двигуна під час роботи агрегату проводиться через оглядове вікно.

Для зручності обслуговування агрегату ззовні відсіку встановлене місцева панель управління.

У відсіку пожежогасіння розміщена установка автоматичного газового пожежогасіння і розподільчий пристрій, що забезпечує подачу вогнегасної речовини в систему пожежогасіння агрегату.

В даху відсіку пожежогасіння передбачено дефлектор, призначений для аварійного стравлення надлишкового тиску, замикаючого при прориві запобіжних мембран установки.

Вентиляція відсіку здійснюється шиберними вентиляційними засувами.

Пристрій повітряно-очисний (ППО). Пристрій повітряно-очисний призначений для очистки від пилу циклічного повітря, поступаючого з атмосфери в осьовий компресор привідного двигуна НК 12СТ, з метою зменшення корозійного зносу лопаточного апарату і відкладення пилуки в проточній частині компресора, знижуючи економічність і довговічність двигуна.

Пристрій повітряно-очисний представляє собою прямокутну-вертикальну шахту, яка встановлюється на блок маслоохолоджувачів.

Підлога камер виконана в вигляді настилів з круглих прутків, що забезпечують мінімальний опір циклічному повітрю і доступ обслуговування встановленої апаратури.

На двох протилежних бокових стінках камери є витягнуті по вертикалі прямокутні вікна розположені по шість штук з кожного боку і є входи в повітро-очисні елементи.

Елементи повітро-очисні (сепаратори інерційного-жалюзійного типу) виконані в вигляді звужуючого з бокових стін коробу, вузькою частиною з'єднаний з повітроводом для відсмоктування пилу. Бокові вертикальні стінки елементів мають для проходу спеціальні просічки для походу очищеного повітря.

Шумопоглинач представляє собою короб з двійними стінками. Поверхневі стінки шумопоглинача виконані з листової сталі, а внутрішні- з листової перфорованої сталі.

Простір між стінками заповнено настилами з звукопоглинаючих матеріалів. Запилене повітря викидається в атмосферу через жалюзі, які розташовані в передній стінці камери ППО.

Короби встановлені з зовнішньої сторони камери ППО. Вони призначені для підводу гарячих вихлопних газів до елементів повітроочисних з метою запобігання обмерзання повітрозабірного тракту.

На бокових стінках камери ППО є два прямокутних вікна для встановлення важельно-грузових байпасних клапанів. Ззовні вікна закриті сталлю сіткою.

Регулювання клапанів на відкриття проводиться шляхом зміни кількості регулюючих пластин на вантаж. Положення байпасних клапанів контролюється шляховими включателями, входячими в систему автоматичного управління агрегатом.

Для доступу обслуговуючого персоналу всередину камери в задній стінці є двері, які герметично закриваються з допомогою двох ручок.

Під дією розрядження виникаючого на вході в осьовий компресор двигуна запилене атмосферне повітря всмоктується через жалюзі в повітроочисні елементи. За рахунок різкого повороту повітряного потоку в щілинах повітряно-очисних елементів здійснюється його сепараційне розділення.

Запилене повітря, якому властива велика інертність, відсмоктується осьовим вентилятором і через шумопоглинач викидається в атмосферу. Потік очищеного повітря, змінюючи напрямок в щілинах повітро-очисних елементів, поступає з камери ППО через шумопоглинач всмоктування на вхід двигуна.

ППО вводиться в роботу одночасно з пуском агрегату і працює в режимі безперебійної експлуатації.

Пристрій вихлопний. Пристрій вихлопний призначений для викиду вихлопних газів привідного двигуна НК 12СТ, а також для вентиляції відсіку двигуна.

Вихлопні гази з равлика і повітря ежектоване з відсіку двигуна, попадають в шахту вихлопного пристрою, де забезпечується змішення потоків і зниження їх швидкості за рахунок різкого збільшення січення шахти.

Пристрій вихлопний представляє собою жорстку зварну конструкцію прямокутного.

Шумопоглинач вихлопу. Для заглушення шуму вихлопу на верхнім фланці вихлопного пристрою встановлений шумопоглинач пластичного типу, який складається з каркасу з привареним до нього щитами і двох рядів паралельно і рівномірно встановлених по січенню тракту звукопоглинаючих пластин.

Конструкція щитів шумопоглинача, аналогічна конструкції щитів пристрою вихлопного.

Звукопоглинаючі частини мають прямокутну форму і складаються з зварного каркасу, виконаного з гнутого профілю і обшитого з бокових сторін перфорованими сталевими листами. Внутрішня порожнина пластини заповнена теплозвукоізолюючими настилами.

В цілях зниження аеродинамічного опору до каркасу пластини приварені два циліндричних обтікача. Обтікачі посилені циліндричними накладками.

Встановлення пластин в каркасі здійснюється з допомогою нижніх кронштейнів 4 з гнutoго кутника і двох верхніх ребер з привареними до них клинами.

Шумопоглинач на вихлопному пристрої закріплений за допомогою скобів і болтових з'єднань.

Герметичність стику забезпечується азбестовим шнуром, пропитується при монтажі рідким склом.

Блок фільтрів паливного газу. Блок фільтрів паливного газу, призначений для очистки природного газу від можливих забруднень в трубопроводах між станційним блоком підготовки паливного газу і входом в двигун, а також при порушенні роботи системи підготовки паливного газу.

2.4 Розрахунок експлуатаційних параметрів ГПА-Ц-6,3

Визначаємо газову константу [Дж/(кг·к)]

$$R = \frac{288}{\Delta}; \quad (2.1)$$

де 288,0 – газова стала повітря, Дж/(кг·к); Δ - відносна густина по повітря, яка рівна 0,6

$$R = \frac{288,0}{0,6} = 480;$$

Коефіцієнт тиску газу $Z=0,9$;

Питома вага газу при стандартних умовах:

$$\rho_n = \Delta \times 1,206; \left[\frac{H}{M^3} \right], \quad (2.2)$$

де 1,206 - густина повітря при стандартних умовах;

$$\rho_n = 0,6 \times 1,206 = 0,7236; \quad (2.3)$$

Питома вага газу при всмоктуванні:

$$\rho = \frac{m_{\%}}{Z \times R \times T}; \quad (2.4)$$

де $P_{вс}$; T - абсолютні значення відповідного тиску і температури;

$$\rho = \frac{2,76 \times 10^3}{0,9 \times 480 \times 291} = 21,95 \frac{H}{M^3};$$

Продуктивність групи нагнітачів, (млн. м³/добу).

$$q_k = q_{кс}/n, \quad (2.5)$$

де $q_{кс}$ – продуктивність КС;

$$q_{кс} = 12,96 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу};$$

n – число паралельно працюючих ГПА;

$n=2$ шт.;

$$q_k = \frac{12,96 \times 10^6}{2} = 6,48 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Приведена об'ємна продуктивність для II – ступені:

$$Q_{пр} = \frac{n_p}{n} \times Q, \quad (2.6)$$

де n_p – номінальна частота обертання ротора нагнітача,

$n_p = 8200$ об/хв,

n – фактична частота обертання, об/хв.

Q – фактичний розхід газу, м³/хв.

$$Q = \frac{q_k \times \rho}{1440 \times \rho} = \frac{6,48 \times 10^6 \times 0,7236}{1440 \times 21,95} = 147,2$$

$$Q_{пр} = \frac{8200}{8100} \times 147,2 = 149,02$$

Приведена частота обертання

$$\left[\frac{n}{n_p} \right]_{пр} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{пр} - R_{пр} - T_{пр}}{Z \cdot R \cdot T}}, \quad (2.7)$$

де $Z_{пр}$; $R_{пр}$; $T_{пр}$ – параметри газу, які приймаються по характеристиці нагнітача,

$$Z_{пр} = 0,92; R_{пр} = 508,2; T_{пр} = 288,$$

$$\left[\frac{n}{n_p} \right]_{пр} = \frac{8100}{8200} \sqrt{\frac{0,92 - 508,2 - 288}{0,9 \cdot 480 \cdot 291}} = 1,02;$$

Ступінь стиску

$$Z = \frac{P_{вих}}{P_{вх}}; \quad (2.8)$$

$$Z = \frac{38,9}{27,79} = 1,4;$$

Приведена відносна потужність $\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{пр}$ по знайдених значеннях $[Q]_{пр}$ і $\left[\frac{n}{n_p} \right]_{пр}$ знаходиться по характеристиці нагнітача

$$\left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{пр} = 215; \quad (2.9)$$

Внутрішня потужність, яку використовує нагнітач, (кВт)

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_n} \right]_{пр} \cdot \rho \left[\frac{n}{n_p} \right]_{пр}^3, \quad (2.10)$$

$$N_i = 215 \frac{n_p}{n} \times 21,95 \frac{n_p}{n} \times \left(\frac{8100}{8200} \right)^3 = 4541 \text{ (кВт)},$$

Потужність на муфті привода (кВт) :

$$N_{пр} = N_i + N_{max}; \quad (2.11)$$

$$N_{пр} = 4541 + 100 = 4641 \text{ (кВт)}.$$

2.5 Розрахунок режимів роботи дотискувальної компресорної станції

Розрахунок режимів роботи КС–Пролетарське проводимо аналітичним способом. Для розрахунку виберемо режим роботи 20 серпня 2012 року. Отже, маємо наступні дані:

– тиск на вході в нагнітач 52,9 ат (втрати тиску на вході КС становлять 0,12 МПа);

– температура на вході 28°C;

–загальна продуктивність КС 8,4 млн.м³/добу;

–фізичні властивості газу, розраховані в розділі 4.

Знаходимо коефіцієнт стисливості газу на всмоктуванні за формулою

$$z_{ec} = 1 - 5,5 \frac{P_{ec} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{ec}^{3,3}}, \quad (2.12)$$

де P_{ec} – тиск газу на всмоктуванні (на вході в нагнітач), Па;

T_{ec} – температура газу на всмоктуванні (на вході в нагнітач), К.

$$z_{ec} = 1 - 5,5 \frac{5,27 \cdot 10^6 \cdot 0,581^{1,3}}{301^{3,3}} = 0,905.$$

Визначаємо густину за умов всмоктування за формулою

$$\rho_{ec} = \frac{P_{ec}}{z_{ec} \cdot R \cdot T_{ec}}, \quad (2.13)$$

$$\rho_{ec} = \frac{5,27 \cdot 10^6}{0,905 \cdot 494,15 \cdot 301} = 39,15 \text{ кг/м}^3.$$

Продуктивність нагнітача за умов входу визначається за формулою

$$Q_{ec} = \frac{Q \cdot 10^6 \cdot \rho_{cm}}{1440 \cdot \rho_{ec} \cdot n}, \quad (2.14)$$

де Q – задана продуктивність КС, млн.м³/добу;

n – кількість нагнітачів у роботі.

$$Q_{ec} = \frac{3,9 \cdot 10^6 \cdot 0,700}{1440 \cdot 398,5 \cdot 2} = 512,33 \text{ м}^3 / \text{хв}.$$

Визначаємо відносні зведені оберти нагнітача за формулою

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{3g} = \frac{n}{n_n} \cdot \left(\sqrt{\frac{z_{3g} \cdot R_{3g} \cdot T_{3g}}{z_{ec} \cdot R_{ec} \cdot T_{ec}}} \right), \quad (2.15)$$

де z_{3g} , R_{3g} , T_{3g} – зведені параметри нагнітача, які вказані на характеристиці нагнітача;

$\frac{n}{n_n}$ – відносні оберти нагнітача, згідно програми ЕОМ $z_{3g} = 0,9$,

$$R_{3g} = 510 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}, \quad T_{3g} = 288 \text{ К},$$

$$\left[\frac{n}{n_n} \right]_{3g} = 0,79 \cdot \left(\sqrt{\frac{0,9 \cdot 510 \cdot 288}{0,905 \cdot 465,3 \cdot 301}} \right) = 0,807.$$

Зведену продуктивність визначаємо за формулою

$$[Q_{ec}]_{3g} = \frac{n_n}{n} \cdot Q_{ec}, \quad (2.16)$$

$$[Q_{ec}]_{3g} = \frac{628,55}{0,79} = 795,63 \text{ м}^3 / \text{хв}.$$

Визначаємо номінальний ступінь підвищення тиску за формулою :

$$\varepsilon_n = 3,51 - 0,01 \cdot 795,63 + 1,825 \cdot 10^{-5} \cdot 795,63^2 - 1,083 \cdot 10^{-8} \cdot 795,63^3 = 1,651$$

Реальний ступінь підвищення тиску визначаємо за формулою

$$\varepsilon = \left[\left(\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \cdot \left[\frac{n}{n_n} \right]_{36}^2 + 1 \right]^{\frac{k}{k-1}}, \quad (2.17)$$

де k – показник політропи ($k=1,31$),

$$\varepsilon = \left[\left(1,651^{\frac{1,31-1}{1,31}} - 1 \right) \cdot 0,807^2 + 1 \right]^{\frac{1,31}{1,31-1}} = 1,398.$$

Тиск на виході визначаємо за формулою

$$P_{вих} = \varepsilon \cdot P_{вс}, \quad (2.18)$$

$$P_{вих} = 1,398 \cdot 49,7 = 69,48 \text{ ат}.$$

Оскільки тиск на нагнітання є меншим від допустимого (75 ат), то продовжуємо розрахунки.

За формулою (2.17) визначаємо політропний ККД

$$\eta_{пол} = -0,03 + 3,272 \cdot 10^{-3} \cdot 795,63 - 3,25 \cdot 10^{-6} \cdot 795,63^2 + 3,333 \cdot 10^{-10} \cdot 795,63^3 = 0,684$$

Визначаємо температуру на виході з нагнітача за формулою

$$T_{вих} = T_{вс} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} \quad (2.19)$$

$$T_{вих} = 301 \cdot 1,398^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,684}} = 338^\circ \text{K} = 65^\circ \text{C}$$

Зведену відносну внутрішню потужність визначаємо за формулою (2.18)

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{36} = 83 + 1,175 \cdot 795,63 - 1 \cdot 10^{-4} \cdot 795,63^2 - 5 \cdot 10^{-7} \cdot 795,63^3 = 702,74 \frac{\text{кВт}}{\text{кг} / \text{м}^3}$$

Визначаємо індикаторну потужність за формулою

$$N_i = \left[\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right]_{36} \cdot \rho_{вс} \cdot \left(\frac{n}{n_n} \right)^3, \quad (2.20)$$

$$N_i = 702,74 \cdot 38,5 \cdot 0,79^3 = 13339,33 \text{ кВт}$$

Ефективна потужність нагнітача визначається за формулою

$$N_e = N_i + N_{мех}, \quad (2.21)$$

$$N_e = 13339,33 + 100 = 13439,33 \text{ кВт}$$

2.6 Розрахунок наявної потужності газоперекачувального агрегату КС

Наявна потужність – це максимальна робоча потужність на муфті нагнітача (компресора), яку може розвивати привід при конкретних стаціонарних умовах.

Наявну потужність газотурбінної установки (ГТУ) для привода відцентрових нагнітачів (ВН) КС визначаємо за методикою, наведеною у чинному на сьогодні міждержавному галузевому нормативному документі "Нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Ч. 1. – Газопроводы" (ОНТП 51-1-85).

$$N_{ГТУ}^n = N_e^n K_N K_{ом} K_y \left(1 - K_t \frac{T_3 - T_3^n}{T_3} \right) \frac{P_a}{0,1013}, \quad (2.22)$$

де N_e^H – номінальна потужність ГТУ, наведена у таблиці 23 [2], кВт; K_N – коефіцієнт, який враховує допуски і технічний стан ГТУ, наведений у таблиці 23 [2]; $K_{об}$ – коефіцієнт, який враховує вплив системи, що протидіє обмерзанню; K_y – коефіцієнт, який враховує вплив системи утилізації тепла відпрацьованих газів; K_t – коефіцієнт, який враховує вплив температури навколишнього повітря, наведений у таблиці 23 [2]; T_3^H – номінальна температура повітря на вході у ГТУ, наведена у таблиці 23 [2], К; T_3 – розрахункова температура повітря на вході у ГТУ, К; P_a – розрахунковий тиск зовнішнього повітря, МПа, який залежить від геодезичної позначки місця розташування компресорного цеху

Розрахункову температуру повітря на вході ГТУ обчислюємо за формулою:

$$T_3 = T_a + \delta T_a, \quad (2.23)$$

де T_a – середня температура зовнішнього повітря для періоду, що розглядається, за даними СНиП 2.01.01.–82 або даними метеостанції; δT_a – поправка на зміну кліматичних параметрів і місцевий підігрів повітря на вході ГТУ, $\delta T_a = 5$ К.

Значення коефіцієнта $K_{ом}$ приймаються за даними технічної документації ГТУ залежно від розрахункової температури повітря, наявності і типу системи, яка запобігає обмерзанню. Зазначений коефіцієнт приймається рівним 1,0 за таких умов:

- при відсутності системи проти обмерзання;
- при відсутності її впливу на потужність ГПА;
- при розрахунковій температурі повітря на вході ГТУ вищій за 278 К.

Коефіцієнт, який враховує вплив системи утилізації тепла відпрацьованих газів ГТУ можна визначати за формулою

$$K_y = 1 - K'_y \frac{\Delta P_y}{P_a}, \quad (2.24)$$

де ΔP_y – збільшення гідравлічного опору вихлопного тракту ГТУ при наявності системи утилізації; K'_y – коефіцієнт впливу збільшення гідравлічного опору вихлопного тракту ГТУ.

При відсутності технічних даних системи утилізації допускається приймати $K_y = 0,985$.

Визначаємо наявну потужність

$$N_{ГТУ}^H = 25000 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 0,985 \left(1 - 2,0 \frac{280 - 288}{288} \right) \frac{0,0963}{0,1013} = 23475 \text{ кВт.}$$

Як бачимо наявна потужність не дорівнює паспортній, що й слідувало очікувати.

Перевіряємо виконання умови

$$N_e = 12924,47 \text{ кВт} < N_{ГТУ}^H = 23475 \text{ кВт}$$

Оскільки ефективна потужність менша наявної потужності ГПА, то розрахунок вважаємо завершеним.

3 РОЗРАХУНОК ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГАЗУ

Природні гази поділяються на три групи: гази, які добуваються з чисто газових родовищ і складаються в основному з метану (82-98)%; гази, які одержують з газоконденсатних родовищ; попутні гази, які добувають разом із нафтою з нафтових родовищ.

До основних фізичних властивостей газу відносяться:

- молекулярна маса газу;
- відносна густина газу за повітрям;
- густина газу;
- газова постійна газу;
- коефіцієнт стиснення;
- в'язкість газу;
- теплотворна здатність газу.

Заносимо в таблицю 3.1 склад газової суміші і основні фізичні показники компонентів газової суміші, які необхідні для подальшого розрахунку.

Таблиця 3.1 – Склад газової суміші і основні фізичні показники компонентів суміші

Компоненти газової суміші	Об'ємні частки компоненті в г,%	Молярні маси компоненті в μ, кг/кмоль	Динамічна в'язкість при 0° С η, Па·с	Теплота згорання (нижча), $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$
CH ₄	95,80	16,04	$10,3 \cdot 10^{-6}$	36760
C ₂ H ₆	1,81	30,07	$8,46 \cdot 10^{-6}$	63650
C ₃ H ₈	0,52	44,10	$7,36 \cdot 10^{-6}$	91140

Закінчення таблиці 3.1

C_4H_{10}	0,11	58,12	$6,73 \cdot 10^{-6}$	118530
C_5 і вище	0,03	72,15	$6,99 \cdot 10^{-6}$	146180
N_2	1,11	28,01	$16,59 \cdot 10^{-6}$	
CO_2	0,62	44,01	$13,8 \cdot 10^{-6}$	

Обчислюємо молекулярну масу суміші газу за формулою:

$$\mu = \sum \mu_i \cdot r_i, \quad (3.1)$$

де μ_i - молярна маса i -го компонента суміші кг/кмоль ;

r_i – об'ємна доля i -го компонента газової суміші , в долях одиниці.

$$\mu_i = 0,958 \cdot 16,043 + 0,0181 \cdot 30,07 + 0,0052 \cdot 44,097 + 0,0011 \cdot 58,124 + \\ + 0,0003 \cdot 72,15 + 0,0111 \cdot 28,016 + 0,0062 \cdot 44,011 = 16,812 \text{ кг/кмоль.}$$

Обчислюємо відносну густину газу за формулою

$$\Delta = \frac{\mu_{\text{сум}}}{\mu_{\text{пов}}}, \quad (3.2)$$

де $\mu_{\text{пов}}$ - молекулярна маса сухого повітря;

$$\Delta = \frac{16,812}{28,96} = 0,581.$$

Обчислюємо густину газу за стандартних умов

$$\rho = 1.205 \cdot \Delta \quad (3.3)$$

$$\rho = 1.205 \cdot 0.581 = 0.7001 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Газову постійну визначаємо за формулою

$$R = \frac{R_{пов}}{\Delta} , \quad (3.4)$$

де $R_{пов}$ – газова постійна сухого повітря, $R_{пов} = 287,1$ Дж/кг·К.

$$R = \frac{287,1}{0,581} = 494,15 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$$

4. РОЗРАХУНОК АПАРАТІВ ПОВІТРЯНОГО ОХОЛОДЖЕННЯ ГАЗУ

При компримуванні газу на КС Пролетарське в відцентрових нагнітачах відбувається його нагрівання. При цьому температура газу може перевищити гранично допустиму температуру нагріву бітумного покриття, яке використовується для ізоляції газопроводу. Від температури газу залежить також пропускна здатність газопроводу, яка збільшується при зменшенні температури.

Велика різниця температур між ґрунтом і трубою викликає додаткові напруження в трубах, які приводять до виникнення температурних деформацій. Внаслідок цього починають з'являтися дефекти металу труб, зварних швів, які можуть спричинити навіть аварійне руйнування труби.

Таким чином, на компресорних станціях магістральних газопроводах необхідно проводити охолодження газу для:

- збереження антикорозійної бітумної ізоляції газопроводу (на ділянках газопроводу, що прилягають до КС з боку нагнітання);
- збільшення пропускної здатності газопроводу;
- зменшення напружень в трубах.

В даний час на компресорних станціях магістральних газопроводів найбільш широко застосовуються апарати повітряного охолодження природного газу, які є екологічно чистими пристроями. Вони не забруднюють навколишнє середовище, значно зменшують витрату води, не вимагають попередньої підготовки охолоджувального агента, що веде до зниження витрат на охолодження.

АПО малопотокові (АВМ) мають одну секцію з довжиною труб 1,5 або 3 м. Апарат з довжиною труб 1,5 м обладнується одним вентилятором з колесом 0,8 м і електродвигуном потужністю 3 кВт, а з довжиною труб 3 м – двома вентиляторами.

АПО горизонтального типу (АВГ) випускаються з довжиною труб 4 і 8 м та коефіцієнтом оребрення 9 і 14,6. Вони обладнуються одним вентилятором потужністю 40 кВт при довжині труб 4 м і двома вентиляторами при довжині труб 8 м.

Найбільш перспективними апаратами для охолодження газу є апарати зигзагоподібного типу, які мають великі поверхні охолодження (3500-10200м²), довжину труб 6 м, потужність вентиляторів 99 кВт.

При проведенні теплових і гідравлічних розрахунків апаратів необхідно також знати площі поперечних перерізів в залежності від кількості рядів і діаметрів труб.

Крім вказаних вище апаратів, на КС магістральних газопроводів застосовуються апарати повітряного охолодження фірм “Крезолуар” (Франція), “Нічімен” (Японія), “Бронсверк” (Голландія).

Для маркування типу апарату повітряного охолодження використовують умовні позначення АВ (апарат повітряного охолодження); Г – горизонтальний (АВГ); М- малопотоковий (АВМ); З – зигзагоподібний (АВЗ).

4.1 Алгоритм розрахунку необхідної кількості апаратів повітряного охолодження газу

Методика розрахунку системи охолодження газу залежить від постановки завдання. На стадії проектування мета розрахунку полягає у визначенні необхідної кількості АПО для охолодження заданого потоку газу від температури після виходу з нагнітача t_2^H до температури охолодженого газу t_2^K . При експлуатації компресорної станції метою перевірного розрахунку системи охолодження газу є розрахунок теплового режиму роботи встановленої кількості АПО в конкретних умовах.

Нижче наводиться алгоритм і приклад проектного розрахунку системи охолодження газу компресорної станції магістрального газопроводу.

Вихідними даними для розрахунку АПО є:

- витрата газу, який необхідно охолоджувати q , млн. м³/добу;
- температура початку охолодження газу t_2^H , °С;
- тиск газу (тиск нагнітання газу) $P_{нагн}$, МПа;
- початкова температура повітря t_6^H , °С;
- склад газу;
- внутрішній діаметр труб $d_{вн}$, м;
- зовнішній діаметр труб $d_{н}$, м;
- поперечний крок труб S_1^I , м;
- висота ребра h_p , м;
- крок ребра S_p , м;
- товщина ребра δ , м;
- площа вільного перерізу перед секціями f_2^I , м²;
- продуктивність вентилятора $V_в$, м³/год;
- кількість вентиляторів у апараті m ;
- кількість ходів в апараті x ;
- площа перерізу одного ходу по газу S_1 , м²;
- поверхня нагрівання одного апарату $F_в$, м²;

- коефіцієнт оребрення φ ;
- коефіцієнт збільшення поверхні ψ .

Геометричні характеристики вибираються з технічної характеристики відповідного типорозміру АПО.

В результаті розрахунку має бути визначена кількість АПО, площа яких достатня для передачі необхідної кількості тепла від газу до повітря при заданих умовах теплообміну.

При розрахунку АПО користуються співвідношеннями: φ - коефіцієнт оребрення (відношення повної поверхні труби до зовнішньої поверхні, взятої по зовнішньому діаметру) і ψ - коефіцієнт збільшення поверхні (відношення повної поверхні труби до внутрішньої поверхні труби).

Послідовність розрахунку наступна.

За відомим складом газу визначаємо молекулярну масу газу, його густину за нормальних умов, відносну густину за повітрям і густину за стандартних умов

$$M = \sum M_j x_j, \quad (4.1)$$

де M_j - молекулярна маса j -го компонента газу;

x_j - об'ємна частка j -го компонента газу;

$$\rho_n = \frac{M}{22,41}, \quad (4.2)$$

$$\Delta = \rho_n / 1,293, \quad (4.3)$$

$$\rho_{cm} = 1,206\Delta. \quad (4.4)$$

Знаходимо псевдокритичні параметри газу

$$P_{нк} = 0,1773(26,831 - \rho_{cm}), \text{ МПа} \quad (4.5)$$

$$T_{нк} = 155,24(0,564 + \rho_{cm}), \text{ К} \quad (4.6)$$

Визначаємо масову витрату газу через систему охолодження

$$M_z = Q_z \rho_{cm}, \text{ кг/с} \quad (4.7)$$

де Q_z - секундна об'ємна витрата газу, що підлягає охолодженню

$$Q_z = \frac{q \cdot 10^6}{24 \cdot 3600}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.8)$$

Приймаємо початкове значення теплоємності газу $C_{pz} = C_{pгн}$, кДж/кгК.

Визначаємо температуру газу на виході АПО з умови

$$t_z^k = t_g^h + (10 - 15), \text{ }^\circ\text{C} \quad (4.9)$$

Знаходимо кількість тепла, яка втрачається газом за формулою

$$Q = M_z C_{pz} (t_z^h - t_z^k), \text{ кВт} \quad (4.10)$$

Визначаємо орієнтовне значення необхідну площу теплопередачі

$$F_T = \frac{Q}{Q_{y\partial}}, \text{ м}^2, \quad (4.11)$$

де $Q_{y\partial}$ - теплонапруженість, віднесена до одиниці оребреної поверхні, приймається $Q_{y\partial} = (0,4 - 0,5) \text{ кВт/м}^2$.

Визначаємо перше наближення кількості паралельно працюючих АПО

$$N_1 = \frac{F_T}{F_\epsilon} \quad (4.12)$$

Одержане число АПО заокруглюємо у більшу сторону. Визначаємо температурний перепад по повітрю в АПО

$$\Delta t_\epsilon = \frac{Q(273 + t_\epsilon^H)3600}{1,206 N_1 m V_\epsilon 293 C_{p\epsilon}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.13)$$

де $C_{p\epsilon}$ - розрахункова теплоємність повітря,

$$C_{p\epsilon} = 1004 + 0,07 t_\epsilon^H, \text{ Дж/кг К} \quad (4.14)$$

Знаходимо температуру повітря на виході АПО

$$t_\epsilon^K = t_\epsilon^H + \Delta t_\epsilon, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.15)$$

Середнє значення температури повітря

$$t_\epsilon^{cp} = \frac{t_\epsilon^H + t_\epsilon^K}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.16)$$

Визначаємо коефіцієнт теплопровідності і кінематичної в'язкості повітря

$$\lambda_\epsilon^{cp} = 2,38 \cdot 10^{-2} + 0,686 \cdot 10^{-4} t_\epsilon^{cp}, \text{ Вт/(м}\cdot\text{град)} \quad (4.17)$$

$$\nu_\epsilon^{cp} = (14 + 0,09 t_\epsilon^{cp}) \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (4.18)$$

Визначаємо швидкість повітря у вузькому перерізі

$$w_\epsilon = \frac{V_\epsilon(273 + t_\epsilon^{cp})}{293 \cdot 3600 f_2}, \text{ м/с}, \quad (4.19)$$

де f_2 - площа вузького перерізу

$$f_2 = \left[1 - \frac{d_H}{S_1} \left(1 + 2 \frac{h_p \delta}{S_p d_H} \right) \right] f_2^I \cdot \text{м}^2 \quad (4.20)$$

Визначаємо середнє значення густини повітря

$$\rho_\epsilon^{cp} = \frac{1,206}{293} (273 + t_\epsilon^{cp}), \text{ кг/м}^3 \quad (4.21)$$

Знаходимо параметр Прандтля по повітрю

$$Pr_\epsilon = \frac{\nu_\epsilon^{cp} \rho_\epsilon^{cp} C_{p\epsilon}}{\lambda_\epsilon^{cp}} 10^3 \quad (4.22)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від повітря визначається за формулами

- для шахматного розташування пучка труб

$$\alpha_\epsilon = 0,251 \frac{\lambda_\epsilon^{cp}}{S_p^{0,35}} \left(\frac{d_H}{S_p} \right)^{-0,54} \left(\frac{h_p}{S_p} \right)^{-0,14} \left(\frac{w_\epsilon}{\nu_\epsilon^{cp}} \right)^{0,65} Pr_\epsilon^{0,35}, \text{ Вт/(м}^2\text{ } ^\circ\text{C)} \quad (4.23)$$

- для коридорного розташування

$$\alpha_\epsilon = 0,117 \frac{\lambda_\epsilon^{cp}}{S_p^{0,28}} \left(\frac{d_H}{S_p} \right)^{-0,54} \left(\frac{h_p}{S_p} \right)^{-0,14} \left(\frac{w_\epsilon}{\nu_\epsilon^{cp}} \right)^{0,72} Pr_\epsilon^{0,35}, \text{ Вт/(м}^2\text{ } ^\circ\text{C)} \quad (4.24)$$

Знаходимо середню температуру газу в АПО і її абсолютне значення

$$t_2^{cp} = \frac{t_2^H + t_2^K}{2}, \text{ } ^\circ\text{C}; T_2^{cp} = 273 + t_2^{cp}, \text{ K} \quad (4.25)$$

Знаходимо уточнене значення теплоємності газу за формулою

$$C_{p2} = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} T_2^{cp} + \frac{1,96 \cdot 10^6 (P_H - 0,1)}{(T_2^{cp})^3}, \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)} \quad (4.26)$$

Визначаємо зведені параметри газу

$$T_{36} = \frac{T_2^{cp}}{T_{нк}}; P_{36} = \frac{P_H}{P_{нк}} \quad (4.27)$$

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за формулою

$$z = 1 - 0,0241 P_{36} / \tau, \quad (4.28)$$

де

$$\tau = 1 - 1,68 T_{36} + 0,78 T_{36}^2 + 0,0107 T_{36}^3, \quad (4.29)$$

Динамічна в'язкість газу визначається за формулою

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_{cm} (1,1 - 0,25 \rho_{cm})] \times \\ \times [0,037 + T_{36} (1 - 0,104 T_{36})] \left[1 + \frac{P_{36}^2}{30(T_{36} - 1)} \right]. \text{ Па}\cdot\text{с} \quad (4.30)$$

Визначаємо коефіцієнт теплопровідності газу

$$\lambda_2 = 3,08 \cdot 10^{-2} \left(\frac{T_2^{cp}}{273} \right)^{1,33}. \text{ Вт/(м}\cdot\text{}^\circ\text{C)} \quad (4.31)$$

Густина газу при робочих умовах

$$\rho_2 = \frac{P_H \cdot 10^6 \Delta}{z T_2^{cp} 287}, \text{ кг/м}^3. \quad (4.32)$$

Знаходимо об'ємну витрату і швидкість газу в трубах при робочих умовах

$$Q_2^I = \frac{M_2}{\rho_2}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.33)$$

$$w_2 = \frac{Q_2^I}{N_1 S_1}, \text{ м/с}. \quad (4.34)$$

Визначаємо критерії Рейнольдса і Прандтля по газу

$$Re_2 = \frac{w_2 d \rho_2}{\mu}, \quad (4.35)$$

$$Pr_2 = \frac{\mu C_{p2} \cdot 10^3}{\lambda_2}. \quad (4.36)$$

Визначаємо коефіцієнти тепловіддачі і теплопередачі газу за формулами

$$\alpha_2 = \frac{0,023 \lambda_2 Re^{0,8} Pr^{0,4}}{d}, \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{}^\circ\text{C)} \quad (4.37)$$

$$K_p = \frac{1}{\frac{\psi}{\alpha_2} + \psi r_{ззр} + \frac{1}{\alpha_6}}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad (4.38)$$

де $r_{ззр}$ - термічний опір забруднення, $\text{м}^2\text{К}/\text{Вт}$.

Середній температурний напір

$$\theta'_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.39)$$

де

$$\Delta t_{\delta} = t_2^H - t_{\delta}^K, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.40)$$

$$\Delta t_m = t_2^K - t_{\delta}^H, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.41)$$

Визначаємо поправочні коефіцієнти для температурного напору

$$\varepsilon_1 = 1 - PR^2 (0,058R^{0,7} - 0,344PR^{1,3} + 1,14P^2R), \quad (4.42)$$

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_1 + \frac{(1 - \varepsilon_1)(x - 1)}{4}, \quad (4.43)$$

де

$$P = \frac{t_{\delta}^K - t_{\delta}^H}{t_2^H - t_{\delta}^H}, \quad (4.44)$$

$$R = \frac{t_2^H - t_2^K}{t_{\delta}^K - t_{\delta}^H}. \quad (4.45)$$

Уточнений середній температурний напір визначається за формулою

$$\theta_{cp,y} = \varepsilon_2 \theta'_{cp}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.46)$$

Розрахункова поверхня теплопередачі

$$F_p = \frac{Q \cdot 10^3}{\theta_{cp,y} K_p}, \text{ м}^2 \quad (4.47)$$

Визначається коефіцієнт запасу поверхні теплопередачі

$$k_3 = \frac{F_{\delta} N_1}{F_p}. \quad (4.48)$$

Переважно при розрахунку АПО коефіцієнт запасу приймається $k_3 = 1,1$.

Якщо $k_3 < 1$ або $k_3 > 1,1$, то уточнюється необхідна кількість АПО, відповідна даному тепловому навантаженню, коефіцієнту теплопередачі і температурному напору, і розрахунок повторюється з формули (7.13). Розрахунок проводиться до тих пір, поки коефіцієнт запасу k_3 не буде знаходитися в межах $1,0 < k_3 \leq 1,1$. Але, оскільки кількість АПО – ціле число, є випадки коли при $N_1 = n$ коефіцієнт запасу $k_3 < 1,0$, а при $N_1 = n + 1$ коефіцієнт запасу $k_3 > 1,1$. В такому разі перевага надається варіанту, при якому $k_3 > 1,1$.

Необхідна кількість АПО визначається за формулою

$$N_y = \frac{F_p}{F_6}. \quad (4.49)$$

В результаті розрахунку системи охолодження визначаються наступні параметри:

- теплове навантаження Q , кВт;
- необхідна кількість апаратів повітряного охолодження N_y ;
- швидкість газу, що охолоджується w_2 , м/с;
- кінцева температура повітря t_6^k , °С;
- кінцева температура газу t_2^k , °С;
- коефіцієнт теплопередачі K_p , Вт/м²°С;
- коефіцієнт запасу поверхні теплопередачі k_3 .

4.2. Розрахунок необхідної кількості АПО

Виконаємо проектний розрахунок системи охолодження газу компресорної станції:

- температура газу на виході ГПА $t_2^h = 43,4$ °С;
- тиск на виході ГПА $P_h = 7,46$ МПа;
- витрата газу, що підлягає охолодженню $q = 31,53$ млн.м³/добу;
- перше наближення теплоємності газу $C_{pгн} = 2,5$ кДж/(кг·К).

Для охолодження газу вибираємо АПО типу 2АВГ-75С з наступними характеристиками:

- внутрішній діаметр труб $d_{вн} = 0,021$ м;
- зовнішній діаметр труб $d_n = 0,025$ м;
- поперечний крок труб $S_1^I = 0,058$ м;
- висота ребра $h_p = 0,014$ м;
- крок ребра $S_p = 0,003$ м;
- товщина ребра $\delta = 0,00085$ м;
- площа вільного перерізу перед секціями $f_2^I = 34,85$ м²;
- продуктивність вентилятора $V_6 = 410000$ м³/год;
- кількість ходів у апараті $x = 1$;
- площа перерізу одного ходу по газу $S_1 = 0,1869$ м²;
- поверхня нагрівання одного апарату $F_6 = 9930$ м²;
- коефіцієнт збільшення поверхні $\psi = 24$;
- термічний опір забруднення $r_{ззр} = 0$;

– кількість вентиляторів $m = 2$.

Маючи склад газу, за формулами (4.1)-(4.4) обчислюємо молекулярну масу, густину за нормальних умов, відносну густину за повітрям та густину за стандартних умов $M = 16,86$ кг/кмоль, $\rho_n = 0,753$ кг/м³; $\Delta = 0,582$; $\rho_{cm} = 0,582$ кг/м³.

За формулами (4.5) і (4.6) визначаємо псевдокритичні параметри природного газу

$$P_{нк} = 0,1773(26,831 - 0,676) = 4,64 \text{ МПа},$$

$$T_{нк} = 155,24(0,564 + 0,676) = 192,6 \text{ К}.$$

Використовуючи формули (4.7) і (4.8), знаходимо масову витрату газу через систему охолодження

$$Q_2 = \frac{31,53 \cdot 10^6 \cdot 0,753}{24 \cdot 3600} = 274,8 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$M_2 = 274,8 \cdot 0,582 = 159,9 \text{ кг/с}.$$

Визначаємо температуру газу на виході АПО за умовою (4.9)

$$t_2^k = 15 + 10 = 25 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Знаходимо кількість тепла, яка втрачається газом за формулою (4.10)

$$Q = 246,9 \cdot 2,5 \cdot (43,4 - 25) = 11356 \text{ кВт}.$$

За формулою (4.11) визначаємо орієнтовне значення необхідної площі теплопередачі

$$F_T = \frac{11356}{0,4} = 28390 \text{ м}^2.$$

Знаходимо перше наближення числа АПО за формулою (4.12)

$$N_1 = \frac{28390}{9930} = 2,9.$$

Приймаємо заокруглену кількість АПО $N_1 = 3$.

За формулою (4.14) знаходимо розрахункову теплоємність повітря

$$C_{pv} = 1004 + 0,07 \cdot 15 = 1005 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

Визначаємо температурний перепад по повітрю за формулою (4.13)

$$\Delta t_g = \frac{11356 \cdot (273 + 15) 3600}{1,206 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 410000 \cdot 293 \cdot 1,005} = 13,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

За формулою (4.15) знаходимо температуру повітря на виході АПО

$$t_g^k = 15 + 13,5 = 28,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Середнє значення температури повітря згідно з формулою (4.16)

$$t_g^{cp} = \frac{15 + 28,5}{2} = 21,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Визначаємо коефіцієнт теплопровідності і кінематичної в'язкості повітря за формулами (4.17), (4.18)

$$\lambda_g^{cp} = 2,32 \cdot 10^{-2} + 0,686 \cdot 10^{-4} 21,7 = 2,53 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м} \cdot \text{ }^\circ\text{C)},$$

$$\nu_g^{cp} = (14 + 0,09 \cdot 21,7) 10^{-6} = 16,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Визначаємо площу вузького перерізу за формулою (4.20)

$$f_2 = \left[1 - \frac{0,025}{0,058} \left(1 + 2 \frac{0,014 \cdot 0,00085}{0,003 \cdot 0,025} \right) \right] 34,85 = 15,06 \text{ м}^2.$$

Швидкість повітря у вузькому перерізі визначається за формулою (4.19)

$$w_e = \frac{410000(273 + 21,7)}{293 \cdot 3600 \cdot 15,06} = 7,61 \text{ м/с}.$$

Визначаємо середнє значення густини повітря за формулою (4.21)

$$\rho_e^{cp} = \frac{1,206}{293} (273 + 21,7) = 1,213 \text{ кг/м}^3 \text{ К}.$$

За формулою (4.22) обчислюється параметр Прандтля по повітрю

$$Pr_e = \frac{16,0 \cdot 10^{-6} \cdot 1,213 \cdot 1,005 \cdot 10^3}{2,53 \cdot 10^{-2}} = 0,769.$$

Коефіцієнт тепловіддачі повітря для шахматного розташування труб визначається за формулою (4.23)

$$\alpha_e = 0,251 \frac{2,53 \cdot 10^{-2}}{0,003^{0,35}} \left(\frac{0,025}{0,003} \right)^{-0,54} \left(\frac{0,014}{0,003} \right)^{-0,14} \times \\ \times \left(\frac{7,61}{16,0 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,65} 0,769^{0,35} = 55,7 \text{ Вт/(м}^2 \text{ °С)}.$$

За формулою (4.25) знаходимо середню температуру газу в АПО

$$t_2^{cp} = \frac{43,4 + 25}{2} = 34,2 \text{ °С}.$$

та її абсолютне значення $T_e^{cp} = 34,2 + 273 = 307,2 \text{ К}$.

Знаходимо уточнене значення теплоємності газу за формулою (4.26)

$$C_{pe} = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot 307,2 + \frac{1,96 \cdot 10^6 (7,46 - 0,1)}{(307,2)^3} = 2,76 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}.$$

За формулами (4.27) визначаємо зведені параметри газу

$$T_{ze} = \frac{307,2}{192,6} = 1,60; \quad P_{ze} = \frac{7,46}{4,64} = 1,61.$$

Обчислюємо середнє значення коефіцієнта стисливості газу за формулами (4.28) і (4.29)

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,6 + 0,78 \cdot 1,6^2 + 0,0107 \cdot 1,6^3 = 0,348, \\ z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,61}{0,348} = 0,889.$$

Коефіцієнт динамічної в'язкості газу визначається за формулою (4.30)

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + 0,676(1,1 - 0,25 \cdot 0,676)] \times \\ \times [0,037 + 1,6(1 - 0,104 \cdot 1,6)] \left[1 + \frac{1,61^2}{30(1,6 - 1)} \right] = 1,30 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Коефіцієнт теплопровідності газу знаходимо за формулою (4.31)

$$\lambda_2 = 3,08 \cdot 10^{-2} \left(\frac{307,2}{273} \right)^{1,33} = 3,60 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м} \cdot \text{°С)}.$$

За формулою (4.32) знаходимо густину газу

$$\rho_2 = \frac{7,46 \cdot 10^6 \cdot 0,561}{0,889 \cdot 307,25 \cdot 287} = 53,4 \text{ кг/м}^3.$$

Обчислюємо об'ємну витрату і швидкість газу в трубах при робочих умовах за формулами (4.33) і (4.34)

$$Q_2^I = \frac{246,9}{53,4} = 4,62 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$w_2 = \frac{4,62}{3 \cdot 0,1869} = 8,24 \text{ м/с}.$$

Визначаємо критерії Рейнольдса і Прандтля для газу за формулами (4.35) і (4.36)

$$Re = \frac{8,24 \cdot 0,021 \cdot 53,4}{1,3 \cdot 10^{-5}} = 710463,$$

$$Pr = \frac{1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 2,76 \cdot 10^3}{3,60 \cdot 10^{-2}} = 0,996.$$

Обчислюємо коефіцієнт тепловіддачі і повний коефіцієнт теплопередачі від газу до повітря за формулами (4.37) і (4.38)

$$\alpha_2 = \frac{0,023 \cdot 3,60 \cdot 10^{-2} \cdot 710463^{0,8} \cdot 0,996^{0,4}}{0,021} = 1891 \text{ Вт/(м}^2 \text{°C)},$$

$$K_p = \frac{1}{\frac{24}{1891} + \frac{1}{55,7}} = 32,6 \text{ Вт/(м}^2 \text{°C)}.$$

Обчислюємо температурні перепади в АПО за формулами (4.40) і (4.41)

$$\Delta t_{\sigma} = 43,4 - 28,5 = 14,9 \text{ °C};$$

$$\Delta t_m = 25 - 15 = 10 \text{ °C}.$$

Знаходимо середній температурний напір за формулою (4.39)

$$\theta_{cp} = \frac{14,9 - 10}{\ln \frac{14,9}{10}} = 12,3 \text{ °C}.$$

Визначаємо комплекси P і R за формулами (4.44) і (4.45)

$$P = \frac{28,5 - 15}{43,4 - 15} = 0,474,$$

$$R = \frac{43,4 - 25}{28,5 - 15} = 1,365.$$

Поправочні коефіцієнти для визначення температурного напору визначаємо за формулами (4.42) і (4.43)

$$\varepsilon_1 = 1 - 0,474 \cdot 1,365^2 (0,058 \cdot 1,365^{0,7} - 0,344 \cdot 0,474 \times \\ \times 1,365^{1,3} + 1,14 \cdot 0,474^2 \cdot 1,365) = 0,843.$$

Оскільки кількість ходів в апараті $x = 1$, то $\varepsilon_2 = \varepsilon_1$.

Уточнений середній температурний напір визначаємо за формулою (4.46)

$$\theta_{cpy} = 12,3 \cdot 0,843 = 10,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Розрахункова поверхня нагрівання згідно з формулою (4.47)

$$F_p = \frac{11356 \cdot 10^3}{10,4 \cdot 32,6} = 33588 \text{ м}^2.$$

Визначаємо коефіцієнт запасу поверхні теплопередачі за формулою (4.48)

$$k_3 = \frac{9930 \cdot 3}{33588} = 0,887.$$

Оскільки коефіцієнт запасу поверхні теплообміну менший за одиницю, збільшуємо на одиницю кількість апаратів $N_1 = 4$ і повторюємо розрахунки, починаючи з формули (4.12). В результаті одержуємо наступні проектні параметри роботи системи охолодження газу:

- теплове навантаження системи $Q = 11356$ кВт;
- кількість робочих АПО типу 2АВГ-75С $N_y = 4$;
- температура повітря на вході АПО $t_g^H = 15$ °С;
- температура повітря на виході АПО $t_g^K = 25$ °С;
- температура газу на вході в АПО $t_2^H = 43,4$ °С;
- температура газу на виході АПО $t_2^K = 25$ °С;
- повний коефіцієнт теплопередачі від газу до повітря $K_p = 29,4$ Вт/(м² °С);
- розрахована площа теплопередачі $F_p = 31259$ м²;
- коефіцієнт запасу площі поверхні теплопередачі $k_3 = 1,27$.

Добитися меншого коефіцієнта запасу неможливо. При зменшенні числа АПО на одиницю (при $N_1 = 3$) коефіцієнт запасу стає менший за одиницю, тобто площа поверхні теплопередачі стає недостатньою для охолодження газу.

5. 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 5.1.

Таблиця 5.1. - Асигнування на охорону праці в УМГ «Харківтрансгаз»

Показники	Роки			
	2017	2018	2019	
			Планово	Фактично
Кількість заходів з охорони праці	48	88	93	90
Асигнування на охорону праці, грн.	1207800	2759800	4567900	4889510

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

Відомості про виробничий травматизм та професійні захворювання в УМГ «Харківтрансгаз» наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. - Дані про травматизм та професійні захворювання в УМГ «Харківтрансгаз»

Показники	Роки				
	2015	2016	2017	2018	2019
Нещасні випадки	2	3	2	3	4
З смертельним наслідком	-	-	-	-	-
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 15.2 кількість нещасних випадків і професійних захворювань на підприємстві з кожним роком зростає.

Коефіцієнт частоти травматизму визначається за формулою

$$K_q = \frac{1000 \cdot T}{C}, \quad (5.1)$$

де T – кількість травмованих за звітний період;

C – середньоспискова чисельність працівників на даному підприємстві за звітний період.

Коефіцієнт важкості травматизму визначається за формулою

$$K_B = \frac{D}{T - T_0}, \quad (5.2)$$

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

T_0 – кількість летальних випадків за звітний період.

Коефіцієнт непрацездатності визначається за формулою

$$K_n = K_q \cdot K_B. \quad (5.3)$$

Приведемо приклад розрахунку коефіцієнтів для 2015 року.

Коефіцієнт частоти травматизму визначимо з формули (5.1)

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

Коефіцієнт важкості травматизму обчислюємо за формулою (5.2)

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

Обчислюємо коефіцієнт непрацездатності за формулою (5.3)

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

Коефіцієнти травматизму для інших років визначаються аналогічно і приводяться в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 - Коефіцієнти травматизму

Коефіцієнти травматизму	Роки				
	2015	2016	2017	2018	2019
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 5.3, можна зробити висновок, що ситуація з охороною праці не покращується. Зростають кількість нещасних випадків і кількість днів непрацездатності.

5.1 Аналіз потенційних небезпек та шкідливості виробничого середовища

Основні потенційно небезпечні виробничі фактори, що мають місце при ерекачуванні газу на ДКС «Пролетарське» наведені в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 - 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: $I = 16 \text{ A}$, $U = 380 \text{ В}$ (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 5.5 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 10.5 - 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	300	50	Різко виражений атрофічний	Свіже повітря,

газ		ОБРД	ринофарингит; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт.	20-30 крапель валеріани.
Пропан	300	65 ОБРД	Різко виражений атрофічний ринофарингит; ларингит; 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 ринофарингит; ларингит;	Свіже повітря,
			захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання центральної нервової системи	міцний солодкий чай, молоко
Масло турбінне	2	0,23	Різко виражений атрофічний ринофарингит; ларингит; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт; бронхіальна астма; органічне захворювання	Свіже повітря, тепло, чай, кава,
Масло МС-20	5	0,05	Наркотичний вплив	Промивання шлунка
Бензин	100	5	Різко виражений атрофічний ринофарингит; ларингит; захворювання серцево-судинної системи; хронічний бронхіт;	Промивання шлунка, дезінфекція
Дизпаливо	100	3	Різко виражений атрофічний ринофарингит; ларингит; 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 спричинюють 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

5.2 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 5.6.

Таблиця 5.6. – Характеристика санітарно-побутових приміщень на ДКС

Назва приміщення	Назва санітарно-побутових приміщень	Норма площі, м ² на 1 людину (або кількість лю-дей 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

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 , °С ; 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 °С, 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.

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 5.7.

Таблиця 5.7. – 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 5.8.

Таблиця 5.8 – Характеристика штучної вентиляції

Приміщення	Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність повітряного обміну, 1/год
Блок двигуна	припливно-витяжна	Щілини ежекторного перехідника,	6-7

		Ц4 – 70	
Блок нагнітача	припливно-витяжна та аварійна	Ц4 – 70	15-20
Блок автоматики	витяжна та аварійна	Шибєрні вентиляційні заслінки	5-6
Маслоблок	витяжна та аварійна	Ц3 – 04	3,5
ГЩУ	Припливна	-	3
Апаратна КВПіА	Припливна	-	3
Майстерня	припливно-витяжна	Витяжна шафа	3

Характеристика освітленості ДКС «Пролетарське» представлена у таблиці 5.9.

Таблиця 5.9. - Характеристика освітленості ДКС «Пролетарське»

Назва робочого місця	Тип сві- тильника	Освітленість, Лк			
		Нормо- вана	Комбі- нована	Ава- рійна	Еваку- аційна
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
ГЩУ	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 $K_z=1,5$, 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 освітлити, становить $A_{oc}=29$ га= 290000 м².

Кількість прожекторів для освітлення даної території визначають за формулою

$$n = \frac{E_n \cdot K_z \cdot A_{oc}}{\Phi_l \cdot \eta \cdot u \cdot z}, \quad (10.4)$$

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

Приймаємо кількість прожекторів $n=555$.

Загальна потужність прожекторів визначається за формулою

$$P = P_n \cdot n,$$

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

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 5.10.

Таблиця 5.10. – Засоби індивідуального захисту

Шкідливий виробничий фактор	Призначення ЗІЗ	Характеристика ЗІЗ	Професія робітника
Шум	Захист органів слуху	Протишумні вкладиші „Беруші”, навушники ВЦНІИОН ТУ-6-16-2402-80	Машиніст Слюсар РТО Змінний інженер
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 тіла від переохолодження і обмороження	Захист частин тіла від переохолодження і обмороження	Куртка ватна, штани ватні, валянки	Лінійний обхідник, оператор ГРС, електрогазо- зварник

5.3 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 5.11.

Таблиця 5.11. – 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	Звукоізолючі стіни відсіків двигуна та нагнітача	Компресорний цех
Загазованість	Вентиляція	Витяжна вентиляція, природна	Компресорний цех
Вібрація	Віброізолючі 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 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. 5.1) 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.

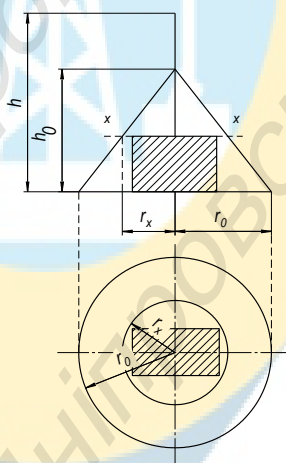


Рис. 5.1. – Блискавковідвід

Одиначні 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 будуємо дві проекції блок-боксу. Блискавковідвід встановлюється на віддалі 4,5 м від блок-боксу. Отримане значення $h_0=19,5$ м. Висота блискавковідводу становить

$$h = \frac{h_0}{0,85}, \quad (10.5)$$

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

Значення r_0 становить

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (10.6)$$

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

Значення r_x для відповідної висоти будівлі h_x становить

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

5.4 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 5.12.

Таблиця 5.12. – Пожежонебезпечні властивості речовин і матеріалів, які застосовуються

Назва речовин	Температура, °С		Межа спалахування, %		Засоби пожегасіння
	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

Класифікація виробничих приміщень по вибухо- та пожежонебезпеці і експлуатації обладнання приведені у таблиці 5.13.

Таблиця 5.13. - Класифікація виробничих приміщень за вибухобезпекою та пожежонебезпекою і електробезпекою

Назва приміщення	Категорія виробництва і приміщення за вибухобезпекою та пожежонебезпекою	Характеристика приміщення за пожежонебезпекою	Категорія вибухонебезпечної суміші	Клас приміщення по пожежонебезпеці	Група вибухонебезпечної суміші
Блок двигуна	A	B-1A	Па	2 клас	T1
Блок нагнітача	A	B-1A	Па	2 клас	T1
Маслоблок	B	B-1Б	Па	2 клас	T3
Установка очистки	A	B1-A	Па	2 клас	T4
Мехмайстер-ня	Д	П-2А	Па	2 клас	T3
Операторна	A	B-1A	Па	2 клас	T3

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 5.14.

Таблиця 5.14. – 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, відро 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	-	-	-	-	-	-

5.5 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 5.15.

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.

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.

Таблиця 5.15. - Характеристика водопостачання та водовідведення

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

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 5.16 приведені основні джерела забруднення навколишнього середовища.

Таблиця 5.16 – 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
Пиловлловлювач	Природний газ, абразивний пил	0,04	10	0,05	0,78	0,002
Абсорбер	ДЕГ	1,5	5	0,05	0,78	0,063

6. РОЗРАХУНОК СОБІВАРТОСТІ КОМПРИМУВАННЯ ГАЗУ НА ДКС «ПРОЛЕТАРСЬКЕ»

Дотискуюча компресорна станція Пролетарського ВУПЗГ призначена для компримування та закачування природного газу у горизонт М-7.

Собівартість компримування газу залежить від діаметру трубопроводу, робочих тисків, віддалі транспортування, використовуваного обладнання, фізико-хімічних властивостей транспортованого газу, природних і кліматичних умов, рівня завантаженості трубопроводів та обладнання.

З метою обліку, аналізу та планування затрат, останні прийнято класифікувати за відповідними ознаками. Розглянемо більш детально загальноприйняті способи класифікації затрат на виробництво і реалізацію продукції (робіт, послуг).

За характером зв'язку з обсягами транспортування і зберігання всі витрати поділяють на:

- умовно-змінні, які змінюються пропорційно до зміни обсягів транспортування і (паливо і енергія для технологічних потреб, технологічно-неминучі втрати продуктів при їх транспортуванні і зберіганні);
- умовно-постійні - не залежать від обсягів транспортування і зберігання газу (затрати на утримання будівель і споруд, заробітна плата, амортизаційні відрахування, адміністративно-управлінські видатки, затрати на охорону виробничих об'єктів і т.д.).

До найбільш поширених способів класифікації затрат відносять їх групування за такими ознаками:

- за місцем виникнення затрат;
- за видами продукції (робіт, послуг);
- за напрямками витрат;
- за видами витрат.

Групування затрат за напрямками їх використання дозволяє встановити співвідношення між витратами, які безпосередньо пов'язані з процесами транспортування і витратами по обслуговуванню і управлінню трубопровідним транспортом. Це важливо для аналізу і контролю за правильним і економним використанням коштів на утримання апарату управління.

Групування за видами витрат включає в себе класифікацію:

- за економічними елементами;
- за калькуляційними статтями витрат.

В даний час у трубопровідному транспорті використовується наступна класифікація затрат за економічними елементами:

- заробітна плата (основна і додаткова);
- відрахування на соціальні потреби;
- електроенергія (покупна);
- продукт на власні потреби;
- матеріали, пара, вода, реагенти;

- втрати продукту;
- амортизація основних фондів;
- інші витрати.

В кожну з перелічених груп входять первинні затрати, однорідні за своїм економічним змістом незалежно від того, де вони виникли і для яких цілей. Структура собівартості роботи трубопровідного транспорту за економічними елементами не залишається постійною. Вона змінюється під впливом різноманітних факторів (технічний прогрес, вдосконалення технології і організації транспортування і т.д.). В цілому для трубопровідного транспорту характерним є велика доля матеріальних затрат і в першу чергу амортизації основних фондів, електроенергії на перекачку нафти і нафтопродуктів та газу на власні потреби і незначна доля затрат на оплату праці.

Групування затрат за економічними елементами, як правило не дає уявлення про напрями, призначення і місце виникнення затрат. Такий спосіб групування не дозволяє визначити собівартість одиниці продукції (робіт, послуг). Тому важливого значення набуває інший спосіб групування затрат - за калькуляційними статтями.

Групування за статтями витрат дає можливість визначити собівартість окремих видів продукції (робіт, послуг), а також встановити під впливом яких факторів сформувався існуючий рівень собівартості, в яких напрямках потрібно вести роботу по вишукуванню резервів її зниження.

З метою калькуляції (тобто розрахунку собівартості одиниці роботи трубопровідного транспорту), а також вияву природи затрат та шляхів їх зниження, всі затрати за способом їх віднесення на собівартість роботи поділяють на прямі і посередні.

Прямі затрати - безпосередньо пов'язані з транспортуванням і можуть бути безпосередньо віднесені на собівартість транспортування газу.

Посередні витрати - це витрати на утримання і експлуатацію обладнання допоміжних виробництв, загальногосподарські витрати і т.п., які включаються у собівартість транспортування не прямо, а за допомогою спеціальних розрахунків.

Організаційна структура управління виробництвом – це сукупність різноманітних взаємозв'язаних управляючих органів, які забезпечують здійснення мети і функцій управління. Організаційна структура управління в першу чергу залежить від структури підприємства.

Вихідні дані наведені в таблиці 6.1.

Виконуємо розрахунок собівартості компримування 1000 м³ газу.

Собівартість перекачування 1000 м³ газу розраховується за формулою:

$$C/B = \frac{\sum B}{Q_{\text{тов.}}} , (6.1)$$

де $\sum B$ – річна сума експлуатаційних витрат, грн;

$Q_{\text{тов.}}$ - товарний об'єм газу, що поступає на нагнітання, тис.м³.

Таблиця 6.1 – Вихідні дані.

Годинна продуктивність газоперекачуючого агрегату, тис.м ³ /год	437,5
Норма технологічних втрат від стравлювання газу,%	0,3
Норма втрат мастила, кг/год	0,3
Тариф за 1 кВт·год електроенергії, грн	0,824
Тарифні ставки, грн/год:	
- III розряд	8,74
- IV розряд	9,74
- V розряд	11,2
- VI розряд	13
Проценти преміальних доплат, %	
- вахтовий	30
- невахтовий	25
Загальний процент нарахувань на заробітну плату, %	37
Норма відрахувань у ремонтний фонд від амортизації, %	40
Норма інших витрат, %	35
Ціна за 1000 м ³ газу, грн.	1840
Ціна за 1т мастила, грн.	11650
Кількість працюючих ГПА, шт	2
Коефіцієнт експлуатації	0,87

6.1 Визначення товарного об'єму газу

$$Q_{\text{тов.}} = Q_{\text{річ.}} - Q_{\text{вл.}} - Q_{\text{т.вт.}}, \quad (6.2)$$

де $Q_{\text{річ.}}$ – річний об'єм газу, що поступає на перекачування, тис. м³;

$Q_{\text{вл.}}$ – витрати газу на власні потреби, тис. м³;

$Q_{\text{т.вт.}}$ – об'єм технологічних втрат газу, тис м³.

6.1.1 Визначення річного об'єму газу, що поступає на нагнітання

$$Q_{\text{річ}} = q_{\text{год.}} \times T_{\text{кал.}} \times 24 \times n \times R_{\text{експ.}}, \quad (6.3)$$

де $q_{\text{год}}$ – годинна продуктивність нагнітального агрегату, тис. м³;

$T_{\text{кал}}$ – календарний фонд часу, доби (в нашому випадку 130 днів);

24 – тривалість доби, год;

n – кількість нагнітальних агрегатів.

На компресорній станції згідно технологічного проекту встановлено 3 нагнітачі. З них 2 працюючі і 1 резервний. Річний об'єм товарного газу, що подається на нагнітання, складає:

$$Q_{\text{річ}} = 437,5 \times 130 \times 24 \times 2 \times 0,87 = 2375100 \text{ тис. м}^3.$$

6.1.2. Визначення річного об'єму газу на власні потреби

Річний об'єм газу на власні потреби – це сума об'ємів паливного, пускового, на прокручування агрегатів, продовольчого, та зупинки агрегатів.

$$Q_{\text{вл.пот.}} = Q_{\text{пал.}} + Q_{\text{пуск.}} + Q_{\text{прокр.}} + Q_{\text{прод.}} + Q_{\text{зуп.}} \quad (69.4)$$

В компресорному цеху газ використовується на забезпечення роботи агрегатів, в тому числі:

- як паливний газ в об'ємі 0,54 тис. м³/год. на рік, тобто

$$Q_{\text{пал.}} = 0,54 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 2 \cdot 0,87 = 8,3 \text{ тис. м}^3;$$

- на пуск ГПА в об'ємі 1800 м³, тобто

$$Q_{\text{пуск.}} = 1800 \cdot 40 \cdot 2 = 144 \text{ тис. м}^3;$$

(приблизно за рік ГПА запускають 40 раз)

- на прокрутку ГПА в об'ємі 1300 м³,

140 – кількість прокруток за рік;

- на продувку нагнітача в об'ємі 40 м³, тобто

$$Q_{\text{прод.}} = 40 \cdot 40 \cdot 2 = 1,6 \text{ тис. м}^3$$

- на зупинку ГПА в об'ємі 591 м³, тобто

$$Q_{\text{зуп.}} = 591 \cdot 40 \cdot 2 = 47,28 \text{ тис. м}^3$$

Всього за рік на КС на власні потреби використовують газу:

$$Q_{\text{вл.пот.}} = 8,3 + 144 + 2366 + 1,6 + 47,28 = 2567,18 \text{ тис. м}^3$$

6.1.3. Визначення технологічних витрат газу

$$Q_{\text{т.вт.}} = \frac{Q_{\text{річ.}} \cdot H_{\text{т.вт.}}}{100}, \quad (6.5)$$

де $H_{\text{т.вт.}}$ - прийнятий в розрахунках процент технологічних втрат;

$$Q_{\text{т.вт.}} = \frac{2375100 \cdot 0,23}{100} = 5462,73 \text{ тис. м}^3$$

Товарний об'єм газу становить:

$$Q_{\text{тов.}} = 2375100 - 2567,8 - 5462,73 = 2367069,47 \text{ тис. м}^3$$

6.2 Визначення суми експлуатаційних витрат по ДКС при нагнітанні газу

Експлуатаційні витрати газу по КС складають:

- Витрати на матеріали, в тому числі на воду;
- Витрати на електроенергію;
- Витрати по заробітній платі виробничих робітників;
- Нарахування на заробітну плату;
- Сума амортизаційних відрахувань;
- Сума відрахувань у ремонтний фонд;
- Накладні витрати;

- Інші витрати, в тому числі на техніку безпеки;
- Збитки від технологічних витрат газу.

6.2.1 Визначення витрат на матеріали

При нагнітанні газу на КС використовують тільки масло.

Витрати на масло складають:

$$V_{\text{мат.}} = P_{\text{мат.}} \times \text{Ц}, \quad (6.6)$$

де $P_{\text{мат}}$ – потреба у мастилі, Т;

Ц – ціна за 1 т мастила із врахуванням транспортних витрат, грн.

$$P_{\text{мат}} = N_{\text{вт}} \times 366 \times 24 \times n \times K_{\text{екс}}, \quad (6.7)$$

де $N_{\text{вт}}$ – норма витрат, прийнята в розрахунку у розмірі 0,3 кг на год;

n – кількість нагнітачів.

$$P_{\text{мат}} = 0,3 \times 366 \times 24 \times 2 \times 0,87 = 4,3 \text{ т}$$

$$V_{\text{мат.}} = 4,3 \times 11650 = 50095 \text{ грн.}$$

6.2.2 Визначення витрат на електроенергію

Витрати на покупку електроенергії визначаються за формулою

$$V_{\text{ел.}} = W \times \text{Ц}, \quad (6.8)$$

де W – кількість спожитої електроенергії, кВт;

Ц – тариф за 1 кВт\год електроенергії за рік всіма групами електроспоживачів визначається:

$$W = \frac{\sum P \times t_{\text{кал}} \times k_z \times k_{\text{од}}}{\eta \times k_{\text{ет}}} \quad (6.9)$$

де ΣP – сумарна потужність електродвигунів, кВт/год;

$k_{\text{кал}}$ – тривалість розрахункового періоду (365×24), год;

k_z – коефіцієнт завантаження електродвигунів по часу;

$k_{\text{од}}$ – коефіцієнт одночасної роботи електродвигунів;

η – коефіцієнт корисної дії, приймається у розрахунках 0,85;

$k_{\text{вт}}$ – коефіцієнт, який враховує втрати електроенергії в електромережі.

Таблиця 6.2. – Витрати електроенергії.

№ п/п	Назва групи споживачів	Кількість одиниць	Потужність, кВт	Сума кВт
1	Вентилятор охолодження масла нагнітача	4	3,0	12
2	Вентилятор повітреочисного пристрою	1	14	14
3	Насос змазки ущільнення	1	17	17
4	Насос змазки	1	4	4
5	ТЕНи нагнітача і двигуна	2	15	30
6	Витяжний вентилятор	1	0,25	0,25
Всього			$\Sigma P = 77,25 \text{ кВт} \cdot \text{год}$	

$$W = \frac{77,25 \times 36 \times 24 \times 0,7 \times 0,8}{0,85 \times 0,98} = 454931,1 \text{ кВт}$$

$$V_{\text{ел.}} = 454931,1 \times 0,824 = 374863,23 \text{ грн.}$$

6.2.3 Визначення витрат на заробітну плату виробничих робітників

Витрати на заробітну плату виробничих робітників, що обслуговують КС, визначають за формулою:

$$\Phi_{\text{з/п}} = \text{З/П}_{\text{осн.}} + \text{З/П}_{\text{дод.}}, \quad (6.10)$$

де $\text{З/П}_{\text{осн.}}$ – основна заробітна плата, грн;

$\text{З/П}_{\text{дод.}}$ – додаткова заробітна плата, грн;

Основна заробітна плата включає:

а.) для робітників, які працюють за безперервним режимом роботи (вахтові):

$$\text{З/П}_{\text{осн.}} = \text{З/П}_{\text{тар.}} + \text{П}_p + \text{З/П}_{\text{св.д.}} + \text{З/П}_{\text{н.ч.}} \quad (6.11)$$

б.) для робітників, які працюють за переривним режимом роботи (невахтові):

$$\text{З/П}_{\text{осн.}} = \text{З/П}_{\text{тар.}} + \text{П}_p, \quad (6.12)$$

де $\text{З/П}_{\text{тар.}}$ – заробітна плата по тарифу, грн;

П_p – сума преміальних доплат, грн;

$\text{З/П}_{\text{св.д.}}$ – доплата за роботу у святкові дні, грн;

$\text{З/П}_{\text{н.ч.}}$ – доплата по тарифу при погодинній формі оплати праці визначається за формулою:

$$\text{З/П} = T_{\text{ст.сер.}} \times \Phi_{\text{эф.р.}} \times n_{\text{роб.}}, \quad (6.13)$$

де $T_{\text{ст.сер.}}$ – тарифна ставка середнього розряду;

$\Phi_{\text{эф.р.}}$ – ефективний фонд робочого часу (грн/год);

$n_{\text{роб.}}$ – чисельність робітників.

Для визначення тарифної ставки середнього розряду необхідно визначити середній розряд робітників.

Газоперекачуючі агрегати на ДКС обслуговує бригада в складі 6 чоловік слідує спеціальностей та кваліфікацій.

Таблиця 6.3 - Професійний та кваліфікаційний склад бригади.

№п/п	Назва професії	Режим роботи	Розряд	Число вахт	К-сть в зміну, чол	Всього, чол.
1	Оператор	В	V	4	1	1
3	Машиніст	Н/В	VI	1	2	1
5	Машиніст	В	IV	4	1	1
6	Машиніст	В	III	4	1	1
7	Слюсар-ремонтник	Н/В	V	1	2	1
8	Слюсар КВП і А	Н/В	VI	1	2	1
Всього						6 чол.

$$r_{\text{сер.}} = \frac{\eta_I \times n_I + \eta_{II} \times n + \eta_{III} \times n + \eta_{IV} \times n + \eta_V \times n + \eta_{VI} \times n}{\sum n}, \quad (6.14)$$

де η_I – розряд робітників, відповідно I...VI;

n_I – чисельність робітників, які працюють по даному розряду.

а.) вахтовий:

$$r_{\text{сер.}} = \frac{5 \times 1 + 4 \times 1 + 3 \times 1}{3} = 4$$

б.) невахтовий:

$$r_{\text{сер.}} = \frac{6 \times 1 + 5 \times 1 + 6 \times 1}{3} = 5,67$$

Визначення тарифної ставки середнього розряду

$$T_{\text{ст.г.сер.}} = T_{\text{ст.г.п}} + (T_{\text{ст.г.п}} - T_{\text{ст.г.п}}) \times (r_{\text{сер.}} - r_{\text{п}}), \quad (6.15)$$

де $r_{\text{п}}$ – повний розряд у визначеному середньому;

$r_{\text{п+1}}$ – наступний повний розряд за визначенням середнім;

$T_{\text{ст.}}$ – тарифна ставка середнього розряду, грн/год.

$$\text{а.) } T_{\text{ст.г.сер.}} = T_{\text{ст.г.IV}} + (T_{\text{ст.г.V}} - T_{\text{ст.г.IV}}) \times 0,4 = 9,74 + (11,2 - 9,74) \times 0,4 = 10,324 \text{ грн/год}$$

$$\text{б.) } T_{\text{ст.г.сер.}} = T_{\text{ст.г.IV}} + (T_{\text{ст.г.V}} - T_{\text{ст.г.IV}}) \times 0,6 = 9,74 + (11,2 - 9,74) \times 0,6 = 10,616 \text{ грн/год}$$

Для визначення ефективного фонду робочого часу необхідно скласти баланс робочого часу для одного робітника за відповідний календарний період.

Таблиця 6.4. - Баланс робочого часу одного виробничого робітника

№ п/п	Витрата часу	Вахтовий	Не вахтовий
1	Календарний час	366	366
2	Не робочий час: а.) вихідні б.) святкові	94 (10)	105 10
3	Номінальний час	272	251
4	Невикористаний час: а.) чергова відпустка б.) навчальна відпустка в.) дні хвороби г.) дні виконання державних обов'язків	24 2 4 -	24 4 4 2
5	Ефективний фонд робочого часу в днях	242	217
6	Тривалість робочої зміни (год)	8	8
7	Ефективний фонд робочого часу в годинах	1936	1736

Примітка. Кількість вихідних для вахтових робітників визначається згідно графіка змінності, а святкові дні – не враховуються.

Заробітна плата по тарифу складає:

а.) вахтовий

$$З/П_{\text{тар}} = 10,324 \times 1936 \times 3 = 59961,8 \text{ грн.}$$

б.) не вахтовий

$$З/П_{\text{тар}} = 10,616 \times 1736 \times 3 = 55288,1 \text{ грн.}$$

Преміальні доплати визначаються за формулою:

$$П_{\text{р}} = \frac{З / П_{\text{тар}} \times \%_{\text{пр.}}}{100}, \quad (69.16)$$

де $\%_{\text{пр.}}$ – процент преміальних доплат.

а.) вахтовий:

$$П_p = \frac{59961,8 \times 30}{100} = 17988,5 \text{ грн.}$$

б.) не вахтовий:

$$П_p = \frac{55288,1 \times 25}{100} = 13822,1 \text{ грн.}$$

Визначення суми доплат за роботу в святкові дні за формулою:

$$З/П_{\text{св.д.}} = \frac{З / П_{\text{мар.}} \times n_{\text{св.}}}{\Phi_{\text{эф.р}}}, \quad (6.17)$$

де $n_{\text{св.}}$ - кількість святкових днів згідно балансу робочого часу;

$\Phi_{\text{эф.р}}$ - ефективний фонд робочого часу згідно балансу робочого часу в днях.

$$З/П_{\text{св.д.}} = \frac{59961,8 \times 12}{242} = 2973,3 \text{ грн.}$$

Визначення доплат за роботу в нічний час:

$$З/П_{\text{н.ч.}} = \frac{1}{3} \times \frac{75}{100} \times З / П_{\text{мар.}}, \quad (6.18)$$

де $\frac{1}{3}$ - загальна кількість нічних годин у ефективному фонді робочого часу;

$\frac{75}{100}$ - це 75% надбавки за роботу в нічний час.

а.) вахтовий:

$$З/П_{\text{н.ч.}} = \frac{1}{3} \times \frac{75}{100} \times 59961,8 = 14990,5 \text{ грн.}$$

Заробітна плата основна:

а.) вахтовий:

$$З/П_{\text{осн.}} = 59961,8 + 17988,5 = 77950,3 \text{ грн.}$$

б.) не вахтовий:

$$З/П_{\text{осн.}} = 55288,1 + 13822,1 = 69110,2 \text{ грн.}$$

Визначення додаткової заробітної плати:

$$З/П_{\text{дод.}} = \frac{З / П_{\text{мар.}} \times n_{\text{нв.}}}{\Phi_{\text{эф.р(дні)}}}, \quad (6.19)$$

де $n_{\text{нв.}}$ – це невикористаний час згідно балансу робочого часу (в днях).

а.) вахтовий:

$$З/П_{\text{дод.}} = \frac{59961,8 \times 24}{242} = 5946,6 \text{ грн.}$$

б.) не вахтовий:

$$З/П_{\text{дод.}} = \frac{55288,1 \times 29}{217} = 7388,7 \text{ грн.}$$

Загальна заробітна плата:

а.) вахтовий:

$$З/П_{\text{заг.}} = 77950,3 + 5946,6 = 83896,9 \text{ грн.}$$

б.) не вахтовий:

$$З/П_{\text{заг}} = 69110,2 + 7388,7 = 76498,9 \text{ грн.}$$

Фонд заробітної плати:

$$\Phi_{\text{з/п}} = З/П_{\text{заг(a)}} + З/П_{\text{заг(б)}} \quad (6.20)$$

$$\Phi_{\text{з/п}} = 83896,9 + 76498,9 = 160395,8 \text{ грн.}$$

6.2.4 Визначення суми нарахувань на заробітну плату

Згідно рішення Кабінету Міністрів України підприємства здійснюють наступні нарахування на заробітну плату:

- на обов'язкове страхування – 4%;
- у фонд на випадок безробіття – 1,5%;
- у пенсійний фонд – 32%.

$$\Sigma B_{\text{нар.}} = \frac{\Phi_{\text{з/п}} \times H_{\text{нар.}}}{100}, \quad (6.21)$$

де $H_{\text{нар.}}$ – загальний процент начислення на заробітну плату по всім видам нарахувань.

$$\Sigma B_{\text{нар.}} = \frac{160395,8 \times 37}{100} = 59346,5 \text{ грн.}$$

6.2.5. Визначення суми амортизаційних відрахувань

Річна сума амортизаційних відрахувань визначається за формулою:

$$A_p = \frac{B_{\text{п.п.}} \cdot H_a}{100}, \quad (6.22)$$

де $B_{\text{п.п.}}$ – першопочаткова (балансова) вартість основних фондів, грн;

H_a – норма амортизації відповідної групи, %.

Розрахунок по визначенню суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю.

Таблиця 6.5. - Амортизація основних фондів.

№п/п	Назва основних фондів	Першопочаткова(балансова) вартість, грн	Група амортизації	Норма амортизації, %	Сума, грн
1	Будівлі	1529072	III	5	76453,6
2	Споруди	1584902	III	5	79245,1
3	Передаючі пристрої	120508	III	5	6025,4
4	Робочі машини і обладнання	1441620	II	15	216243
5	Транспортні засоби	3049674	II	15	457457,1
6	Інструмент	11200	I	25	2800
Всього відрахувань					$\Sigma A_p = 838218,2$

6.2.6. Визначення суми відрахувань у ремонтний фонд

Сума відрахувань у ремонтний фонд визначається за формулою:

$$\Sigma B_{\text{нар.}} = \frac{\sum A_p \times H_{p.\text{ф.}}}{100}, \quad (6.23)$$

де $H_{p.\text{ф.}}$ - норма відрахувань у ремонтний фонд.

$$\Sigma B_{\text{нар.}} = \frac{838218,2 \times 40}{100} = 335287,3 \text{ грн.}$$

Визначення суми накладних витрат.

В цю статтю включені витрати, що пов'язані із організацією та управлінням в тому числі на заробітну плату інженерно-технічним працівникам та службовцям, електроенергію, воду та побутові потреби, опалення, тощо, визначається за формулою:

$$B_{\text{нак.}} = \frac{\Phi_{z/n} \times \%_{\text{н.в.}}}{100}, \quad (6.24)$$

де $\%_{\text{н.в.}}$ – норма накладних витрат (%);

$$B_{\text{нак.}} = \frac{80198,1 \times 63}{100} = 50524,8 \text{ (грн),}$$

6.2.7. Визначення інших витрат.

Сума інших витрат включає всі інші поза виробничі витрати, в тому числі на техніку безпеки, підготовку кадрів, оплату відряджень, тощо.

$$B_{\text{інші}} = \frac{\Phi_{z/n} \times \%_{\text{інші}}}{100}, \quad (6.25)$$

де $\%_{\text{інші}}$ – норма відрахувань на інші витрати.

$$B_{\text{інші}} = \frac{80198,1 \times 35}{100} = 28279,34 \text{ грн.}$$

9.2.8. Визначення збитків від технологічних втрат газу

$$B_{\text{зб.}} = Q_{t.\text{вт}} \times C_{1000 \text{ м}^3}, \quad (6.26)$$

де $C_{1000 \text{ м}^3}$ – ціна 1000 м^3 газу, грн.

$$B_{\text{зб.}} = 5462,73 \times 1840 = 10051423,2$$

6.2.9. Визначення загальної суми експлуатації витрат по КС при перекачуванні газу

Таблиця 6.6. - Кошторис експлуатаційних витрат.

№ п/п	Назва витрат	Сума
1	Витрати на матеріали	50095
2	Витрати на електроенергію	374863,23
3	Витрати по заробітній платі виробничих працівників	160395,8
4	Нарахування на заробітну плату	59346,5
5	Амортизаційні відрахування	838218,2
6	Відрахування у ремонтний фонд	50524,8
8	Інші витрати	28279,34
9	Збитки від технологічних втрат газу	10051423,2
Всього витрат		ΣВ=10051423,2

6.3 Визначення собівартості реалізації 1000м³ газу на

$$C/B = \frac{\Sigma v}{Q_{\text{тов.}}} , (6.27)$$

$$C/B = \frac{10051423,2}{2367069,47} = 4,906 \text{ грн/ тис.м}^3$$

ВИСНОВОК

В кваліфікаційній роботі на основі аналізу фактичних режимів роботи ДКС Пролетарське виконано аналіз роботи КС. Наведено характеристику виробничого управління підземного зберігання газу Пролетарське. Розраховані фізичні властивості газу заданого складу, проведено розрахунок експлуатаційних параметрів ГПА Ц-6,3 та його наявної потужності. Виконано також розрахунок апаратів повітряного охолодження газу. Розроблені питання охорони праці, проведений розрахунок штучного освітлення на території ДКС. Описано які заходи реалізуються для забезпечення безпечних умов праці і техніки безпеки при експлуатації електрообладнання компресорної станції. Виконано планування собівартості компримування газу на дотискуючій компресорній станції «Пролетарське».

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. Часть I. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. –М.: Мингазпром, 1985.– 95с.
2. Магистральные газопроводы / Госстрой СССР: СНиП 2.05.06-85. –М.: ЦИТЛ Гостстроя СССР, 1985.– 52с.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / [Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарьина, А.С. Рябченко]. –М.: Недра, 1992. –207 с.
7. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки: Учебник для вузов / Поршаков Б.П.–М.: Недра, 1992. –216 с.
8. Ревзин Б.С. Газотурбинные установки с нагнетателем для транспорта газа / Ревзин Б.С., Ларионов И.Д. –М.: Недра, 1991. –303 с.
9. Седых З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом /Седых З.С. –М.: Недра, 1990.–205 с.
10. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів : СОУ 60.3-30019801-050:2008 . – [Чинні від 2008-01-18]. – К.: Укртрансгаз, 2008. – 197 с.
11. Закон України “Про охорону праці”. Київ, 1999.
12. Сборник задач по охране труда в нефтяной и газовой промышленности (в 2-х частях) /А.В.Фомочкин, А.П.Проскуров, Н.М.Чемакин идр. М.: МИНГ, 1989, 108 с.
13. Техника безопасности в газовом хозяйстве металлургических заводов. Вернигор П.И. М., “Металлургия”, 1975, с. 248.
14. Мурзаков В.В. Горючие газы и их свойства. Л., “Недра”, 1978, 152 с.
15. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник. – Львів: Афіша - 2005. – 320 с.
16. Жидецький В.Ц., Джигрей В.С. Практикум з охорони праці. Навчальний посібник - Львів: Афіша - 2000. – 352 с.
17. Пожарная безопасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности. Справочник. / Под ред. И.В. Рябова. Москва.: Химия. – 1970.

18. Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу. Київ ДК «Укртрансгаз» 2009. О.Болокан, Р.Вечерік, Ю.Герасименко, А. Паршин, В.Разгадов.
19. Довідник з експлуатації газонафтового комплексу. Київ «Росток» 1998 М.А.Григіль.
20. «Технологічний проект циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ (гор. М-7)», заключний. Звіт по НДР, УкрНДІгаз – Харків, 2002р. – 214с.
21. «Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу». СТП 320.30019801.091-2003, ДК «Укртрансгаз» – Київ, 2003р. – 126с.
22. «Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих Пластах», СТК 320.20077720.009-99, НАК «Нафтогаз України» – Київ, 1999р. - 15с.
23. «Регламент робіт з контролю за експлуатацією та герметичністю Пролетарського ПСГ (горизонт М-7)», Пролетарське ВУПЗГ – 2006р. - 24с.
24. «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	НГІБ.ОПП.21.13.ПЗ	Пояснювальна записка	70	
5					
6		Microsoft PowerPoint	Демонстраційний матеріали	12	
7					
8			Технологічна схема ВУПЗГ		
9			Технологічна схема ДКС		
10			Геологічний розріз ВУПЗГ		
			Поперечний розріз компресорного цеху		
			Масляний пиловловлювач		
			Розріз нагнітача		
			Розріз прохідного крана		
			План блок-бокса ГПА		
			Схема АПО		