

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології  
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ  
с.ЄРКИ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**

**МОРОЗ МАРІЯ СТАНІСЛАВІВНА**

Київ 2023 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

**Факультет інженерних систем і екології  
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ К.М. Предун

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

**РЕКОНСТРУКЦІЯ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ  
с.ЄРКИ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ**

Виконала студентка групи ТВ-22м

Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія

Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція

Мороз Марія Станіславівна

Керівник Ваколук А.С.,

к.е.н., доцент

Ідентичність підтверджую

Київ 2023 р.

## ЗМІСТ

	<b>ВСТУП</b>	
<b>1.</b>	<b>ГАЗОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО НАСЕЛЕНОГО ПУНКТУ</b>	
1.1.	Вихідні дані	
1.2.	Розрахунки газоспоживання	
1.3.	Гідравлічні розрахунки газопроводів	
1.4.	Техніко-економічне порівняння варіантів газопостачання	
1.5.	Газопроводи і споруди на них	
1.6.	Норми випробовувань газопроводів	
1.7.	Вимикаючі пристрої	
1.8.	Захист газопроводів від корозії	
<b>2.</b>	<b>ІНЖЕНЕРНІ РІШЕННЯ ТОПКОВОЇ</b>	
2.1.	Розрахунок теплових навантажень	
2.2.	Технічні рішення	
2.3.	Розрахунок димової труби	
2.4.	Техніко-економічні показники топкової	
2.5.	Заходи з енергозбереження	
2.6.	Заходи з охорони праці і техніки безпеки	
2.7.	Охорона навколишнього природного середовища	
2.8.	Доцільність проведення розрахунків забруднення атмосфери на ЕОМ	
2.9.	Внутрішнє газобладнання топкової	
<b>3.</b>	<b>АВТОМАТИЗАЦІЯ</b>	
3.1.	Автоматизація топкової	
3.2.	Автоматизація ГРП з вузлом обліку	
3.3.	Електропостачання топкової	
3.4.	Електропостачання ГРП з вузлом обліку	
<b>4.</b>	<b>ОПАЛЕННЯ І ВЕНТИЛЯЦІЯ ТОПКОВОЇ</b>	
4.1.	Вентиляція	
4.2.	Опалення	
<b>5.</b>	<b>ОРГАНІЗАЦІЯ БУДІВЕЛЬНОГО ВИРОБНИЦТВА</b>	
5.1.	Загальна частина	
5.2.	Вибір методу організації монтажних робіт	
5.3.	Календарне планування	
<b>6.</b>	<b>ТЕХНОЛОГІЯ БУДІВЕЛЬНОГО ВИРОБНИЦТВА</b>	
6.1.	Методи виконання робіт	
6.2.	Земляні роботи	
6.3.	Виконання робіт у зимових умовах	

6.4.	Забезпечення будівництва тимчасовими спорудами	
6.5.	Будівництво тимчасових споруд	
6.6.	Установки горизонтального буріння	
<b>7.</b>	<b>ОХОРОНА ПРАЦІ</b>	
7.1.	Аналіз проекту по основним небезпечним факторам	
7.2.	Заходи профілактики виявлених факторів	
7.3.	Розробки інженерних рішень щодо конкретних питань	
	<b>ЛІТЕРАТУРА</b>	

-

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Рівень розвитку енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людини.

Метою соціальної держави, якою відповідно до Конституції [ 1 ] є Україна, має бути всебічне забезпечення добробуту громадян. Однією із найважливіших складових добробуту у цивілізованих державах є забезпечення громадян теплом та електроенергією. Конституцією України передбачено право громадян на їх достатній життєвий рівень та безпечне для життя і здоров'я довкілля, що зобов'язує державу створити відповідні умови для розвитку економіки. Запорукою реалізації цих завдань має стати повне, надійне та екологічно безпечне задоволення потреб населення і суспільного виробництва в енергетичних продуктах.

Замість завдань енергозабезпечення кількісного розвитку, яким економіка України слідувала впродовж десятиріч, енергетика повинна перейти на енергозабезпечення сталого розвитку економіки, на що орієнтовані сьогодні розвинуті країни світу. Альтернативи цьому шляху немає.

Забезпечення економіки і соціальної сфери країни основними видами енергоносіїв (електричною та тепловою енергією, природним газом, моторними і котельно-пічними видами палива), і сировинними ресурсами для потреб хімії, нафто- та вуглехімії, металургійної промисловості (коксівним вугіллям, продуктами нафто- та газопереробки) покладається на паливно-енергетичний комплекс України (ПЕК).

Україна належить до країн частково забезпечених традиційними видами первинної енергії, а отже змушена вдаватися до їх імпорту. Багато країн світу мають значно нижчі показники забезпечення власними первинними ПЕР, зокрема Японія використовує їх близько 7 %, Італія – близько 18 %. Рівень енергозалежності України [ 2 ] є середньоєвропейським і має тенденцію до зменшення (з 60,7 % у 2004 році до 54,8 % у 2005 році), але він характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання енергоносіїв, насамперед нафти, природного газу та ядерного палива.

У газорозподільній мережі мають місце виробничо-технологічні втрати природного газу, як нормовані, так і понаднормативні.

У 2004 році ці втрати склали 1,9 млрд. м<sup>3</sup> (1,1 млрд. м<sup>3</sup> – нормовані втрати, 0,8 млрд. м<sup>3</sup> – понаднормативні) або 2,8% від обсягів використання газу споживачами України. У 2005 році з урахуванням розвитку газорозподільної мережі нормовані втрати склали 1,2 млрд. м<sup>3</sup>.

У зв'язку з розвитком газифікації (збільшення протяжності газопроводів, зростання кількості газифікованих квартир, об'єктів тощо), старінням газопроводів і зношеністю обладнання нормовані втрати газу в

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газорозподільних мережах дещо підвищуються і до 2030 року складуть близько 2 % від обсягів споживання.

Очікується, що втрати природного газу в газотранспортній системі у 2030 році досягнуть рівня 0,3 % від обсягів його транспортування.

Основні напрямки зменшення втрат природного газу:

- вдосконалення нормативно-правової бази щодо забезпечення надійної роботи газотранспортної системи та обліку виробничо-технологічних витрат природного газу;
- модернізація та заміна фізично зношених газоперекачувальних агрегатів;
- завершення оснащення житлового фонду лічильниками природного газу до 2025 року;
- введення розрахунків за спожитий газ в енергетичних одиницях – ТДж або ГВт/год.;
- будівництво на кордоні з Росією та Білоруссю пунктів вимірювання газу, що дублюють російські та білоруські;
- завершення оснащення газовимірювальних станцій на виході газу з України та газорозподільних станцій (ГРС) I категорії високоточними дублюючими приладами обліку природного газу.

Об'єм споживання енергії в усьому світі швидко і безперервно збільшується, що є наслідком процесу індустріалізації, росту населення, збільшення енергозатрат на видобуток природних ресурсів, роботу транспорту тощо. Так, наприклад, у щорічному “Міжнародному огляді ринків енергоносіїв” фахівці з Міністерства енергетики США передбачають, що до 2030 року світові потреби в паливно-енергетичних ресурсах зростуть на 54 % у порівнянні з 1995 роком. Потреби у природному газі будуть зростати найбільш динамічно (щорічно понад 3 %) і до 2035 р. споживання газу досягне майже 50 трлн.м<sup>3</sup>.

У країнах Євросоюзу в цілому співвідношення пластикових і металевих труб у газопровідній, водопостачальній і каналізаційній інфраструктурах уже оцінюють як 52:48, а в деяких країнах (Нідерланди, Німеччина, Великобританія) полімерна складова цієї пропорції досягає й 70-80 %. В Україні ж виробникам поліетиленових труб не вдалося ще до кінця зруйнувати стіну недовіри, споруджену консервативними споживачами. Однак з кожним роком вона стає усе нижче й нижче. Особливо помітна ця тенденція в газовому господарстві.

Зараз під опікою місцевих компаній перебуває понад 250 тисяч кілометрів розподільних газових мереж. Частка поліетиленових труб наразі становить близько 45 %. Але саме ці труби найчастіше використовують при

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

модернізації старих ниток і газифікації нових населених пунктів. За даними ДК «ГАЗ УКРАЇНИ» приріст довжини газопроводів з поліетилену в 2001 році становив 17 % від загального об'єму будівництва нових чи реконструкції/капітальному ремонту існуючих мереж, у 2002-му – 52 %, у 2003-му – 57 %, а у 2004-му – цілих 72 %.

Про переваги поліетилену по відношенню до інших матеріалів написано вже досить багато. Фахівці вказують на чотири головних переваги поліетиленових труб перед іншими.

Перше – довговічність. Строк експлуатації ПЕ-труб обчислюється в середньому 50-ма роками, металевих – 30-ма, оскільки останні піддані корозії, що поступово їх знищує без надійного електрохімічного захисту.

Друге – легкість та гнучкість. Залежно від діаметра поліетиленова труба у 5-10 разів легша за металеву. Окрім того, її можна скручувати в бухти до 500 метрів довжиною (правда, незначних діаметрів – до 160 мм), що дуже зручно при зберіганні й транспортуванні. Сталеві – у такий клубок не змотаєш.

Третє – зручність у монтажі й подальшій експлуатації. Через легку вагу, еластичність (фізичних властивостей) матеріалу, з якого вони виготовлені, монтаж, нарізка й зварювання пластикових труб проходять набагато простіше й швидше у порівнянні зі сталевими. Поліетиленові труби здатні розтягуватися до 7 % своєї довжини, не гублячи експлуатаційних властивостей, що особливо важливо у випадку осідання ґрунтів або замерзання/розмерзання. До того ж вони не вимагають катодного електрохімічного захисту, тому що не піддані впливу електричних полів (сталеві газові магістралі України на потреби електрохімічного захисту щорічно потребують 15 мільйонів кіловат-годин).

Із усього сказаного вище впливає четверта, можливо, головна перевага: економічність. На думку фахівців ДК «ГАЗ УКРАЇНИ», прокладка міжселищних середнього тиску газу поліетиленових трубопроводів діаметром до 100 міліметрів наразі обходиться на 20-25 % дешевше прокладки сталевих. При ремонті ж газопроводів у містах безтраншейним методом економія ще відчутніша – у 2,5 рази. При цьому й витрати людино-годин у 2-3 рази менше. Загальний економічний ефект від застосування поліетилену виходить вище навіть при прокладці труб середніх діаметрів (від 160-200 мм), які у сталевому виконанні поки дешевше полімеру. Але наступні експлуатаційні витрати знищують цю різницю.

Помітне подорожчання металу на внутрішньому ринку за останній рік змусило спрямувати погляди до поліетилену навіть самих затятих прихильників сталевих труб. Тим більше, що за оцінками української Асоціації металоторговців, у їхньому сегменті очікується черговий ціновий

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

*ABP*

Арк.

стрибок – відсотків на тридцять, пов'язаний, з одного боку, з ростом тарифів блакитне паливо, а з іншого боку – із воєнними діями на території нашої держави і суттєвим знищенням виробничого потенціалу чорної металургії.

Станом на 01.01.15 залишкові запаси газу становлять 1023,8 млрд. м<sup>3</sup>.

Умови видобутку з родовищ, що на даний час вже введено в розробку, постійно ускладнюються через низку чинників. Більше 75 % газових родовищах мають початкові видобувні запаси менше 10 млрд. м<sup>3</sup>. Лише 4 родовища мали початкові видобувні запаси газу більше 100 млрд. м<sup>3</sup> (Яблунівське, Єфремівське, Західно-Хрестищенське, Шебелинське). Важливо, що ці 4 родовища забезпечують більше 25 % поточного видобутку природного газу і сьогодні.

Проблеми видобутку газу в Україні пов'язані також з тим, що більше 15 % запасів газу за критеріями рівня виснаження запасів, колекторських характеристик порід, належать до категорії важковидобувних. Вони приурочені до низкопрониклих колекторів, поклади багато-пластові, з високою літологічною неоднорідністю, як за площею, так і за товщиною продуктивних розрізів. Практично всі запаси родовищ Прикарпаття важкодобувні. Вилучення важкодобувних запасів газу потребує застосування специфічних, наукоємних і високо-витратних технологій та обладнання.

Газотранспортна система України (ГТС) наразі складається з 37,6 тис. км газопроводів різного призначення та продуктивності, 73 компресорних станцій із 110 компресорними цехами, де встановлено 703газоперекачувальні агрегати загальною потужністю 5,4 тис. МВт, 1607 газорозподільних станцій, 13 підземних сховищ газу загальною місткістю за активним газом понад 32,0 млрд. м<sup>3</sup> та об'єкти інфраструктури.

На "вході" ГТС спроможна прийняти до 290 млрд. м<sup>3</sup>, а на "виході" передати 175 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, в т.ч. 140 млрд. м<sup>3</sup> – до країн Західної та Центральної Європи.

На сьогодні близько 29 % газопроводів відпрацювали свій амортизаційний термін, майже 60 % експлуатуються від 10 до 33 років. Майже третина із 703 ГПА КС виробила свій моторесурс або близька до цього і потребує реконструкції.

Забезпечення споживачів природним газом здійснюється газовими мережами тиском до 1,2 МПа, довжина яких становить близько 287 тис. км. Необхідний режим газопостачання в цих мережах забезпечують близько 51 тис. газорегуляторних пунктів (ГРП).

Система газопостачання природного газу тиском до 1,2 МПа має значний ступінь зносу і, крім цього, експлуатується в складних умовах інженерної інфраструктури населених пунктів. Так, 11,6 тис. км розподільчих

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

газопроводів (або близько 7 %) та 4,9 тис. газорегуляторних пунктів (або близько 14 %) вже відпрацювали свій амортизаційний термін.

Зважаючи на терміни експлуатації газопроводів та їх технічний стан, для підтримання надійного та ефективного функціонування до 2015 року планується повністю завершити реконструкцію всіх компресорних станцій. До 2030 року буде завершено модернізацію та техпереоснащення газотранспортної системи з використанням найбільш сучасних та ефективних технологій.

Функціонування ринку природного газу, незважаючи на прийняття Закону України «Про засади функціонування ринку природного газу» [ 3], залишається деформованим. Збереження дисбалансу між цінами для окремих категорій споживачів зумовлює цілий ряд негативних наслідків. З одного боку, обмеження рентабельності державних компаній з видобування природного газу, через зобов'язання постачати газ для потреб населення за зниженими цінами, стримує зацікавленість у збільшенні обсягів внутрішнього видобутку газу державними компаніями. У свою чергу, у кризовій ситуації це зумовлює запровадження адміністративного регулювання ринку та обмежень на діяльність приватних компаній, що підриває інвестиційний клімат та довіру до Української держави. З іншого боку, недосконалі механізми компенсації різниці в тарифах та субсидування окремих категорій споживачів формують механізм незацікавленості в ефективності діяльності компаній на ринку природного газу та у сфері теплопостачання.

З підписанням Угоди про асоціацію з Європейським Союзом [ 4] становище в ПЕК, зокрема у житлово-комунальному господарстві та енергетиці, поступово почало покращуватись. Україна, уклавши Угоду про асоціацію з Європейським Союзом, прийняла історичне рішення щодо пріоритетів свого розвитку. Дане рішення зумовлює не тільки появу низки зобов'язань, які мають бути у повній мірі відображені у пріоритетах соціально-економічного розвитку країни і зокрема енергетики України. Принциповий вибір України в частині повноцінної інтеграції до співтовариства європейських націй зумовлює і необхідність зміни підходів до формування Україною енергетичної політики, яка має відповідати принципам і практиці ЄС.

Яскравим вираженням цих змін, нового бачення є розробка та прийняття Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. [ 5].

Загальним результатом реалізації Стратегії стане перетворення паливно-енергетичного комплексу країни з проблемного сектору, що потребує постійної державної підтримки, на сучасний, ефективний, конкурентоспроможний сектор національної економіки, здатний до сталого

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

розвитку на довгострокову перспективу в умовах регіональної інтеграції та конкуренції на європейському та світовому енергетичних ринках.

Енергетична стратегія України є невід'ємною складовою цілісної стратегії соціально-економічної модернізації України, яка спирається на динамічне економічне зростання, раціональне та ефективне використання національного ресурсного потенціалу, інтеграцію України до європейського економічного та політичного простору.

Ключовим завданням Стратегії також є формування системи забезпечення енергетичної безпеки країни та гарантування стабільного енергозабезпечення національної економіки і суспільних потреб в режимах як звичайного, так і особливого стану.

Політична прийнятність цілей Стратегії, ефективність управлінських рішень у сфері енергетики безпосередньо залежатимуть від їх узгодження з вирішенням ключового стратегічного завдання економічної політики, яким є створення сприятливих умов підвищення конкурентоспроможності національних економічних суб'єктів на зовнішніх та внутрішньому ринках.

Незважаючи на поступове реформування ринків природного газу та електроенергії й ухвалення відповідних законів згідно з вимогами Третього енергетичного пакета ЄС, в Україні досі зберігається монополія приватних фінансово-промислових груп, зокрема через вертикально інтегровані структури енергетичних холдингів, яким одночасно підконтрольні компанії в різних секторах ПЕК. Газорозподільні компанії (облгази) та майже всі електророзподільні компанії (обленерго) перебувають у приватній власності і водночас практично безоплатно користуються державними мережами для транспортування/передачі кінцевим споживачам. Відсутність альтернатив обласним компаніям для побутових споживачів практично обмежує право вибору постачальника електроенергії та природного газу. На ринках склалися умови (перехідний період або «недоререформа»), які не стимулюють учасників до конкуренції.

До формування та реалізації політики в енергетичній галузі та житлово-комунальних послуг долучені одночасно декілька центральних органів виконавчої влади (ЦОВВ). За відсутності надвідомчої пріоритизації політики у цих сферах, належної координації планування й дій різних ЦОВВ рішення, які розробляються й ухвалюються ними, доволі часто суперечать одне одному та врешті-решт не дозволяють досягнути результатів для ефективного функціонування та розвитку галузей. Водночас досвід Європейського Союзу яскраво демонструє необхідність узгодження кліматичної та енергетичної політик.

Державна політика у сфері енергоефективності відіграє ключову роль у вирішенні питань енергетичної незалежності країни, сталого розвитку

					<i><b>АВР</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

економіки й забезпечення комфортного життя громадян. Енергоемність ВВП України втричі вища за показник по Євросоюзу, при цьому найбільший потенціал енергозбереження – в існуючих будівлях (у першу чергу – житлових і громадських) та у промисловому секторі – залишається нерозкритим. Енергетичною стратегією України до 2035 року, Національним планом дій з енергоефективності до 2020 року та іншими документами [ 5,6, 7] заплановано підвищення рівня енергоефективності в усіх секторах економіки. Починаючи з 2016-2017 рр. у державі розпочався перший (на законодавчому рівні) етап реформування галузей – були ухвалені закони «Про комерційний облік комунальних послуг» [ 8], «Про енергетичну ефективність будівель» [ 9], «Про Фонд енергоефективності» [ 10], «Про житлово-комунальні послуги» [ 11] тощо, які повинні були допомогти покращити ситуацію, що склалась. Проте наразі жоден з вказаних законів фактично не запрацював, і задекларовані реформи залишаються лише на папері.

Додатковим викликом при плануванні розвитку енергетичного сектору є боротьба із глобальною зміною клімату і необхідність скорочення викидів парникових газів. У 2009 році на зустрічі Рамкової Конвенції ООН зі зміни клімату її учасники схвалили загальну мету не допустити підняття середньої температури більше ніж на 2 °С. Для енергетики України це означає необхідність реалізації цілого комплексу заходів з обмеження викидів забруднювальних речовин і парникових газів енергоспалювальними установками та мінімізації негативного впливу енергетики, у т.ч. і комунальної на довкілля [ 12].

Із набуттям членства в Енергетичному Співтоваристві [ 13], Україна отримала можливість активно використовувати передовий досвід ЄС, який актуальний для модернізації нафтогазового, електроенергетичного, вугільного та ядерно-енергетичного секторів, а також житлово-комунального господарства як основного наразі споживача енергоресурсів [ 5].

У світовій енергетичній сфері відбулися значні зміни щодо стратегії розвитку енергетики. Головний наголос зроблено на забезпеченні нерозривності та узгодженості дій при забезпеченні трьох складових: енергозабезпечення (безперебійне постачання електричної, теплової енергії, природного газу тощо відповідної якості), енергодоступність (енергоощадність та доступна ціна природного газу, електроенергії та інших енергоресурсів) й енергоприйнятність (мінімальний вплив на навколишнє середовище). Зазначені складові розглядаються як основа в умовах переходу до реалізації сучасних та перспективних «інтелектуальних» технологій для забезпечення стабільного розвитку, що гарантує водночас стале зростання економіки, підвищення рівня життя громадян, захист навколишнього

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

природного середовища [ 14].

Безпосередні кількісні та якісні цільові параметри Стратегії [ 5] визначаються з урахуванням вимог забезпечення сталого розвитку українського суспільства на довгострокову перспективу, пріоритетів розвитку національної економіки та міжнародних зобов'язань України.

Основними цільовими параметрами на період до 2035 року є:

- **зниження до 2035 року енергоємності валового внутрішнього продукту до рівня 0,17 кг н.е. на 1 дол. США ВВП України (ПКС) та наближення за цим показником до країн зі схожими кліматичними, географічними та економічними параметрами;**

- **оптимізація структури енергетичного балансу держави виходячи з вимог енергетичної безпеки та забезпечення частки відновлюваної енергетики на рівні 20%;**

- **досягнення до 2020 року рівня залежності від постачання енергоресурсів з однієї країни (компанії) не більше 30 % від загального обсягу імпорту (для ядерного палива цільові значення встановлюються окремо);**

- **досягнення до 2035 року рівня залежності від постачання з однієї країни не більше 30 % від загального обсягу споживання всіх видів енергоресурсів;**

- **забезпечення до 2025 року технічної інтеграції ринків електроенергії та газу України та ЄС (наявність мереж транскордонної передачі) на рівні не менше 15 % відносно обсягу внутрішнього ринку України;**

- **формування до 2035 року системи гарантованого енергозабезпечення потреб національної економіки і суспільства в особливий період на рівні 90 днів споживання.**

Загальний прогностичний енергетичний баланс України на період до 2035 року наведений у табл.1.

Таблиця 1

Прогностичний баланс споживання паливно-енергетичних ресурсів на період до 2035 р. [ 5]

Споживання ПЕР, млн. т н.е.	2020	2025	2030	2035
Вугілля	37.69	38.37	37.27	33.78
Природний газ	37.33	33.57	33.20	34.17
Нафтопродукти	13.97	14.86	15.74	16.48
Атомна енергія	25.31	25.38	27.39	32.86
Біомаса, біопаливо та відходи	6.38	8.91	11.85	13.10
Сонячна енергія	0.37	0.56	0.70	0.84
Енергія вітру	0.21	0.32	0.43	0.54
Гідравлічна енергія*	0.93	1.02	1.21	1.25

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Енергія довкілля	0.78	1.42	1.86	2.40
Нетто експорт	-1.03	-1.29	-2.15	-2.58
<b>Всього, в т.ч.</b>	<b>121.92</b>	<b>123.12</b>	<b>127.49</b>	<b>132.84</b>
не енергетичне використання	4.72	4.96	5.16	5.31
енергетичне використання	117.20	118.17	122.33	127.53
у тому числі ВДЕ	8.66	12.23	16.05	18.12
<b>Частка ВДЕ у споживанні первинних ресурсів, %</b>	<b>7.4</b>	<b>10.3</b>	<b>13.1</b>	<b>14.2</b>
ВВП, млрд. дол. США (ПКС 2005)	457	540	638	761
<b>Енергоємність, кг н.е./тис.дол. США</b>	<b>0.27</b>	<b>0.23</b>	<b>0.20</b>	<b>0.17</b>
<b>Кінцеве споживання</b>	<b>78.89</b>	<b>80.84</b>	<b>85.13</b>	<b>88.91</b>
<b>Частка ВДЕ у валовому кінцевому споживанні, %</b>	<b>11.0</b>	<b>15.1</b>	<b>18.9</b>	<b>20.4</b>

\* прогноз на 2020-2035 роки не враховує енергію отриману від ГАЕС

\*\* Дані МЕА за 2012 рік скореговані відповідно даних Держстату щодо зниження енергоємності відносно 2012 року (Енергетичний баланс України за 2013 рік)

Прогнозується помірне щорічне зростання обсягів **видобутку традиційного газу**, а загальні перспективи видобутку газу в Україні значною мірою залежатимуть від використання новітніх технологій інтенсифікації видобутку традиційного та розвитку видобутку нетрадиційного газу. Прогнозується, що сукупний видобуток зросте, і до 2035 року Україна зможе вийти на рівень самозабезпеченості природним газом на рівні 33 млрд.м.куб.

Поряд із цим, лібералізація ринку природного газу, його інтеграція до європейського газового ринку створить надійний механізм забезпечення постачання газу, на випадок надзвичайних ситуацій, за будь-яким напрямом здійснення експортно-імпортних операцій. Умовою досягнення такого стану є розширення системи інтерконекторів між українською та європейською системами та формування віртуальної торгової точки торгівлі природним газом на базі західноукраїнських підземних сховищ природного газу.

Таблиця 2

Цільові показники видобутку власних енергоресурсів [ 5]

Видобуток/виробництво	2020	2025	2030	2035
Природний газ, млрд. м <sup>3</sup>	22,9	27,5	33,8	42,1
Нафта, млн. т	3,3	3,7	3,9	4,2
Вугілля, млн. т н.е.	37,7	39,9	41,3	42,8

Таблиця 3

Прогнозний цільовий енергетичний баланс України 2035 року [ 5]

Тис. тонн нафтового еквіваленту

ПОСТАЧАННЯ ТА СПОЖИВАННЯ*	Вугілля й торф	Нафтопродукти	Природний газ	Атомна енергія	Гідроелектроенергія	Вітрова, сонячна та енергія довкілля	Біопаливо та відходи	Електроенергія	Теплоенергія	Усього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Виробництво	33782	-	34166	-	1250	3775	13100	-	-	90572
Імпорт	0	2341	0	32865	-	-	0	0	-	44706
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>ABP</b>					Арк.

Експорт	0	0	-	-	-	-	0	-2582	-	-2582
<b>Загальне постачання первинної енергії</b>	<b>33782</b>	<b>2341</b>	<b>34166</b>	<b>32865</b>	<b>1250</b>	<b>3775</b>	<b>13100</b>	<b>-2582</b>	<b>0</b>	<b>132696</b>
Виробництво електричної енергії	-18735	-49	-2820	-32688	-1250	-812	-3042	23786	-	-35609
Виробництво теплової енергії	-980	-31	-13407	-177	-	-2964	-5149	-828	24632	1096
Нафтопереробні підприємства	-	13969	-	-	-	-	-	-	-	0
Власне споживання енергетичним сектором	-62	-477	-540	-	-	-	-	-3039	-863	-4981
Втрати при транспортуванні та розподіленні	-245	-2	-399	-	-	-	-	-1674	-1807	-4133
<b>Кінцеве споживання</b>	<b>13760</b>	<b>15753</b>	<b>16999</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4909</b>	<b>15662</b>	<b>21967</b>	<b>88915</b>
Промисловість, в т.ч.:	12325	1326	3183	-	-	-	403	7175	5208	29621
металургія	10954	191	371	-	-	-	0	3045	894	15455
хімічна промисловість	15	25	387	-	-	-	0	339	1143	1909
машинобудування	3	33	162	-	-	-	0	1147	203	1549
харчова промисловість	102	148	124	-	-	-	343	536	1669	2922
інші галузі промисловості	1747	930	385	-	-	-	60	2108	1298	6528
Будівництво	2	181	21	-	-	-	0	90	55	350
Транспорт	27	3508	2118	-	-	-	223	1077	0	6953
Сільське господарство	16	1978	61	-	-	-	459	606	441	3561
Сфера послуг та інші споживачі	188	1188	589	-	-	-	52	2298	6994	11308
Населення	206	6310	9073	-	-	0	3772	4416	9269	33046
<b>Неенергетичне використання</b>	<b>498</b>	<b>1261</b>	<b>3709</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5334</b>
Виробництво	33782	-	34166	-	1250	3775	13100	-	-	90572

\* неспівпадання сумарних значень пояснюються похибками округлення

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

*ABP*

# 1. Газопостачання сільського населеного пункту

## 1.1. Вихідні дані

Проектуємо декілька варіантів систем газопостачання с. Єрки Полтавської області.

Природний газ використовується всіма категоріями споживачів населеного пункту на:

- господарсько-побутові потреби – приготування їжі та гарячої води для населення; приготування кормів і підігрів води для домашніх тварин;
- на потреби для підприємств і закладів комунально-побутового і культурного обслуговування населення;
- на теплопостачання будинків різного призначення;
- на теплопостачання для сільськогосподарських підприємств.

Враховуючи технічні потреби для газифікації житлового фонду в селі Єрки прийняте 100 % охоплення газопостачанням житлових будівель.

Розрахункові показники схем газопостачання села на перспективний розвиток прийняті по даним генерального плану села і приведені в табл. 1.1.

Селище забудоване одноповерховими індивідуальними будинками. Також є будинок культури, школа, тракторна бригада. Теплопостачання громадських будинків відбувається від опалювальних котелень, а опалення житлових і невеликих громадських будівель передбачається від місцевих джерел тепла – індивідуальних малометражних опалювальних котлів.

В селищі знаходиться два підприємства, які необхідно перевести на використання природного газу:

1. ПП-1–комбикормовий завод, встановлена потужність агрегатів  $Q_1=14,4$  МВт.
2. ПП-2 – ферма великої рогатої худоби,  $Q_2=1,2$  МВт.

Також є три опалювальні котельні з встановленою потужністю агрегатів :

$$Q_1=0,38 \text{ МВт};$$

$$Q_2=1,23 \text{ МВт};$$

$$Q_3=0,1 \text{ МВт}.$$

Джерелом газопостачання населеного пункту служить головний газорегуляторний пункт, що знаходиться на північній околиці селища.

Кліматичні дані прийнято відповідно до [13] і для району будівництва вони становлять:

1. Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення  $t_o = - 22$  °С.
2. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період  $t_o = 1$  °С.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Тривалість опалювального періоду  $n_o=189$  діб.

Опалювальна площа житлових будівель існуючих та перспективної забудови визначається розрахунком. Для розрахунку прийнято, що середня опалювальна площа існуючих житлових будівель дорівнює  $70 \text{ м}^2$ , а перспективної забудови –  $150 \text{ м}^2$ .

## 1.2. Розрахунки газоспоживання

### 1.2.1. Визначення витрат газу на комунально-побутові потреби

Витрата газу на комунально-побутові потреби загалом становить до 40 % від загальної витрати газу в населеному пункті. До комунально-побутових споживачів належать житлові будинки, лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування населення, хлібозаводи або пекарні тощо.

Точний розрахунок витрати на комунально-побутові потреби виконати важко, оскільки об'єм газу, що витрачається цими споживачами, залежить від ряду факторів, які важко підлягають обліку. Тому споживання газу визначаємо, використовуючи усереднені нормативи, які отримані на основі статистичних даних [ 8].

Розрахунки виконуємо для населеного пункту в сільській місцевості.

Таблиця 1.1

Розрахункові показники для реконструкції системи газопостачання

Споживачі	Одиниці виміру	Кількість
Загальне населення:	<b>чол.</b>	<b>1910</b>
- в проживаючі в існуючій забудові	<b>чол.</b>	<b>650</b>
- в перспективній забудові	<b>чол.</b>	<b>1260</b>
Газоспоживаюче населення	<b>чол.</b>	<b>1910</b>
Кількість дворів:	<b>шт.</b>	<b>592</b>
- існуючих	<b>шт.</b>	<b>232</b>
- перспективна забудова	<b>шт.</b>	<b>360</b>
Загальна опалювальна площа житлових будинків індивідуальними джерелами тепла:	<b>тис. м<sup>2</sup></b>	<b>70,3</b>
- існуючими	<b>тис. м<sup>2</sup></b>	<b>16,3</b>
- перспективної забудови	<b>тис. м<sup>2</sup></b>	<b>54</b>
Кількість тварин:	<b>голів</b>	<b>77</b>
- великої рогатої худоби	<b>голів</b>	<b>232</b>
- свиней		

Арк.

*ABP*

Зм. Арк. № докум. Підпис Дата

Спочатку обчислюємо річні витрати газу в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти на підставі методики та даних, наведених в ДБН В.2.5-20.

### 1.2.1.1. Річні витрати газу

Річна витрата газу на комунально-побутові витрати населення визначаємо в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти за формулою:

$$V_{PIЧ}^{K-П} = N \cdot \frac{q_n}{Q_p} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3/\text{рік}, \quad (1.1)$$

де  $N$  – чисельність мешканців, осіб;  $q_n$  – норма витрати теплоти населенням, МДж/чол. · рік (див. [8], табл. 2);  $Q_p$  – нижча теплота спалювання природного газу, МДж/м<sup>3</sup> (за відсутності даних про хімічний склад газу приймаємо  $Q_p = 34$  МДж/м<sup>3</sup> [8]).

При визначенні витрат газу на комунально-побутові та інші потреби населення і у подальших розрахунках теплота згоряння палива прийнята рівною  $Q_p = 34$  МДж/м<sup>3</sup>.

Річна витрата газу на комунально-побутові витрати для населення, що проживає в:

1) існуючій забудові:

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити і проточного водонагрівача (30 % будинків)

$$V_{PIЧ}^{K-П} = 195 \cdot \frac{8800}{34} \cdot 10^{-3} = 50,47 \text{ тис.м}^3/\text{рік},$$

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити, без використання проточного водонагрівача (70 % будинків):

$$V_{PIЧ}^{K-П} = 455 \cdot \frac{4600}{34} \cdot 10^{-3} = 61,56 \text{ тис.м}^3/\text{рік},$$

2) перспективній забудові:

-природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити і проточного водонагрівача

$$V_{PIЧ}^{K-П} = 1260 \cdot \frac{8800}{34} \cdot 10^{-3} = 326,1 \text{ тис.м}^3/\text{рік}.$$

Сумарна річна витрата газу на комунально-побутові витрати для населення складає 438,13 тис. м<sup>3</sup>/рік.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 1.2.1.2. Годинні витрати газу

Максимальну годинну витрату газу визначаємо як частку річної витрати за формулою:

$$V_{год.}^{K-\Pi} = V_{РПЧ}^{K-\Pi} \cdot k_{max}^h \cdot 10^3, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.2)$$

де  $V_p^{K-\Pi}$  - річна витрата газу споживачем, тис.м<sup>3</sup>/рік;  $K_{max}^h$  - коефіцієнт годинного максимуму.

Коефіцієнт  $K_{max}^h$  протилежно пропорційний періоду, протягом якого використовується річний ресурс газу при його максимальному споживанні. Значення коефіцієнту годинного максимуму витрати газу на господарсько-побутові потреби населення при чисельності N=1910 чол. становить  $K_{max}^h = 1/2000$ , тому:

$$V_{год.}^{K-\Pi} = 438,13 \cdot \frac{1}{2000} \cdot 10^3 = 220 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру тощо слід приймати в обсязі до 5 % від сумарної витрати газу житловими будинками, що знаходяться у даному населеному пункті і дорівнюють 11 м<sup>3</sup>/год.

### 1.2.2. Визначення витрат газу на потреби теплопостачання

Витрата газу на потреби теплопостачання залежить головним чином від температури зовнішнього повітря, кількості і типу опалюваних будинків і визначається тепловими навантаженнями, які розраховуємо відповідно до методики, що наведена у ДБН В.2.5-39 «Теплові мережі»[16].

#### 1.2.2.1. Годинні витрати газу

При розробці проектів газопостачання населених пунктів і за відсутності конкретних теплотехнічних характеристик житлової забудови дозволяється визначати розрахункові годинні витрати газу відповідно до укрупнених показників.

Витрату газу на опалення житлових і громадських будинків знаходимо за формулою:

$$V_{год.}^{ОП} = 3600 \cdot (1 + K) \cdot \frac{q_0 \cdot F_{жс} \cdot 10^{-3}}{Q_p^h \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.3)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, за відсутності даних приймається рівним  $K$ , що дорівнює 0,25;  $q_0$  – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м<sup>2</sup> загальної площі, Вт/м<sup>2</sup> (приймаємо в залежності від поверховості житлових будинків у районі і температурної зони України, в якій розташований

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

населений пункт);  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії системи тепlopостачання місцевої –  $\eta = 0,75-0,8$ .

Для будівель старої (до 1994 р.) забудови значення величини  $q_0$  приймаємо в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря для проектування опалення в даному населеному пункті (значення температури наведено в ДСТУ «Будівельна кліматологія» [ 13]) і поверховості забудови.

Для будівель перспективної (після 1994 р.) забудови значення величини  $q_0$  приймаємо в залежності від кліматологічної зони, в якій знаходиться населений пункт.

1) для існуючої забудови:

$$V_{год.}^{OP} = 3600 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{173 \cdot 16,3 \cdot 10^{-3}}{34 \cdot 0,75} = 515 \text{ м}^3/\text{год.},$$

2) для перспективної забудови:

$$V_{год.}^{OP} = 3600 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{93 \cdot 54 \cdot 10^{-3}}{34 \cdot 0,75} = 890 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Сумарна годинна витрата газу складає 1405 м<sup>3</sup>/год.

#### 1.2.2.2. Річні витрати газу

Річні витрати газу на потреби тепlopостачання визначаємо на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{pi}^m = m_i \cdot V_{год.}^m \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^3/\text{рік}, \quad (1.4)$$

де  $m_i$  – кількість годин використання максимуму для  $i$ -го виду навантаження, год./рік (опалювальне (діє протягом опалювального періоду)).

Для опалювального навантаження значення  $m_{ov}$  знаходимо за формулою:

$$m_{ov} = n \left[ 24 \frac{1 + K \left( \frac{t_g - \bar{t}_0}{t_g - t_0} \right)}{1 + K \left( \frac{t_g - \bar{t}_0}{t_g - t_0} \right)} \right], \text{ год./рік}, \quad (1.5)$$

де  $n_0$  – тривалість опалювального періоду, діб/рік;  $t_g$  – розрахункова температура внутрішнього повітря у панівних приміщеннях будівлі чи споруди, °С (для житлових будинків у розрахунках с приймаємо  $t_g = +18$  °С);

$\bar{t}_0$  – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °С, приймаємо  $\bar{t}_0 = -1$  °С [13, 14];  $t_0$  – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, °С, приймаємо  $t_0 = -22$  °С [ 14].

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

АВР

Значення величин  $n_0$ ,  $\bar{t}_0$ ,  $t_0$  приймаємо на підставі кліматичної характеристики [13,14] населеного пункту, газифікацію якого необхідно виконати.

$$m_{ог} = 189 \left[ 24 \frac{1+0,25 \left( \frac{18+1}{18+22} \right)}{1+0,25 \left( \frac{18+1}{18+22} \right)} \right] = 1752, \text{ год/рік.}$$

Кількість годин використання максимуму опалювального навантаження для кліматологічних характеристик даного району будівництва становить  $m_{ог}=1752$  год/рік. Тоді річні витрати газу на потреби теплопостачання складатимуть:

1) для існуючої забудови:

$$V_{Pi}^m = 1752 \cdot 515 \cdot 10^{-3} = 902,3 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

2) для перспективної забудови:

$$V_{Pi}^m = 1752 \cdot 890 \cdot 10^{-3} = 1560,0 \text{ тис.м}^3/\text{рік.}$$

Сумарна річна витрата газу складає 2462,3 м<sup>3</sup>/год.

### 1.2.3. Визначення витрат газу на потреби тварин

У сільській місцевості при розрахунку газоспоживання населеного пункту необхідно передбачати витрати природного газу для приготування корму і підігріву води для потреб худоби: коней, корів тощо.

Вихідні дані для розрахунку (кількість домашніх тварин кожного виду) вказується у завданні на проектування. У табл.3 ДБН В.2.5-20 вказано річні нормативи витрат теплоти на потреби цих тварин.

Витрати газу обчислюємо за формулами:

1) річна витрата газу

$$V_P^{теар} = \frac{q \cdot N \cdot 10^{-3}}{Q_P^H}, \text{ тис.м}^3/\text{рік}; \quad (1.6)$$

2) годинна витрата газу

$$V_{год.}^{теар.} = V_P^{теар.} \cdot K_{max}^h \cdot 10^3, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.7)$$

де  $q$  – норма витрати теплоти на приготування корму для тварин, на підігрів води та санітарні потреби, МДж/голову (див. [8], табл.3): для однієї корови складає  $q=8800$  МДж/голову, а для свині  $q=4600$  МДж/голову;  $K_{max}^h$  – коефіцієнт годинного максимуму, рік/год. (при розрахунках значення коефіцієнта приймаємо рівним  $K_{max}^h=1/1800$ );  $N$  – кількість домашніх тварин певного виду, голів.

1) річна витрата газу

- для корів:

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{P1}^{твар} = \frac{8800 \cdot 77 \cdot 10^{-3}}{34} = 19,93 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

- для свиней:

$$V_{P2}^{твар} = \frac{4600 \cdot 232 \cdot 10^{-3}}{34} = 31,39 \text{ тис.м}^3/\text{рік}.$$

2) годинна витрата газу

- для корів:

$$V_{год.1}^{твар.} = 19,93 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^3 = 11,00, \text{ м}^3/\text{Год.},$$

- для свиней:

$$V_{год.2}^{твар.} = 31,39 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^3 = 17,50, \text{ м}^3/\text{Год.}$$

Результати розрахунків витрат газу на побутові та комунально-побутові потреби населення приведені в табл. 1.2.

#### 1.2.4. Визначення витрат газу на потреби промислових та сільськогосподарських підприємств

Кількість газу, спожитого промисловими підприємствами, знаходимо на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси та опалювально-вентиляційні потреби.

##### 1.2.4.1. Годинні витрати газу

Годинну витрату газу визначаємо окремо для кожного із промислових підприємств за такою формулою:

$$V_{год.}^{ПП} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{Год.}, \quad (1.8)$$

де  $Q_{\Sigma}$ —сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт;  $\bar{\eta}$ — середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків приймаємо  $\bar{\eta} = 0,6-0,7$ ).

Потреби у природному газі промислових підприємств визначаємо на основі даних про потужність встановленого обладнання, яке використовує газ як паливо. Коефіцієнт корисної дії взято однаковий для всіх підприємств  $\eta=0,7$ .

					<b>АВР</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2

## Річні витрати газу

Споживачі газу	Питома норма витрати		Кількість	Річна витрата газу, тис.м <sup>3</sup> /рік
	Показники споживання	Норма витрати		
1. Існуюча забудова: - приготування гарячої їжі, води в квартирах з газовими проточними водопідігрівачами (30 % буд.) - те ж, без проточних водопідігрівачів (70 % буд.) 2. Перспективна забудова: - приготування їжі і гарячої води в квартирах з газовими проточними водонагрівачами 3. Опалення житлових будинків: - існуюча забудова - перспективна забудова 4. Приготування кормів для тварин з врахуванням запарювання кормів 5. Підігрів води для пиття і санітарних потреб	На 1 особу/рік	8800МДж/чол.рік	1195	50,47
	- " -	4600МДж/чол.рік	455	61,56
	- " -	8800МДж/чол.рік	1260	326,1
	на 1м <sup>2</sup> /рік	173 Вт/м <sup>2</sup>	16300	902,3
	на 1м <sup>2</sup> /рік	93 Вт/м <sup>2</sup>	54000	1560
на 1голову	8800МДж/голову	77	19,93	
на 1голову	4600МДж/голову	232	31,39	
Всього				3418

## 1.2.4.2. Річна витрата газу

Річну витрату газу обчислюємо на основі даних про годинне споживання газу з урахуванням коефіцієнта годинного максимуму витрати газу по галузі промисловості:

$$V_p^{III} = \frac{V_{год}^{III}}{K_{max}} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3/\text{рік}, \quad (1.9)$$

						<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

де  $K_{max}$  – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству; приймаємо в залежності від виду виробництва відповідно до ДБН В.2.5-20.

Результати розрахунку наведено у табл.1.3.

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 2352,0 м<sup>3</sup>/год., а річні – 13841,8 тис.м<sup>3</sup>/рік.

Таблиця 1.3

Витрати газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, $\Sigma Q$ , МВт	Коефіцієнт годинного максимуму, $k_{max}$	Витрата газу	
			годинна, м <sup>3</sup> /год	річна, тис.м <sup>3</sup> /рік
1	2	3	4	5
1. Комбікормовий завод	14,4	1/5900	2177	12844,3
2. Ферма ВРХ	1,2	1/5700	175	997,5
Всього:	15,6		2352	13841,8

**1.2.5. Визначення витрат газу на потреби опалювальних котелень**

Кількість газу, спожитого котельнями, знаходимо аналогічно розрахунку як для промислових підприємств. Лише річні витрати визначаємо на основі даних про кількість годин використання максимуму опалювально-вентиляційного навантаження для кліматичних даних району будівництва, який складає  $m_{об} = 1752$  год/рік.

Годинну витрату газу визначаємо окремо для кожної опалювальної котельні за такою формулою:

$$V_{год}^{OK} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.10)$$

де  $Q_{\Sigma}$  – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт  
 $\bar{\eta}$  – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків можна приймати  $\bar{\eta} = 0,6-0,7$ ).

Річні витрати газу на потреби теплопостачання визначаємо на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{pi}^m = m_{об} \cdot V_{год}^{OK} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3/\text{рік}, \quad (1.11)$$

Результати розрахунку наведено у табл.1.4

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 259,00 м<sup>3</sup>/год., а річні – 453,77 тис.м<sup>3</sup>/рік.

Таблиця 1.4

Витрати газу на потреби опалювальних котелень

Опалювальна котельня	Потужність встановленого обладнання, $\Sigma Q$ , МВт	Число Годин використан. максимуму, $m_{ov}$	Витрата газу	
			годин на, м <sup>3</sup> /год	річна, тис.м <sup>3</sup> /р ік
1	2	3	4	5
1. Котельня №1	0,38	1752	58	101,62
2. Котельня №2	1,23	1752	186	325,87
3. Котельня №3	0,1	1752	15	26,28
Всього:	1,71		259	453,77

**1.2.6. Сумарні витрати газу**

За результатами розрахунків складаємо зведену таблицю максимально-годинних витрат газу і визначаємо навантаження на газові мережі різних тисків та сітьові газорегуляторні пункти для прийнятих схем газопостачання населеного пункту як для окремих категорій споживачів, так і в цілому для населеного пункту.

Таблиця 1.5

Зведена таблиця розрахункових витрат газу в населеному пункті

Шифр споживача	Споживач	Розрахункова витрата газу в населеному пункті, м <sup>3</sup> /год.
	1. Населення :	
	а) існуюча забудова	56
	б) перспективна забудова	164
	<b>Загалом</b>	<b>220</b>
	2. Домашні тварини:	
	а) велика рогата худоба	11
	б) свині	17
	Загалом	28

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

	3. Джерела теплопостачання %	
	а) місцеві у т .ч.:	1405
	- існуюча забудова	515
	- перспективна забудова	890
	б) централізоване у т .ч.:	259
K1	-опалювальна котельня №1	58
K2	-опалювальна котельня №2	186
K3	-опалювальна котельня №3	15
	Загалом	1664
	4. Промислові та сільськогосподарські підприємства у т .ч.:	2352
ПП-1	а) комбикормовий завод	2177
ПП-2	б) ферма ВРХ	175
	Всього	4264

### 1.3. Гідравлічний розрахунок газопроводів

Мета розрахунку – визначення діаметрів трубопроводів для проходження розрахункової (максимально-годинної) витрати газу при допустимих втратах тиску (це так звана пряма задача гідравлічного розрахунку), або, навпаки, – знаходження втрат тиску при транспорті необхідної кількості газу по існуючих трубопроводах (обернена задача). При проектуванні системи газопостачання, як правило, вирішують пряму задачу, а при її реконструкції – обернену.

Вимогами нормативних документів ДБН В.2.5-20-2001 гідравлічний розрахунок газопроводів необхідно переважно виконувати за допомогою ЕОМ. При неможливості (відсутність програми розрахунку на ЕОМ) або недоцільності (мала кількість ділянок мережі) гідравлічний розрахунок газопроводів дозволяється виконувати за допомогою номограм.

#### 1.3.1. Розрахункові схеми систем газопостачання с. ЄРКИ

На основі рекомендацій [Іоніна, Купріянова, Смирнова, Баясанова та ін.] в роботі розглянуто такі можливі варіанти газорегуляторних мереж с. Лебедин з метою визначення найбільш оптимальної схеми газифікації населеного пункту, а саме:

- 1) одно- і двоступеневі газорозподільні системи;
- 2) з використанням сталевих і поліетиленових труб;
- 3) з різними величинами перепадів тиску, значення яких не протирічать вимогам нормативних документів [ 20 ] :

а) середній тиск –  $P_n = 0,4$  МПа,  $P_k = 0,15; 0,20; 0,25$  МПа;

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

*ABP*

б) низький тиск -  $\Delta P=1200; 1500$  Па.

В якості критерію оптимізації прийнято вартість будівництва газорозподільних мереж.

Нижче надано розрахункові схеми мереж, а також результати гідравлічних розрахунків.

### 1.3.2. Вуличні газопроводи високого (середнього) тиску

Джерелом газопостачання мереж високого (середнього) тиску є головний газорегуляторний пункт, який знаходиться на північній околиці с. Єрки, кількість яких визначають в залежності від чисельності населення, яке забезпечується сітьовим природним газом.

Гідравлічний режим роботи газопроводів призначають, виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску. Доцільною і економічно обгрунтованою вважається така втрата тиску в мережі – не більше 40 % від абсолютного значення тиску газу на виході з джерела. Наприклад, у розподільній мережі газопроводів високого тиску II категорії (тиск газу на виході з ГГРП – 0,7 МПа) максимально-допустимий перепад тиску становить 0,28 МПа, тобто на вході у сітьові газорегуляторні пункти (ГРП), інші найбільш віддалені від ГРС споживачі допускається мінімальний тиск 0,42 МПа. Для мережі середнього тиску це відповідно 0,4; 0,16 і 0,24 МПа.

### 1.3.3. Вуличні газопроводи низького тиску

Живлення газопроводів низького тиску відбувається від сітьових ГРП. Манометричний тиск у газопроводі після ГРП, як правило, приймається 3000 Па.

Відповідно до вимог [8] сумарна втрата тиску від ГРП або іншого регулюючого пристрою до найбільш віддаленого газового приладу житлового чи громадського будинку (газової плити, водонагрівача тощо) не повинна перевищувати 1800 Па, у т.ч. – в розподільних (вуличних і внутрішньо квартильних) газопроводах – 1200, а у дворових (газопроводах-вводах) і внутрішньо будинкових – 600 Па. При газифікації сільської місцевості втрати тиску у розподільних газопроводах дозволяється приймати дещо більшими – 1500 Па, а у газопроводах-вводах і внутрішньобудинкових – також 600 Па.

### 1.3.4. Гідравлічний розрахунок газопроводів за допомогою ЕОМ

Як уже згадувалось вище, гідравлічний розрахунок газопроводів відповідно до вимог нормативних документів [8] необхідно виконувати за допомогою ЕОМ з оптимальним розподілом розрахункової втрати тиску по

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ділянках мережі. В першу чергу це стосується вуличних, розподільних і міжселищних газопроводів усіх тисків і категорій.

З цією метою інститутом “УкрНДІнжпроект” (м.Київ) розроблено програмний комплекс “Hydra”. В його основу покладено рекомендовані ДБН В.2.5-20 формули і залежності, у тому числі для попереднього знаходження внутрішнього діаметра ділянки газопроводу. Отримане значення потім порівнюють з дійсним, що існує у вибраному сортаменті труб, приймають найближче і для нього визначають втрату тиску на ділянці, а також його дійсне значення в кінці ділянки, що розглядається. Воно ж є початковим тиском для наступної (за напрямком руху газу) ділянки.

Дана програма дозволяє виконувати гідравлічний розрахунок як газопроводів високого чи середнього, так і низького тисків. У зв’язку з тим, що програмний комплекс “Hydra” був розроблений досить давно, значення тисків газу вказуються в системі одиниць:  $\text{кг}/\text{см}^2$  (газопроводи високого (середнього) тисків) і  $\text{кг}/\text{м}^2$  (газопроводи низького тиску).

#### 1.3.4.1. Склад програми

Програма складається з трьох блоків:

- 1) вводу вихідних даних (дається характеристика мережі, споживачів природного газу і т.ін.), що оформлюється у вигляді файлу *hd.dat*;
- 2) розрахункового (виконується гідравлічний розрахунок мережі газопроводів з вибором поточкорозподілу газу і з оптимальним використанням розрахункового перепаду тиску для прийнятого сортаменту труб);
- 3) виводу результатів розрахунку, що оформлюється у вигляді файлу *hd.out*.

У додатках роздруковано файли *hd.dat* і *hd.out* для розподільних систем газопостачання населеного пункту високого, середнього і низького тисків, розрахункова схема яких наведена, відповідно, на аркушах .

##### 1.3.4.1.1. Блок вводу вихідних даних

Вихідні дані для розрахунку мережі за допомогою ЕОМ оформлюємо у вигляді таблиць, форми яких наведено у додатках. Для їх заповнення необхідно попередньо виконати наступні операції:

- 1) запроектувати схему газопроводів і викреслити її з поділом на ділянки, вказавши при цьому:
  - а) нумерацію вершин (двозначна відповідає вершинам початку і кінця ділянки);

						Арк.
					<i>ABP</i>	
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



10) з сортаменту труб вибираємо ті, що плануємо використати для газифікації, підраховуємо їх кількість (або число діаметрів, які задаються) і записуємо у таблицю.

Характеристика кожного з джерел газопостачання (див. вище – поз.7) виконуємо також у табличній формі, яка складається з трьох позицій:

1) номер вузлової точки – вказуємо номер вузла (початок ділянки) на виході з джерела (за основу береться розрахункова схема газопроводів); для системи низького тиску у зв'язку з великою кількістю розрахункових ділянок номери вузлів на виході з ГРП бажано вказувати тризначними: наприклад, 100, 200, 300 і т.д.;

2) тиск газу на виході з джерела (максимально-допустиме для систем високого і середнього тисків) або (для систем низького тиску) надлишкове (манометричне) значення тиску газу відповідно до прийнятої схеми системи газопостачання);

3) обмеження з витрати – вказуємо максимально-годинну витрату газу у системі (за наявності лише одного джерела); при більшій їх кількості (що має місце в закільцьованих системах низького тиску сільських населених пунктів) витрату газу приймаємо для кожного з ГРП згідно з розрахунком газоспоживання. В останньому випадку після виконання гідравлічного розрахунку такої мережі внаслідок оптимізації потокорозподілу газу навантаження на кожний з ГРП коректуємо. І тому при газифікації сільського населеного пункту спочатку розраховуємо газопроводи низького тиску, визначаємо навантаження на ГРП, а вже потім виконуємо гідравлічний розрахунок газопроводів вищого ієрархічного рівня.

Наступна інформація стосується зосереджених споживачів в системах низького тиску. Для кожного з них вказуємо витрату газу і номер вузла (кінець ділянки) підключення до вуличного газопроводу (на основі розрахункової схеми газопостачання).

У графу “Навантаження по районах” записуємо інформацію про сумарну витрату газу в системі газопостачання, гідравлічний розрахунок якої виконується. Як правило, приймають один район газопостачання.

З сортаменту випишуємо дані про зовнішній діаметр і товщину стінки труб. При їх виборі слід брати до уваги рекомендації щодо найменшого діаметра газопроводів. Характеристику труб бажано давати у порядку зростання або зменшення діаметрів.

Після цього переходимо до характеристики кожної з ділянок системи газопостачання.

Іл'янки мережі можна записувати в довільному порядку. Їх число повинне відповідати сумарній кількості, що була вказана раніше. При двозначній (початок-кінець) нумерації ділянок можна не дотримуватись

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

збігання напрямку руху газу на ділянці з її нумерацією. Якщо за результатами гідравлічного розрахунку газ буде рухатись у протилежному напрямку, то у файлі *hd.out* перед значенням витрати газу на такий ділянці стоятиме знак “мінус” або буде змінена її нумерація.

У наступній графі вказуємо інформацію залежно від того, для системи якого тиску заповнюємо вихідні дані для розрахунку. Для системи газопроводів високого (середнього) тиску у випадку транзитної ділянки проставляється нуль, а якщо ця ділянка є відгалуженням до споживача, то проставляємо максимально-годинну витрату газу цим споживачем. У випадку розрахунку газопроводів низького тиску у цій графі вказуємо, як правило, значення добутку коефіцієнтів поверховості і забудови (за умови, якщо у загальній характеристиці системи газопостачання було записано число 2 ).

З генплану місцевості чи розрахункової схеми газопроводів визначаємо геометричну довжину ділянки і записують у гр.5.

Наступні дві графи характеризують вид розрахунку. При проектуванні нової системи необхідно записувати у ці графи цифри відповідно 1 і 0. При реконструкції системи газопостачання:

1) змінюються витрати газу, діаметри ділянок залишаються без змін – у першій графі проставляємо цифру 2, а у останній – порядковий номер з таблиці “Характеристика труб” того діаметра труби, що відповідає існуючому;

2) витрати газу залишаються без змін, змінюються лише діаметри деяких ділянок (виконується, наприклад, перекладка трубопроводів) – для ділянок, що залишаються без змін, – аналогічно п.1; для тих, що перекладаються, – вказуємо відповідно 1 і 0.

Після того, як вихідні дані для гідравлічного розрахунку газопроводів підготовані (заповнені і перевірені), можна переходити до вводу вихідних даних у комп'ютер. Введення інформації відбувається у діалоговому режимі – на поставлені запитання користувач ПЕОМ дає відповіді. При допущенні під час введення помилки він має можливість її виправити. Після закінчення введення інформації відбувається автоматичне формування файлу вихідних даних *hd.dat*. У зв'язку з цим після кожного вводу інформації, що характеризує певну систему газопостачання, файл *hd.dat* необхідно перейменувати, щоб під час вводу характеристик наступної системи газопостачання не втратити інформацію про попередню.

#### 1.3.4.1.2. Блок виводу результатів розрахунку

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів будь-якого тиску формуються в файл *hd.out* у вигляді трьох блоків:

											Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

*ABP*

- 1) загальна характеристики мережі;
- 2) таблиці гідравлічного розрахунку ;
- 3) відомість труб, які використані для проектування мережі .

Характеристика системи містить загальну інформацію про об'єкт газопостачання, його місцезнаходження, виконавця розрахунку і дату його виконання.

Для кожної з ділянок розрахункової схеми системи газопостачання вказується наступна інформація (за результатами гідравлічного розрахунку):

1) витрата газу, м<sup>3</sup>/год.;

2) тиск газу на початку і в кінці ділянки:

а) для системи газопроводів низького тиску – в кгс/м<sup>2</sup> (для переводу в кПа слід поділити вказане число на 100, а в Па – помножити на 10);

б) для системи газопроводів високого (середнього) тисків – в кгс/см<sup>2</sup> (для переводу в МПа слід поділити вказане число на 10);

3) прийняте значення діаметра ділянки з переліку труб, які вибирались з сортаменту для проектування системи газопостачання.

Після закінчення гідравлічного розрахунку газопроводів відбувається автоматичне групування використаних труб по діаметру і в результаті формується таблиця “Відомість труб” , в якій вказується:

1) діаметр труби, мм;

2) загальна довжина трубопроводів даного діаметру в системі газопостачання, км;

3) те ж, металоємність, т.

Після того, як сформована інформація (довжина і маса) по кожному з прийнятих діаметрів відповідно до використаного сортаменту, в результаті сумування відповідних показників дається характеристика газопроводів системи в цілому.

У зв'язку з тим, що програму “Hydra” можна застосовувати для будь-якого розрахунку (розв'язку як прямої, так і оберненої задач, у т.ч. і для окремих ділянок системи газопостачання), то загальний вигляд відповідає цим можливостям програми розрахунку.

### 1.3.5. Результати гідравлічного розрахунку

#### 1.3.5.1. Газопроводи низького тиску (варіант 2). Сталеві труби

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску виконаний за допомогою ЕОМ по програмі "Hidra".

Отдел:

Исполнитель: мороз

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Договор:

Объект:

Вариант: н/д

Район:

Дата заказа:

№ п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конец	Длина	Расход	Давления	Размер
				в начале	в конце	трубы

ГРП1

1	100 – 4	30	151.0	300.00	247.90	76
2	4 – 3	130	20.0	247.90	221.40	57
3	3 – 2	70	3.0	221.40	220.80	57
4	4 – 5	220	55.0	247.90	189.10	76
5	5 – 6	170	16.7	189.10	164.40	57
6	4 – 7	70	35.0	247.90	208.80	57
7	7 – 8	130	6.0	208.80	205.40	57
8	7 – 9	40	14.0	208.80	207.90	76
9	9 – 11	170	6.0	207.90	203.90	57
10	11 – 13	50	9.0	203.90	202.80	57
11	11 – 12	110	11.0	203.90	196.60	57

Общий расход 151.0

ГРП2

1	100 – 43	30	165.0	300.00	287.10	102
2	43 – 45	100	35.0	287.10	232.60	57
3	43 – 40	50	109.0	287.10	266.60	89
4	43 – 44	70	7.0	287.10	285.00	57
5	45 – 10	40	133.0	232.60	228.90	127
6	10 – 11	180	61.0	228.90	203.90	89
7	10 – 9	210	32.0	228.90	207.90	76
8	40 – 39	140	47.0	266.60	238.10	76
9	39 – 38	200	30.0	238.10	151.50	57
10	38 – 37	190	2.0	151.50	150.80	57
11	40 – 41	140	39.0	266.60	170.80	57
12	41 – 42	130	13.0	170.80	159.20	57

					<b><i>ABP</i></b>		Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Общий расход 165.0

ГРПЗ

1	17 - 18	270	20.0	211.80	160.10	57
2	16 - 17	110	38.0	283.40	211.80	57
3	100 - 16	30	198.0	300.00	283.40	103
4	18 - 19	110	1.0	160.10	160.00	57
5	16 - 19	280	31.0	283.40	160.00	57
6	16 - 3	240	23.0	283.40	221.40	57
7	16 - 15	120	38.0	283.40	205.50	57
8	15 - 21	60	23.0	205.50	190.10	57
9	21 - 20	230	15.0	190.10	162.90	57
10	20 - 19	110	7.0	162.90	160.00	57

Общий расход 198.0

ГРП4

1	35 - 15	150	36.0	291.50	205.50	57
2	100 - 35	30	426.0	300.00	291.50	159
3	35 - 25	60	231.0	291.50	276.30	127
4	25 - 21	150	36.0	276.30	190.10	57
5	25 - 23	70	60.0	276.30	254.60	76
6	23 - 24	50	0.5	254.60	254.60	57
7	23 - 22	100	43.0	254.60	174.20	57
8	22 - 20	80	19.0	174.20	162.90	57
9	35 - 34	210	43.0	291.50	255.20	76
10	25 - 26	80	111.0	276.30	242.70	89
11	26 - 32	80	56.0	242.70	220.50	76
12	32 - 33	80	1.0	220.50	220.40	57
13	34 - 33	70	33.0	255.20	220.40	57
14	33 - 30	130	30.0	220.40	165.90	57
15	30 - 29	100	11.0	165.90	158.80	57
16	30 - 31	130	1.0	165.90	165.70	57
17	32 - 31	80	39.0	220.50	165.70	57
18	31 - 28	100	10.0	165.70	159.80	57
19	28 - 29	180	2.0	159.80	158.80	57

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

20	26 - 27	170	30.0	242.70	169.50	57
21	22 - 27	90	10.0	174.20	169.50	57
22	27 - 28	80	15.0	169.50	159.80	57
23	35 - 36	120	86.0	291.50	218.10	76
24	15 - 14	130	13.0	205.50	199.90	57
25	14 - 13	170	3.0	199.90	197.90	57
26	36 - 13	150	14.0	218.10	202.80	57
27	36 - 37	150	31.0	218.10	150.80	57
Общий расход		426.0				

ГРП5

1	100 – 53	30	366.0	300.00	294.00	159
2	53 – 51	130	11.0	294.00	284.70	57
3	51 – 52	50	3.0	284.70	284.40	57
4	53 – 54	120	91.0	294.00	258.80	57
5	53 – 72	170	237.0	294.00	278.80	159
6	54 – 55	210	21.0	258.80	214.30	57
7	54 – 59	210	31.0	258.80	162.90	57
8	56 – 59	150	18.0	275.10	163.00	57
9	72 – 56	50	214.0	278.80	275.10	159
10	56 – 57	30	214.0	275.10	268.50	127
11	57 – 58	130	7.0	268.50	264.80	57
12	57 – 47	140	194.0	268.50	259.80	159
13	47 – 48	90	1.0	259.80	259.80	57
14	47 – 46	210	166.0	259.80	249.90	159
15	46 – 45	210	125.0	249.90	232.60	127
Общий расход		366.0				

ГРП6

1	100 – 63	30	173.0	300.00	271.70	89
2	63 – 59	80	8.0	271.70	162.90	57
3	63 – 62	90	67.0	271.70	236.70	76
4	62 – 61	70	39.0	236.70	188.40	57
5	61 – 60	120	21.0	188.40	163.30	57
6	60 – 59	130	2.0	163.30	162.90	57

					<i><b>ABP</b></i>		Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

7	62 – 65	200	2.0	236.70	236.10	57
8	63 – 64	200	6.0	271.70	266.80	57
Общий расход		173.0				

**ГРП7**

1	100 – 71	30	262.0	300.00	292.30	127
2	71 – 58	280	13.0	292.30	264.80	57
3	71 – 64	90	90.0	292.30	266.80	89
4	64 – 65	90	63.0	266.80	236.10	76
5	65 – 66	120	30.0	236.10	190.40	57
6	66 – 61	210	4.0	190.40	188.40	57
7	71 – 67	230	31.0	292.30	191.00	57
8	67 – 66	100	3.0	191.00	190.40	57
9	71 – 70	90	79.0	292.30	245.10	76
10	70 – 69	150	25.0	245.10	200.30	57
11	69 – 68	150	10.0	200.30	191.20	57
12	68 – 67	110	5.0	191.20	191.00	57
13	70 – 68	180	25.0	245.10	191.20	57
Общий расход		262.0				

**1.3.5.2. Газопроводы низького тиску (варіант 4). Поліетиленові труби**

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску виконаний за допомогою ЕОМ по програмі "Hidra".

Отдел:

Исполнитель: мороз

Договор:

Объект:

Вариант: н/д

Район:

Дата заказа:

Исходные данные об участке      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА  
Начало    Конец    Длина      Расход    Д а в л е н и я    Размер  
в начале    в конце    трубы

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ГРП1

1	100 – 4	30	373.0	300.00	273.50	125
2	4 – 3	130	74.0	273.50	261.90	110
3	3 – 2	70	7.0	261.90	257.60	50
4	4 – 5	220	42.0	273.50	228.00	75
5	5 – 6	170	14.0	228.00	192.90	50
6	4 – 7	70	215.0	273.50	250.70	125
7	7 – 8	130	7.0	250.70	242.80	50
8	7 – 9	40	180.0	250.70	241.30	125
9	9 – 11	170	95.0	241.30	217.40	110
10	11 – 13	50	24.0	217.40	189.50	50
11	11 – 12	110	14.0	217.40	194.60	50
12	11 – 10	180	1.0	217.40	217.00	50
13	9 – 10	210	50.0	241.30	217.00	90
14	10 – 45	40	15.0	217.00	215.60	75
15	3 – 16	240	31.0	261.90	231.80	75

Общий расход 373.0

## ГРП2

1	100 – 43	30	173.0	300.00	287.50	110
2	43 – 45	100	28.0	287.50	215.60	50
3	43 – 40	50	103.0	287.50	266.10	90
4	43 – 44	70	14.0	287.50	273.10	50
5	45 – 46	210	15.0	215.60	162.90	50
6	40 – 41	140	42.0	266.10	199.10	63
7	41 – 42	130	14.0	199.10	172.20	50
8	40 – 39	140	33.0	266.10	222.70	63
9	39 – 38	200	19.0	222.70	153.20	50

Общий расход 173.0

## ГРП3

1	17 - 18	270	13.0	207.50	156.70	50
2	16 - 17	110	27.0	231.80	207.50	63
3	100 - 16	30	158.0	300.00	231.80	75
4	18 - 19	110	1.0	157.30	156.70	50

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5	16 - 19	280	30.0	231.80	157.30	63
6	15 - 14	130	14.0	218.60	191.70	50
7	16 - 15	120	83.0	231.80	218.60	110
8	15 - 21	60	38.0	218.60	194.80	63
9	21 - 20	230	12.0	194.80	156.80	50
10	19 - 20	110	2.0	157.30	156.80	50
11	14 - 13	170	3.0	191.70	189.50	50

Общий расход 158.0

ГРП4

1	35 - 15	150	17.0	265.20	218.60	50
2	100 - 35	30	432.0	300.00	265.20	125
3	35 - 25	60	265.0	265.20	233.70	125
4	25 - 21	150	16.0	233.70	194.80	50
5	25 - 23	70	68.0	233.70	199.70	75
6	23 - 24	50	0.5	199.70	199.70	50
7	23 - 22	100	40.0	199.70	161.10	63
8	22 - 20	80	8.0	161.10	156.80	50
9	35 - 34	210	46.0	265.20	214.70	75
10	25 - 26	80	146.0	233.70	209.50	110
11	26 - 32	80	100.0	209.50	197.10	110
12	33 - 32	80	4.0	202.40	197.10	50
13	34 - 33	70	38.0	214.70	202.40	75
14	33 - 30	130	28.0	202.40	172.20	63
15	30 - 29	100	15.0	172.20	149.10	50
16	31 - 30	130	7.0	177.10	172.20	50
17	32 - 31	80	76.0	197.10	177.10	90
18	31 - 28	100	26.0	177.10	148.80	63
19	29 - 28	180	1.0	149.10	148.80	50
20	26 - 27	170	18.0	209.50	148.90	50
21	22 - 27	90	11.0	161.10	148.90	50
22	27 - 28	80	1.0	148.90	148.80	50
23	35 - 36	120	75.0	265.20	193.70	75
24	36 - 13	150	4.0	193.70	189.50	50
25	36 - 37	150	30.0	193.70	154.50	63

					<i>ABP</i>		Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

26	37 - 38	190	2.0	154.50	153.20	50
Общий расход		432.0				

ГРП5

1	100 – 53	30	202.0	300.00	295.20	125
2	53 – 51	130	21.0	295.20	239.80	50
3	51 – 52	50	7.0	239.80	236.80	50
4	53 – 54	120	80.0	295.20	262.50	90
5	53 – 72	170	72.0	295.20	256.60	90
6	54 – 55	210	14.0	262.50	219.10	50
7	54 – 59	210	24.0	262.50	262.40	50
8	59 – 56	150	18.0	262.40	250.70	50
9	72 – 56	50	50.0	256.60	250.70	90
10	56 – 57	30	50.0	250.70	242.10	75
11	57 – 58	130	3.0	242.10	240.40	50
12	57 – 47	140	33.0	242.10	197.80	63
13	47 – 48	90	1.0	197.80	197.80	50
14	47 – 46	210	12.0	197.80	162.90	50
Общий расход		202.0				

ГРП6

1	100 – 63	30	178.0	300.00	262.40	90
2	63 – 59	80	1.0	262.40	262.40	50
3	63 – 62	90	87.0	262.40	233.40	90
4	62 – 61	70	51.0	233.40	186.00	63
5	60 – 61	120	5.0	186.00	147.10	50
6	59 – 60	130	3.0	262.40	147.10	50
7	62 – 65	200	9.0	233.40	215.40	50
8	63 – 64	200	11.0	262.40	235.20	50
9	61 – 66	210	5.0	186.00	179.10	50
Общий расход		178.0				

ГРП7

1	100 – 71	30	225.0	300.00	278.60	110
2	71 – 58	280	11.0	278.60	240.40	50

					<i><b>ABP</b></i>		Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

3	71 – 64	90	67.0	278.60	235.20	75
4	64 – 65	90	43.0	235.20	215.40	75
5	65 – 66	120	17.0	215.40	179.10	50
7	71 – 67	230	39.0	278.60	183.40	63
8	66 – 67	100	6.0	179.10	183.40	50
9	71 – 70	90	90.0	278.60	238.00	75
10	70 – 69	150	19.0	238.00	184.60	50
11	69 – 68	150	5.0	184.60	179.70	50
12	68 – 67	110	5.0	183.40	179.70	50
13	70 – 68	180	18.0	238.00	179.70	50
Общий расход		225.0				

## **1.4. Техніко-економічне порівняння варіантів газопостачання**

### **1.4.1. Загальна частина**

Варіанти технічних рішень співставляються по капіталовкладенням і річним експлуатаційним витратам. Капіталовкладення являють собою одночасні витрати на спорудження об'єкту і забезпечення його нормальним запасом оборотних засобів.

Одночасні затрати на спорудження промислових об'єктів, в тому числі і об'єктів системи газопостачання, включають в себе: вартість обладнання і матеріалів (франко-будівельний майданчик), вартість будівельно-монтажних робіт і накладні та інші витрати будівельних організацій.

Експлуатаційні витрати, пов'язані з забезпеченням експлуатації об'єктів, включають в себе: витрати на матеріали і паливо, витрати на заробітну плату персоналу з відрахуваннями на соціальне страхування, амортизаційні відрахування, витрати на поточний ремонт і інші витрати.

Капіталовкладення визначаються на основі розробки кошторисів будівництва, експлуатаційні витрати – на основі проектних кошторисів або калькуляцій експлуатаційних витрат. При визначенні капіталовкладень повинна бути врахована вартість можливих збитків, які причиняються народному господарству в зв'язку з будівництвом об'єктів системи газопостачання (знос житлових будинків, промислових об'єктів і т.д.).

Визначення капіталовкладень і експлуатаційних витрат на основі складення кошторисів будівництва і експлуатації можливо тільки після того,

									Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

**ABP**

як виконано проект газопостачальної системи. Однак в більшості випадків задачею техніко-економічного розрахунку є саме обґрунтування і вибір варіанта проектного рішення, коли розробленого проекту ще немає, відсутні будівельні і експлуатаційні кошториси. Основний шлях визначення експлуатаційних витрат і капіталовкладень в таких умовах – використання укрупнених загальних техніко-економічних показників варіантів проектних рішень.

#### **1.4.2. Результати порівняння варіантів газопостачання с.Єрки**

В якості критерія порівняння були прийняті капітальні витрати в спорудження газопрозподільних вуличних мереж, так як експлуатаційні витрати для всіх варіантів, що розглядались, умовно прийняті однаковими і у подальших розрахунках не враховувались. При виконанні економічних розрахунків використовувались укрупнені нормативи в існуючих цінах, що включають в себе вартість будівництва 1 км газопроводів в сухих ґрунтах з пневматичним випробовуванням, а для сталевих труб – ще й дуже підсилену антикорозійну ізоляцію. Вартість влаштування мережних ГРП шафового типу, встановлення будинкових регуляторів типу РДГС-10 приймалась у фактичних цінах.

Результати техніко-економічних розрахунків наведено у табл. та гістограмах арк.4.

За результатами досліджень можна зробити такі висновки:

1. Економічно більш доцільним є варіант одноступеневої середнього тиску газу системи вуличних газопроводів з встановленням будинкових регуляторів тиску газу типу РДГС-10 і використанням поліетиленових труб. Збільшення розрахункового перепаду тиску в мережі від 150 ( $P_{кінц.}=250$  кПа) до 200 ( $P_{кінц.}=200$  кПа) і від 150 до 250 кПа ( $P_{кінц.}=150$  кПа) зменшує вартість системи, відповідно, на 0.5 і 0.85 %. В умовах задачі, що розглядається, отримана економія коштів не виходить за межі статистичної похибки.

2. Збільшення розрахункового перепаду тиску в одноступеневій системі з використанням сталевих труб від 150 до 250 кПа також суттєво не зменшує вартості системи (за результатами розрахунків – лише на 0.11 %).

Отримані величини економії коштів можна пояснити, з нашої точки зору, існуючими вимогами щодо мінімального діаметру газорозподільних

					<b><i>ABP</i></b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мереж та існуючим сортаментом труб, що застосовують при спорудженні систем газопостачання населених пунктів.

3. Для двоступеневих систем, як з використанням сталевих труб, так і поліетиленових, основні відмінності полягають у вартості прокладки газопроводів. Зміна перепадів тиску у вуличних мережах низького тиску (1200 і 1500 Па) викликала перерозподіл потоків газу у відповідній системі та призводила до зміни продуктивності мережних газорегуляторних пунктів (гідравлічні розрахунки газопроводів низького тиску виконуються завжди у першу чергу). Проте сумарна вартість будівництва при збільшенні перепаду тиску від 1200 до 1500 Па зменшувалась несуттєво: для мереж зі сталевих труб – на 1.15, з поліетиленових труб – на 0.48 %.

4. Проаналізувавши отримані значення сумарних витрат у спорудження газорозподільних систем різних типів для газифікації с. ЄРКИ економічно доцільним є варіант одноступеневої системи середнього тиску газу з використанням поліетиленових труб і встановленням будинкових регуляторів типу РДГС-10 у кожній оселі. Якщо прийняти вартість вказаної системи за 100 %, то вартість аналогічної системи зі сталевих труб становить приблизно 225 %, двоступеневої системи (високого і низького тисків газу) з трубами: сталевими – 275, поліетиленовими – 127 %.

### **1.5. ГАЗОПРОВИДИ І СПОРУДИ НА НИХ**

Для будівництва газопроводів високого тиску I категорії прийняті труби сталеві електрозварні по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80 В ст 3 сп (підземні).

Для будівництва газопроводів середнього та низького тиску прийняті труби поліетиленові ДСТУ Б.В. 2.7-73.98 SDR17,6 (підземні).

При розробці даного проекту використані норми ДБН.В.2.5-20-2001 з урахуванням всіх змін, лист Держкомохоронпраці, “Рекомендации по проектированию, строительству, Эксплуатации и ремонту газопроводов из полиэтиленовых труб”, розроблені інститутом “УкрНДЦінжпроект” (РД 204 УССР 200-86).

Зварювальні роботи виконуються із застосуванням обладнання, що пройшло атестацію згідно з вимогами ДНАОП 1.1.23-4.07.

Фасонні частини на металевих газопроводах передбачаються, як правило, круто зігнуті, штамповані, гнуті, заводського виготовлення. Повороти металевих газопроводів у горизонтальній і вертикальній площинах при кутах повороту до 6° досягаються натуральним вигином труб.

					<b>АВР</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зварні стики підлягають контролю фізичними методами. Кількість контрольних стиків повинна відповідати ДБН В.2.5-20-2001.

З'єднання металевих труб передбачається дуговою електричною зваркою встик. Типи конструктивних елементів і розміри зварених з'єднань повинні відповідати ГОСТ 16037-80 та мати 100% контроль.

Для будівництва поліетиленових газопроводів необхідно використовувати з'єднувальні деталі – переходи, відводи, трійники – гнуті, литі під тиском, пресовані. Кожна партія труб і з'єднувальних деталей повинна мати паспорт (сертифікат) заводу-виробника. З'єднання поліетиленових труб між собою і з металевими трубами передбачене нероз'ємним. З'єднання газопроводів-вводів із поліетиленових труб як на горизонтальних так і на вертикальних ділянках газопроводу слід виконувати терморезисторним з'єднанням.

Радіуси повороту поліетиленових газопроводів, виконаних у холодному стані без застосування відводів, повинні бути не менше 25 зовнішніх діаметрів, для труб діаметром не більше 90 мм.

Глибина залягання сталевих газопроводу прийнята не менше 0,8 м до верху труби, а поліетиленового газопроводу – не менше 1,0 м.

Над підземним поліетиленовим газопроводом передбачається попереджувальна сигнальна стрічка жовтого кольору шириною 200 мм з вмонтованим в неї алюмінієвим проводом перерізом  $2,5 \div 4,0 \text{ мм}^2$ .

Сигнальна стрічка вкладається цілісною або з'єднується стандартними муфтами. З однієї сторони встановлюється КВП, який приєднується до вмонтованого проводу стрічки, а також ізолюється. Вільний кінець стрічки теж ізолюється. Після будівництва перевірити цілісність стрічки і скласти акт.

При прокладанні газопроводу вздовж під'їзної дороги або при її перетині відкритим способом – заглиблення не менше 1,2 м до верху землі. При перетині газопроводом місцевої залізничної колії способом горизонтального буріння глибина залягання газопроводу – 1,5 м. Газопровід під залізничною колією прокладається в металевому з установкою контрольної трубки. При перетині з теплотрасою газопровід прокладається у футлярі з поліетиленової труби. Футляри є тільки засобом захисту газопроводу від механічних пошкоджень.

Траса підземних газопроводів позначається вказівними знаками і стовпчиками.

Перехід газопроводу – вводу із поліетиленової труби на сталеву виконується на вертикальній ділянці з розміщенням поліетиленового газопроводу та вузла з'єднання з металевим газопроводом в футлярі з

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

отвором для проб повітря згідно ДБН В.2.5-20 п.4.33.

В будинках і спорудах, які розміщені по обидві сторони траси газопроводу на відстані 50 м, вводи і випуски водопроводу і каналізації, кабелю, тепломережі, які проходять через підземну частину зовнішніх стін, повинні бути ретельно ущільнені.

В кришках колодязів і камер суміжних підземних комунікацій які розміщені по обидві сторони траси газопроводу на відстані 50 м передбачається свердління отворів для взяття проби на загазованість –  $\varnothing 15$  мм.

Після монтажу і випробування на міцність і щільність газопроводи надземної прокладки покриваються двома шарами емалі жовтого кольору ПС-115 ГОСТ 6465-76 двома шарами ґрунту ПФ-0.20 ТУ 6-10-1940-84.

При перетині газопроводу з існуючими підземними інженерними комунікаціями відстань по вертикалі в прозорі повинна бути не менше:

- з електрокабелем, телефонним броньованим кабелем – 0,25 м (при умові прокладання їх у футлярі);
- з водопроводом – 0,2 м;
- з каналізацією – 0,2 м.

#### **1.6. НОРМИ ВИПРОБУВАНЬ ГАЗОПРОВІДІВ**

- газопроводів високого тиску Г4 (підземні):
  - на міцність –  $P=1,5$  МПа (повітрям) 1 година
  - на герметичність  $P=1,2$  МПа (повітрям) 24 години
- газопроводів високого тиску Г4 (надземні):
  - на міцність –  $P=1,5$  МПа (водою) 1 година –
  - на герметичність  $P=1,2$  МПа (водою) 0,5 години
- газопроводів середнього тиску (підземні):
  - на міцність –  $P=0,6$  МПа (повітрям) 1 година
  - на герметичність  $P=0,3$  МПа (повітрям) 24 години
- газопроводів середнього тиску (надземні):
  - на міцність –  $P=0,45$  МПа (повітрям) 1 година –
  - на герметичність  $P=0,3$  МПа (повітрям) 0,5 години
- газопроводів низького тиску (підземні):
  - на міцність –  $P=0,6$  МПа (повітрям) 1 година
  - на герметичність  $P=0,1$  МПа (повітрям) 24 години
- газопроводів низького тиску (надземні):
  - на міцність –  $P=0,3$  МПа (повітрям) 1 година –
  - на герметичність  $P=0,1$  МПа (повітрям) 0,5 години

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### **1.7. ВИМИКАЮЧІ ПРИСТРОЇ**

Вимикаючий пристрій на проектуємих газопроводах в даному проекті передбачається:

- перед і після ГГРП, ГРП;
- на вводі в топкові.

### **1.8. ЗАХИСТ ГАЗОПРОВІДІВ ВІД КОРОЗІЇ**

Для захисту сталевого підземного газопроводу від ґрунтової корозії передбачається їх покриття ізоляцією типу "Дуже посилена" у відповідності з вимогами ГОСТ-9.60289 з врахуванням існуючих засобів захисту у цій зоні; при проектуванні електрохімічного захисту підземних газопроводів передбачити захисне покриття термоусадковою двошаровою ізоляційною плівкою "Термізол" згідно ТУ У 88.264.022-95.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2. ТОПКОВА

### 2.1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Розрахункова продуктивність топкової визначається сумою витрат тепла на опалення і вентиляцію при максимальному режимі (максимальні теплові навантаження) і теплових навантажень на гаряче водопостачання при середньому режимі. При визначенні розрахункової продуктивності топкової необхідно враховувати витрати тепла на власні потреби топкової, включаючи опалення в топковій.

Максимальні теплові навантаження на опалення  $Q_{o\max}$ , вентиляцію  $Q_{v\max}$  і середні теплові навантаження на гаряче водопостачання  $Q_{hm}$  громадських будівель приймаємо по відповідним проектам на ці будівлі.

Середня витрата теплоти на опалення визначаємо за формулою, МВт:

$$Q_{осер} = Q_{o\max} \cdot \frac{t_{вн} - t_{с.р.}}{t_{вн} - t_{р.о.}} = 0,106 \cdot \frac{18 + 1,1}{18 + 22} = 0,0506 \text{ МВт},$$

де  $t_{вн}$  – середня температура внутрішнього повітря опалювальної будівлі (приймаємо  $18^{\circ}\text{C}$ );  $t_{с.р.}$  – середня температура зовнішнього повітря за період із середньодобовою температурою  $8^{\circ}\text{C}$  і менше (приймаємо  $t_{с.р.} = -1,1^{\circ}\text{C}$ );  $t_{р.о.}$  – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення (для Київської області приймаємо  $t_{р.о.} = -22^{\circ}\text{C}$ ).

Середня витрата теплоти на гаряче водопостачання в літній період визначаємо за формулою, МВт:

$$Q_{hm}^s = Q_{hm} \cdot \frac{t_{зен} - t_6^s}{t_{зен} - t_6} = 0,1321 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 0,1057 \text{ МВт},$$

де  $t_{зен}$  – температура води в трубопроводі до споживача (приймаємо  $55^{\circ}\text{C}$ );  $t_6^s$  – температура холодної води в літній період (приймаємо  $15^{\circ}\text{C}$ );  $t_6$  – температура холодної води в зимовий період (приймаємо  $5^{\circ}\text{C}$ ).

Теплові навантаження на топкову пральні за трьома характерними режимами приведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Вид споживання	Теплоносій	Витрата тепла за трьома режимами, Гкал/год (МВт)			Добова витрата тепла Гкал/доб МВт/добу	Річна витрата тепла Гкал/рік (МВт/рік)
		Середній	Максимальний	Літній		
Опалення	вода 85-65°C	0,0435 (0,0506)	0,0912 (0,106)	-	1,0452 (1,2144)	195,44 (227,09)
Гаряче водопостачання (максимальний) *	Вода 55°C	0,1136* (0,1321)	0,1136* (0,1321)	0,0909 (0,1057)	0,568 (0,6605)	207,32 (241,08)

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>АВР</b>	Арк.

Гаряче водопостачання (усереднений)	Вода 55°C	0,0636 (0,074)	0,0636 (0,074)	-	-	-
Разом		0,1071 (0,1246)	0,1548 (0,180)	0,0909 (0,1057)	1,6132 (1,8749)	402,76 (468,17)

\*Максимальна година витрати тепла на гаряче водопостачання в підсумкову цифру не входить.

Для визначення річної витрати теплоти на опалення приймаємо 187 днів опалювального періоду. Для визначення річної витрати теплоти на гаряче водопостачання приймаємо 350 днів.

## 2.2. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ

Для покриття теплових навантажень у топковій пральні встановлено два водогрійних котла фірми «Fondital» модель „Bali RTN 90E” номінальною потужністю 90кВт/77400 ккал/год/ кожний. Загальна теплопродуктивність топкової – 180 кВт (154800 ккал/год).

Коефіцієнт корисної дії котла при роботі на природному газі – 91,6%.

Теплоносій – вода 85°-65°C.

Котли працюють на природному газі низького тиску.

Топкова, що проектується, за надійністю забезпечення тепловою енергією належить до другої категорії.

Топкова призначена для роботи з періодичним перебуванням чергового персоналу в системі диспетчеризації. Для обслуговування топкової передбачити обслуговуючий персонал (1 людина), який пройшов відповідну підготовку, на 0,5 ставки.

Тепловою схемою передбачено в топковій два контури теплопостачання: контур системи опалення та контур системи гарячого водопостачання.

Підсумкова витрата мережевої води 7,74 м<sup>3</sup>/год:

- витрата мережевої води на опалення – 4,56 м<sup>3</sup>/год;
- витрата мережевої води на приготування води на ГВП – 3,18 м<sup>3</sup>/год.

Витрата сирій води на приготування гарячого водопостачання з температурою 55°C – 4,18 м<sup>3</sup>/год.

Циркуляція теплоносія здійснюється насосами фірми „Wilo”:

- в системі опалення – насосом Wilo-TOP-SD 40/10;
- в системі ГВП – насосом Wilo-TOP-S 25/5.

Насосів мережевої води системи опалення – два: один – робочий, другий – резервний (все в одному корпусі).

Насосів мережевої води на приготування ГВП передбачено два: один – робочий, другий – резервний (резервний на складі).

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Автоматичне регулювання температури прямої води в опалювальному контурі, в залежності від температури зовнішнього повітря здійснюється за допомогою 3-х ходового регулюючого клапану, встановленого на трубопроводі прямої мережевої води в контурі системи опалення.

Компенсація теплових змін об'єму води в системі здійснюється за допомогою мембранного розширювального бака, об'ємом  $V=200$  л.

Для зниження вмісту заліза у вихідній воді проектом передбачається установка знезалізення BF-10R. Після установки знезалізення одна частина води питної якості (карбонатна жорсткість води менше ніж 9 мг-екв/л., вміст заліза 0,3 мг/л) підмагнічується та поступає до підігрівачів для приготування води на потреби ГВП. Друга частина води подається до установки пом'якшення води.

Вода на підживлення пом'якшується в натрій катіонітній установці SF-4M, після чого направляється до баку запасу підживлювальної води (ємність баку  $V=0,5$  м<sup>3</sup>). Підживлення системи теплопостачання здійснюється за допомогою автоматичної установки підйому води типу гідроджет (одна – робоча, друга – резервна (на складі)). Установка складається з самозаповнюючого насоса, мембранного баку, датчику тиску для автоматичної роботи системи. При зниженні тиску в мережі, до неї починає надходити вода з мембранного баку. При зниженні тиску води в баці, насос автоматично включається й підтримує заданий тиск. Мембранний бак заповнюється з баку запасу пом'якшеної води.

В проекті передбачене регулювання рівня води в баці запасу пом'якшеної води. Щоб уникнути переливу в баці запасу пом'якшеної води, передбачений поплавковий клапан який перекриває протік води у бак по верхньому рівню.

При зниженні рівня води в баці запасу підживлювальної води до половини подається сигнал на пульт диспетчеру. Якщо рівень води в баці з якихось причин опускається до нижньої відмітки, спрацьовує сигналізація

Для приготування гарячої води в топковій встановлено два бойлер-водонагрівача „WHPF BA 500” фірми «Fondital».

Циркуляція води в системі ГВП здійснюється за допомогою натрубного насоса Wilo-TOP-Z 30/7, що передбачений на циркуляційному трубопроводі системи ГВП.

Топкова обладнана лічильниками:

- холодної води;
- гарячої води;
- циркуляційної води ГВП.

Для захисту котлів від підвищення тиску, запроектовано запобіжні клапани на трубопроводі прямої мережевої води після кожного котла.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відпрацьовані гази від кожного котла відводяться по газоходу Ø220 мм в окрему димову трубу Ø220 мм. Газоходи та димові труби виготовлені фірмою „Версія–Люкс” з нержавіючої сталі, теплоізольовані, в оцинкованому кожусі та постачаються як готовий виріб.

Верх димових труб на відмітці 8.580 від нуля топкової.

Трубопроводи, які мають температуру поверхні вище 45°C та газоходи запроектовані з тепловою ізоляцією.

Щоб уникнути розмороження системи опалення при аварії необхідно спорожнити систему опалення при охолодженні теплоносія до +5°C.

Біля входу в приміщення топкової на стіні передбачається пожежний стенд з первинними засобами пожежогасіння:

- вогнегасник порошковий ємністю 9,0 л – 2 шт;
- ящик з піском 0,5х0,5х0,5 – 1шт;
- лопата – 1шт

### 2.3. РОЗРАХУНОК ДИМОВОЇ ТРУБИ

Димова труба виконана із червоної цегли. Діаметр димової труби визначаю за формулою:

$$d_{mp} = 0,0188 \sqrt{\frac{V_{\Sigma G}}{\omega_G}}, м$$

де  $\omega_G$  – швидкість руху димових газів, приймають в межах 6...8 м/с,  $V_G$  – витрата димових газів.

Витрата димових газів від установок визначається за виразом:

$$V_i = (1 + \alpha_{np}) V_G (1 + \alpha_{II} L_T), м^3 / год$$

де  $\alpha_{np}$  – коефіцієнт присосів у газоходах,  $V_G$  – розрахункова витрата паливного газу,  $L_T$  – теоретична витрата повітря для спалювання 1 м<sup>3</sup> газу,  $\alpha_{II}$  – коефіцієнт надлишку повітря газопальникових пристроїв агрегатів.

Згідно з паспортною характеристикою (див. табл. 3.3) для прийнятого котла „Vali RTN 90E” об'єм газоповітряної суміші становить  $G_{гп} = 200$  кг/год.

Витрата газоповітряної суміші визначаємо за формулою:

$$V_{гп} = \frac{G_{гп}}{\rho} = \frac{200}{0,8} = 250 м^3 / год,$$

де  $\rho = 0,8$  кг/м<sup>3</sup> – густина газоповітряної суміші в димоході.

$$d_{mp} = 0,0188 \sqrt{\frac{250}{7}} = 0,112 м,$$

Приймаю діаметр труби рівний 0,22 м.

Висоту димової труби визначаю за виразом:

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$h_{mp} = 0,219 \frac{H_{\Sigma} + H_T}{P_{бар} \left( \frac{1}{273+t_3} - \frac{1}{273+t_T} \right)}, \text{ м}$$

де  $H_{\Sigma}$  – втрати напору в газоходах,  $H_T$  – розрідження в топці,  $t_3$  – розрахункова температура зовнішнього повітря,  $t_T$  – середня температура газів в трубі,  $P_{бар}$  – барометричний тиск.

Втрати тиску в димовій трубі треба визначати аеродимічним розрахунком за виразом:

$$H_{TP} = 9,81(\lambda h_{TP} / d_e + \Sigma \xi \rho_e \omega_T^2 / 2), \text{ Па}$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного тертя,  $d_e$  – еквівалентний діаметр,  $\rho$  – густина димових газів,  $\xi$  – коефіцієнт місцевих опорів.

Середню температуру димових газів у трубі треба визначити з урахуванням охолодження  $\Delta t$ . Охолодження продуктів горіння в димовій трубі визначаю за формулою:

$$\Delta t = \frac{t_{2n} - t_3}{0,384 \frac{V_z}{KF}} + 0,5, \text{ } ^\circ\text{C}$$

де  $t_{2n}$  – початкова температура димових газів,  $K$  – коефіцієнт теплопередачі на внутрішній стінці димової труби,  $F$  – площа внутрішньої поверхні димової труби.

Середня температура димових газів згідно з паспортною характеристикою (див. табл. 3.3) для прийнятого котла „Bali RTN 90E” становитиме  $t_{cep} = 120^\circ\text{C}$ .

На основі вимог будівельних норм і правил у відповідності з архітектурним вирішенням вибирається місцерозположення димоходу в середині чи зовні споруди. У верхній точці димохід повинен закінчуватися конусом. Внизу димохід повинен опиратися на нижню чи проміжну основу (настінне кріплення з трикутними кронштейнами).

Зоною вітрового підпору димової труби вважається простір нижче лінії, проведеної під кутом  $45^\circ$  до обрїю від найвищих точок поблизу розташованих споруд та дерев. У всіх випадках висота труби над прилягаючою частиною даху повинна бути не менша  $0,5$  м, а для будинків зі зміщеною покрівлею (плоским дахом) – не менше  $2$  м.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

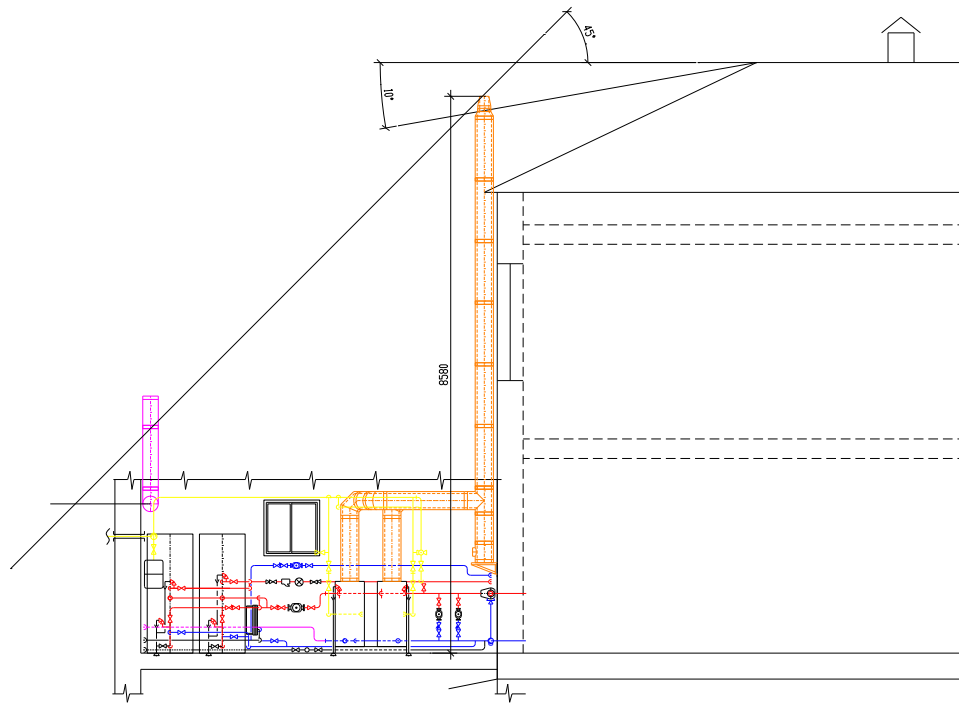


Рис.2.1. Схема встановлення димової труби

За побудовою даху основної будівлі приймаю трубу висотою 8,580\* м від нуля топки.

$$H_{TP} = 9,81 \cdot (0,04 \times 7,48 / 0,22 + 0,7968 \times 7^2 / 2) = 204,8 \text{ Па.}$$

#### 2.4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТОПКОВОЇ

Таблиця 2.1

№№ п/п	Найменування	Одиниця вимірювання	Величина
1	Розрахункова видатність топки	Гкал/год (МВт)	0,1548 (0,180)
2	Встановлена теплопродуктивність топки по воді t=85÷65°C	Гкал/год (МВт)	0,1548 (0,180)
3	Річна виробка тепла	Гкал/рік (МВт/рік)	402,76 (468,17)
4	Річний відпуск тепла	Гкал/рік (МВт/рік)	402,76 (468,17)
5	Річне число годин використання встановленої теплопродуктивності	годин	2602
6	Річна витрата палива: натурального газу	нм <sup>3</sup> /рік	54962
7	Річна витрата палива умовного	тис.т.у.т.	0,0628

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>ABP</b>					

8	Питома витрата умовного палива на 1 Гкал виробленого тепла	т.у.т./Гкал	0,1560
---	--	-------------	--------

## 2.5. ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Теплопостачання пральні в с.Єрки передбачається від проектуємої топкової, яка розташована в прибудові до будівлі пральні. В топковій передбачається встановлення двох водогрійних котлів фірми «Fondital» модель „Vali RTN 90E”, номінальною потужністю 90кВт /77400 ккал/год/кожний. Загальна теплопродуктивність топкової – 180 кВт (154800 ккал/год).

Коефіцієнт корисної дії котла при роботі на природному газі – 91,6%.

Котел – автоматизований, комплектно з котлом постачається пальник з автоматикою.

Проектом передбачене автоматичне регулювання температури прямої води в опалювальному контурі, в залежності від температури зовнішнього повітря за допомогою 3-х ходового регулюючого клапану, встановленого на трубопроводі прямої мережевої води в контурі системи опалення.

Що дозволяє обладнанню працювати в більш економічному режимі, тобто дає реальну можливість економити паливо.

Встановлення ємких бойлерів, що працюють під тиском, в якості баків-акумуляторів дозволяє не встановлювати насоси на системи ГВП, тобто економить електроенергію.

В проекті передбачається контроль складу скидних димових газів за допомогою комплекту газових аналізаторів КГА та контроль температури скидних газів за допомогою показуючих термометрів, а також виміри температури та тиску газу перед пальником кожного водонагрівального котла.

Проектом передбачена теплова ізоляція трубопроводів, запірної арматури, газоходів, димової труби, що дозволяє зменшити втрати тепла в оточуюче середовище і запобігнути ушкодженню персоналу.

З метою економії тепла у кожного опалювального приладу системи опалення встановити автоматичні терморегулятори “Данфос” RTD K.

## 2.6. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ І ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ

Проектом передбачено розміщення топкової в існуючій прибудові до будівлі пральні.

Приміщення топкової має окремий вихід безпосередньо назовні.

Категорія виробництва по вибуховій, вибухопожежній та пожежній небезпеці – Г.

По умовах середовища згідно з ПУЄ приміщення відноситься до нормальних.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вид палива – природний газ по ГОСТ 5542–87. Температура межі займистості – 645°C, межа спалахування у суміші з повітрям : - 5%, верхня - 15%.

З метою створення сприятливих умов для роботи топкової передбачені такі системи:

- система вентиляції забезпечує трьохкратний повітрообмін та приплив повітря для забезпечення роботи котлів;
- система природного освітлення через вікно;
- система робочого, аварійного і ремонтного електричного освітлення;
- автоматичне підтримання всіх заданих параметрів роботи системи передбачено за допомогою блоків управління.
- проектом передбачені нормативні проходи для обслуговування обладнання;
- теплова ізоляція обладнання та трубопроводів з температурою поверхні вище 45°C;
- рухомі частини повинні бути закриті захисними кожухами;
- оснащення персоналу спеціальними заходами захисту і інструментом по правилам газової та електробезпеки;
- електричне заземлення обладнання.

Для продувки газопроводу перед пуском, а також для викиду газу, що просочується через нещільності запірної арматури запроєктований продувний газопровід та газопровід безпеки.

Для вирівнювання потенціалів і захисту від статичної електрики стаціонарно прокладені сталеві газопроводи і трубопроводи, корпуси технологічного обладнання повинні бути при монтажні приєднанні до мережі заземлення та занулення.

При короткотерміновій зупинці котлів всі крани на газопроводах повинні бути закритими, а на газопроводі безпеки відкритими.

Пуск, зупинка і експлуатація котлів повинні проводитись в суворій відповідності з затвердженою інструкцією по експлуатації котлів, працюючих на газовому паливі.

Кожний котел обладнаний запобіжним клапаном (для захисту від перевищення тиску води в котлі).

Робота котлів на газовому паливі автоматизована (див. розділ АТМ).

Вентиляція топкової відповідає вимогам ДБН «Котельні установки» (див. розділ ОВ).

Протипожежні заходи – дивись розділ ТМ.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 2.7. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО ПРИРОДНОГО СЕРЕДОВИЩА

При облаштуванні топкової, яка працює на газоподібному паливі водопостачання і каналізація на даному підприємстві залишається без зміни.

При роботі котлів у повітря будуть викидатися такі шкідливі речовини:

- діоксид азоту;
- оксид вуглецю.

Розрахунки викидів шкідливих речовин виконуємо згідно “Методических указаний по выбросам вредных веществ от котелен до 30 т/час”.

### 1. Діоксид азоту

$$M_{NO_2} = 0,001 \times B \times Q_E^P \times K_{NO_2} (1 - \beta)$$

де  $B$  – витрати натурального палива – т/рік, г/сек;  $Q_E^P$  – нижча теплота згорання палива в робочому стані – Мдж/кг;  $K_{NO_2}$  – параметр, який характеризує кількість окисів азоту, які утворюються на 1Мдж тепла;  $\beta$  – коефіцієнт, який враховує ступінь зниження викидів окисів азоту в результаті використання технічних рішень.

### 2. Оксид вуглецю.

$$M_{CO} = 0,001 \times C_{CO} \times B (1 - q_{ц})$$

де  $B$  – витрати натурального палива – т/рік, г/сек;  $C_{CO}$  – вихід оксиду вуглецю при спалюванні палива, кг/т;  $q_{ц}$  – втрати тепла, внаслідок механічної неповноти згорання;  $C_{CO} = q_3 \times R \times Q_H^P$ ;  $q_3$  – втрата тепла внаслідок хімічної неповноти згорання;  $Q_H^P$  – нижча теплота згорання палива в робочому стані;  $R$  – коефіцієнт, який враховує долю втрат тепла внаслідок хімічної неповноти згорання.

Природний газ на рік – 54962 м<sup>3</sup>;  
10,56 м<sup>3</sup>/год;  
2,143 г/сек.

Час роботи топкової – 2602 години.

Діоксид та оксид азоту:

$$M = 0,001 \times 54,962 \times 33,41 \times 0,075 = 0,1377 \text{ т/рік}$$

$$M = 0,001 \times 2,143 \times 33,41 \times 0,075 = 0,00537 \text{ г/сек}$$

Оксид вуглецю:

$$M = 0,001 \times 54,962 \times 0,5 \times 0,5 \times 33,41 = 0,4591 \text{ т/рік}$$

$$M = 0,001 \times 2,143 \times 0,5 \times 0,5 \times 33,41 = 0,0179 \text{ г/сек}$$

## 2.8. ДОЦІЛЬНІСТЬ ПРОВЕДЕННЯ РОЗРАХУНКУ ЗАБРУДНЕННЯ АТМОСФЕРИ НА ЕОМ

Для прискорення і спрощення розрахунків приземних концентрацій розглядаються ті зі шкідливих речовин, що викидаються, для яких:

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$M/ГДК > \Phi$$

$$\Phi = 0,01 \cdot H \text{ при } H > 10 \text{ м};$$

$$\Phi = 0,1 \text{ при } H < 10 \text{ м}.$$

Висота димових труб 8,08 м

$M$  (г/с) – сумарне значення викидів від усіх джерел підприємства;

$ГДК$  (мг/м<sup>3</sup>) – максимально-гранична допустима концентрація;

$H$  (м) – середньозважена по підприємству висота джерел викидів.

Коефіцієнт доцільності проведення розрахунків розсіювання на ЕОМ

№п/п	Найменування забруднюючої речовини	Доцільність проведення розрахунків розсіювання (так чи ні) $M/ГДК > \Phi$
1	Азоту діоксид	$0,00537/0,085 = 0,0632$ НІ
2	Вуглецю оксид	$0,0179/5,0 = 0,0036$ - НІ

Згідно розрахунків бачимо, що максимальні приземні концентрації менші  $ГДК$ .

В даній топковій відповідно до встановлених котлів передбачено два джерела викиду забруднюючих речовин – дві димові труби.

## 2.9. ВНУТРІШНЄ ГАЗООБЛАДНАННЯ ТОПКОВОЇ

Теплопостачання пральні передбачається від проектуємої топкової, яка розташована в прибудові до будівлі пральні. В топковій передбачається встановлення двох водогрійних котлів фірми «Fondital» модель „Bali RTN 90E”, що працюють на природному газі низького тиску. Номінальна потужність одного котла – 90 кВт/77400 ккал/год/, коефіцієнт корисної дії – 91,6%. Загальна теплопродуктивність топкової – 180 кВт (154800 ккал/год).

Газообладнання топкової запроектоване для роботи котлів на газі низького тиску з автоматикою безпеки та регулювання процесів горіння та живлення.

В топкову подається газ низького тиску  $P \leq 3$ кПа (0,03 кгс/см<sup>2</sup>). Приєднувальний тиск газу на вході в пальник котла складає  $P \geq 1,3$  кПа.

Розрахункова витрата газу на один котел – 10,56 нм<sup>3</sup>/год. Максимальна встановлена витрата газу на топкову – 21,12 нм<sup>3</sup>/год.

Для обліку витрат газу на ввіді в топкову передбачається встановлення лічильника „Самгаз Україна” G 16.

Для роботи на газі котли обладнані комплектом автоматики.

В проекті передбачається контроль складу відхідних димових газів за допомогою газоаналізаторів КГА і контроль температури відхідних газів за допомогою показуючого термометра, а також вимірювання температури і тиску газу на ввіді газопроводу в топкову та тиску газу перед пальником.

В приміщенні топкової передбачається контроль мікроконцентрацій

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чадного газу (0,005 об'ємних процентів СО) та контроль довибухових концентрацій газу 20% НКМЗ шляхом установки сигналізаторів ( див розділ АТМ).

Труби покриваються двома шарами емалі ХВ-124 ГОСТ 10144-74 яскраво жовтого кольору.

Газифікація котлів повинна здійснюватися в суворій відповідальності з вимогами “Правил безпеки систем газопостачання”, “Правил устройства и безопасности эксплуатации водогрейных котлов с давлением не выше 0,7 ати”, ДБН В.2.5-20.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3. АВТОМАТИЗАЦІЯ

#### 3.1. АВТОМАТИЗАЦІЯ ТОПКОВОЇ

В топковій пральні встановлено 2 котли BALI RTN, бак запасу води, підживлюючі насоси, мережеві насоси, рециркуляційні насоси, бойлер-водонагрівач, насоси ГВП.

Автоматика котла і пальника постачаються в комплекті з котлом і забезпечують:

- подачу газу на основний та запальний пальники;
- регулювання температури води за котлом;
- автоматичне відключення газу при загасанні пальника, зниженні тиску газу нижче мінімального, аварійному підвищенню температури або тиску за котлом, зниженні тяги за котлом, відключенні електроживлення.

Для забезпечення АВР мережевих насосів передбачено модуль АВР для здвоєних насосів.

Насоси рециркуляції працюють в залежності від температури води перед котлами.

Насос мережевої води на ГВП працює в залежності від температури гарячої води.

Для візуального контролю параметрів проектом передбачені показуючі прилади (термометри і манометри).

Для контролю за якістю згорання газу проектом передбачено комплект обладнання для газових аналізів.

Для контролю загазованості топкової проектом передбачено установку сигналізатора газу (на метан і чадний газ).

При досягненні вмісту газу в повітрі 20% НКМР, або 0,005%СО сигналізатор спрацьовує, подається світло-звуковий сигнал в місце постійного чергового і автоматично закривається швидкозапірний клапан на ввіді газу. Клапан також автоматично закривається при спрацюванні пожежної сигналізації та при припиненні електропостачання.

Для регулювання температури води на опалення передбачений погодозалежний регулятор температури

В зв'язку з тим, що топкова працює в автоматичному режимі, в місце постійного чергового подаються сигнали про аварію в топковій, загазованість приміщення топкової, пожежу і несанкціонований доступ.

В якості захисних заходів використовується захисне занулення. Зануленню підлягають всі металеві частини електрообладнання, які нормально не знаходяться під напругою.

Приміщення топкової обладнується автоматичною пожежною сигналізацією. В приміщенні топкової встановлюються теплові сповіщувачі

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Компенсація реактивної потужності не передбачається, так як складає менше 30 кВАр.

Споживча потужність –  $P_c=3,5$  кВт.

Річні витрати електроенергії – 9,5 МВт·год.

### **3.3.1. СИЛОВЕ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ**

Основними споживачами електроенергії є насос мережевої води системи опалення, гідроджет та інше дрібне обладнання.

В якості розподільчого пункту прийнято щит ЩКН-3-48/з - IP54 з автоматичними вимикачами на відходячих лініях.

В мережах живлення розеток силового обладнання передбачено пристрій ПЗВ.

Мережа живлення і розподільчі мережі виконуються кабелем марки ВВГ<sub>3</sub> та ВВГ, який прокладається на скобах, по монтажному профілю.

### **3.3.2. ЕЛЕКТРООСВІТЛЕННЯ ТОПКОВОЇ**

Електроосвітлення запроєктовано робоче, передпускове на напрузі 220В, переносне – на напрузі 12В. В якості аварійного освітлення передбачаються переносні акумуляторні ліхтарі СГВ-2 1Exede ІІВ, Т5Х. Освітленість топкової прийнята згідно ДБН В.2.5-28 “Природне і штучне освітлення”. Розрахунок виконано методом коефіцієнту використання.

Як джерела світла прийняті світильники з лампами розжарювання. Для передпускового освітлення топкової передбачаються світильники у вибухозахищеному виконанні типу НСП 23-200-IP54 2Exed ІІА,Т2 з самостійною електропроводкою кабелем ВВГ<sub>3</sub>-3×1,5мм<sup>2</sup> і розміщенням вимикачів поза приміщенням топкової.

Встановлена потужність: 1,11 кВт.

Кількість світильників: 5 шт.

Освітлювальна площа: 19,3 м<sup>2</sup>.

### **3.3.3. ЗАХИСНІ ЗАХОДИ**

Для захисту людей від ураження електричним струмом при ушкодженні ізоляції запроєктоване занулення металевих частин електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, а також кабельних металоконструкцій, стаціонарно прокладених металевих газопроводів і трубопроводів. В якості занулюючих провідників використовуються нульові жили кабелів, нульові проводи ліній живлення і групових мереж, а також спеціально прокладені проводи.

								<i>АВР</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Мережі заземлення топкової запроектовані. У даному проекті прийняті системи живлення та заземлення за схемою TN-C-S згідно вимог МЕК 364-4-41-92 та ГОСТ 30331.3-95, тобто провідники L, N, PE .

Для вирівнювання потенціалу і захисту від статичної електрики, де використовується заземлення та занулення – стаціонарно прокладені сталеві газопроводи і трубопроводи, металеві корпуси технологічного обладнання та інші повинні бути при монтажі приєднані до мережі заземлення та занулення.

У відповідності з вимогами п.7.7 «Рекомендацій по проектуванню крышных, встроенных и пристроенных котельных установок и установок бытовых теплогенераторов, работающих на природном газе» топкова підлягає блискавкозахисту по II категорії.

Блискавкозахист топкової, продувного газопроводу та газопроводу безпеки забезпечується по II категорії за допомогою окремого блискавкоприймача, встановленого біля топкової, в зону блискавкозахисту якого попадає також топкова. Блискавкозахист будівлі пральні, до якої прибудована топкова, існуючий і виконаний по II категорії.

Слід виконати заземлення трубопроводу газоподібного палива на штабу заземлення, з'єднану з зовнішнім контуром заземлення. З заземлювачем з'єднати металеві димові труби.

### **3.4. ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРП З ВУЗЛОМ ОБЛІКУ**

Електропостачання запроектованого ГРП з вузлом обліку є резервна однофазна ШР топкової лабораторного корпусу з  $I_{н.р.}=10A$ .

Живлення споживачів електроенергії запроектоване кабелем марки ВББШв-3×4-1,0 кВ.

#### **3.4.1. ЕЛЕКТРООСВІТЛЕННЯ ГРП З ВУЗЛОМ ОБЛІКУ**

Електроосвітлення ГРП виконується вибухозахищеним світильником НСП 23-200-IP54 2Exed ПАТ2. Марка світильника прийнята у відповідності з навколишнім середовищем – зоною класу 2, що відповідає гл. 4.8 ДНАОП 0.00-1-32-01. Керування електроосвітлення виконується за допомогою вимикача герметичного вибухозахищеного ГПВМ-2 2Exed ПАТ1.

Мережа освітлення у межах огорожі виконується кабелем марки ВВГ<sub>3</sub>-3×1,5 мм<sup>2</sup> в сталевій водогазопровідній трубі ø20 мм. Сталева труба прокладається по конструкції огорожі та кріплення козирка.

#### **3.4.2. ЗАХИСТ ВІД БЛИСКАВКИ ТА ЗАЗЕМЛЕННЯ**

Захист ГРП від прямих ударів блискавки виконується по II категорії. Для захисту скидного та продувних газопроводів передбачається стержневий

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

окремо стоячий блискавкоприймач, який встановлюється біля об'єктів, що захищаються.

Для забезпечення безперервного електричного зв'язку блискавкоприймач, металеві конструкції ГРП з'єднуються між собою за допомогою електрозварки.

Штучний контур заземлення ГРП виконується із чотирьох електродів круглої сталі діаметром 12 мм довжиною 5 м. Електроди з'єднані між собою штабовою сталлю розм. 40×4 мм. Блискавкоприймач заземлюється на запроектований штучний контур заземлення.

Всі з'єднання в колі заземлення між блискавкоприймачем і устаткуванням виконати зваркою не менше, як у двох точках.

### **3.4.3. ВИСОТА ОДИНОЧНОГО БЛИСКАВКОПРИЙМАЧА**

*ДЛЯ ПРОДУВНИХ І СКИДНОГО ГАЗОПРОВОДІВ*

$$h=(r_x+1,63xh_x) : 1,5;$$

$h_x$  – висота споруди, що захищається;

$r_x$  – зона захисту на висоті  $h_x$ ;

$$h=((5+1,6)+1,63x6,5) : 1,5= 11,46 \text{ м}$$

До установки приймається блискавкоприймач висотою 12,0 м.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$$Q=Q_T - Q_{T.B.} + Q_B = 2078,44 - 6520,8 + 4739,18 = 296,82 \text{ Вт.}$$

## 4.2. ОПАЛЕННЯ

Для опалення приміщення топкової проектом передбачається встановлення електроконвектора Flamingo Medio 500 W (апарат конвективний опалювальний електричний).

### 4.2.1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОТРАТ ЧЕРЕЗ ОГОРОДЖУЮЧИ КОНСТРУКЦІЇ

Огороджуючі конструкції					$t_B - t_{\text{зов}}$ °C	Множувач надбавок	Вт
Назва	Розміри	Кількість	Площа $F_o, \text{м}^2$	$\frac{1}{R_o}$			
Топкова							
Зовнішня стіна	3,5x2,5+ +0,5*0,4*3,5	1	9,45	0,45	32	1,1	149,69
Зовнішня стіна	5,5x2,5- -0,87x0,86	1	13,0	0,45	32	1,1	205,92
Зовнішня стіна	5,5x2,9- -2,2x0,9- -1,47x1,46	1	11,82	0,45	32	1,1	187,23
Вікно	0,87x0,86	1	0,75	2,56	32	1,1	67,58
Вікно	1,47x1,46	1	2,15	2,56	32	1,1	193,74
Зовнішні двері	2,2x0,9	1	1,98	4,55	32	1,1	317,12
Стеля	3,52x5,5	1	19,36	0,37	32	1,1	252,14
Підлога	I зона	2,0x3,5	1	7,4	0,48	-	113,66
Підлога	I зона	2x5,5x3,5	1	38,5	0,48	-	591,36
	Σ:						2078,44 Вт

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## **5. ОРГАНІЗАЦІЯ БУДІВЕЛЬНОГО ВИРОБНИЦТВА**

### **5.1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА**

Організація будівельного виробництва, це сукупність технічних, технологічних та організаційно-господарських заходів, що забезпечують правильне виробництво робіт, своєчасне забезпечення об'єкта технологічним обладнанням, будівельними матеріалами і робочими ресурсами.

Метою організації будівельного виробництва є максимально вдале поєднання трудового процесу: знаряддя праці і предметів праці для досягнення максимальної працездатності.

На сучасному етапі, будівництво представляє собою складну динамічну систему і забезпечує чіткий взаємозв'язок і взаємодію всіх елементів будівельного виробництва можна тільки за умови застосування наукової системи і методики організації, планування і керування будівництвом.

### **5.2. ВИБІР МЕТОДУ ОРГАНІЗАЦІЇ МОНТАЖНИХ РОБІТ**

Організація монтажних робіт може здійснюватись послідовним, паралельним і поточним методами.

Послідовний метод полягає в тому, що наступний вид робіт розпочинається тільки після закінчення попереднього. Недоліком методу є те, що збільшується термін будівництва.

Паралельний метод полягає у проведенні робіт паралельно з будівництвом. В цьому випадку комплекс робіт розбивається на самостійні ділянки – захватки, які можуть виконуватися залежно від інших робіт.

Поточний метод – об'єкти діляться на ряд захваток, а комплекс робіт ділиться на ряд циклів однакової працездатності. Кожна бригада виконує певний цикл, а потім переходить з однієї захватки на іншу. Цей спосіб ефективний при будівництві цілих комплексів. В проекті виконано монтаж системи газопостачання поточним методом.

### **5.3. КАЛЕНДАРНЕ ПЛАНУВАННЯ МОНТАЖУ СИСТЕМИ ТГПіВ**

Під календарними планами розуміють проектно-технологічні документи, якими встановлюються послідовність, інтенсивність та строки виробництва робіт, а також потребу в ресурсах. Кінцевим результатом календарного планування є складання розкладу (графіка) плануючих робіт для виконавців будівельних організацій, бригад, змін, що визначають календарні строки початку та закінчення їх виконання, також виявлення кількості потрібних в проміжок часу матеріалів (труб, конструкцій та ін.) і технічних (машин, механізмів) ресурсів.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Головною задачею календарного планування є складання такого розкладу робіт (календарного плану), який був би оптимальним по прийнятому критерію його оцінки та одностроково задовольнив би межі, що враховують реальні умови виробництва.

Критерій оптимальності календарного плану залежить від періоду планування та конкретних умов виробництва робіт. Для календарного плану виробництва на місяць за критерій оптимальності приймають мінімум простоїв трудових ресурсів та рівномірність їх використання за проміжок часу. При складанні календарного плану враховувались: строки виконання робіт заданих генпідрядником; інтенсивність використання ресурсів, які залежать від можливостей будівель під організації, ресурси, що виділяються в конкретні календарні періоди. Ресурси які використовують для виконання санітарно-технічних робіт розподіляють на два типи:

- складські ( матеріали, вироби, деталі і конструкції);
- не складські (трудові ресурси, машини і механізми).

Для складання календарного плану необхідно: перелік об'єктів будівництва і характеристики, які необхідно виконати. До них відносяться об'єми, працесмність, ціна робіт, види і кількість ресурсів, які можна реально використати на конкретні календарні періоди (трудові ресурси, їх чисельність та кваліфікований склад, інтенсивність використання ресурсів, на кожному об'єкті і види робіт).

Також задається технологічна послідовність виконання робіт. В календарному плануванні вирішуються слідуєчі задачі: часові, ресурсні і кошторисні. При рішенні часових задач визначають розклад робіт, тобто встановлюють строки початку та закінчення робіт, мінімальність їх продовження.

Ресурсні задачі виникають при необхідності врахувати границі на використання трудових, матеріально-технічних або фінансових ресурсів. Вони вирішуються шляхом врахування потреб в ресурсів та раціонального розподілення наявних або потрапляючи на об'єкт будівництва ресурсів. Будівельні задачі календарного планування направленні на урахування таких показників, кошторисна вартість, заробітна плата, трудові затрати, ці показники розглядаються як особливі види ресурсів і вирішуються шляхом урахування їх потреб і розподілення. Складаючи календарні плани санітарно-технічних робіт їх потрібно ув'язати з загально – будівельними роботами. Ця ув'язка заключається в тому, що тривалість та інтенсивність санітарно-технічних робіт залежить від запроектованого календарного плану будівельно-монтажних робіт по зведенню об'єкту.

Розробку календарного плану по монтажу систем ТГПіВ виконують в

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

*ABP*

Арк.

наступній послідовності:

1. Аналізують вихідні дані для проектування;
2. Складають номенклатуру (перелік) і послідовність монтажних процесів, необхідних для монтажу системи ТГПВ.
3. Підраховують об'єми робіт;
4. Вибирають методи виробництва робіт та основні будівельні машини;
5. Визначають потрібну кількість машино-змін та працевтрати для виконання монтажних робіт;
6. Визначають склад бригад, підраховують продовжуваність виконання кожного виду робіт і ув'язують їх виконання в проміжок часу.

Трудомісткість робіт і витрати машинного часу розраховують за нормативними витратами часу на виконання кожної роботи з урахуванням можливого росту продуктивності праці. Норми часу на виконання окремих будівельно-монтажних робіт наведені у відповідних збірниках ресурсних елементних норм ДБН Д.2.2-00. Склад бригади чи ланки для виконання окремої роботи можна прийняти за ЕНиР, а необхідна кількість робітників залежить від прийнятої тривалості виконання даної роботи.

Тип і потужність машин для будівництва зовнішніх мереж трубопроводів вибирають залежно від обсягу робіт, умов і термінів будівництва. При цьому необхідно виходити з проектування потокового способу організації робіт, за виключенням невеликих ділянок, де доцільно організувати роботу одночасно по всій трасі будівництва.

Для розробки траншеї використовуються одноківшеві екскаватори зі зворотною лопатою з об'ємом ковша 0,15 - 0,50 м. Для засипання траншей як у міських, так і в сільських умовах застосовують бульдозер. Монтажні стрілові самохідні крани (на автомобільному чи гусеничному ході) підбирають залежно від необхідної вантажопідйомності, вильоту стріли, виконуваної роботи (монтаж залізобетонних конструкцій, трубопроводів, обладнання). При укладанні трубопроводів використовують не менше двох трубоукладачів із відстанню між ними 25-35 м залежно від прийнятої довжини ланок труб.

При визначенні часу виконання окремих видів робіт необхідно передбачати перевиконання корм виробітку: для переважно механізованих процесів (будівництво теплових чи газових мереж) на 25...35%, для частково механізованих (монтаж устаткування і систем вентиляції) та переважно ручних робіт (монтаж трубопроводів опалення, водопроводу, газопостачання) на 15...20%.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Графік робіт є лінійним зображенням технологічного процесу монтажу. Кожній роботі відповідає лінія, довжина якої відповідає тривалості виконання даного процесу. При роботі в дві зміни показують дві паралельні лінії. Над лініями вказують кількість робітників, залучених до виконання робіт. Під лінією можна показати іншу додаткову інформацію щодо виконуваних робіт (наприклад, вартість робіт, фонд заробітної плати).

Після складання календарного плану будівельно-монтажних робіт, визначають техніко-економічні показники об'єкта, які характеризують доцільність і економічність прийнятих рішень.

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## **6. ТЕХНОЛОГІЯ БУДІВЕЛЬНОГО ВИРОБНИЦТВА**

### **6.1. МЕТОДИ ВИКОНАННЯ РОБІТ**

При виконанні будівельно-монтажних робіт треба керуватися:

- правилами виробництва і прийому будівельно-монтажних робіт;
- відповідними інструкціями по виконанню робіт ;
- правилами по техніці безпеки, охороні праці і правилами протипожежної охорони.

До початку виконання будівельно-монтажних робіт Замовник зобов'язаний отримати дозвіл на виконання будівельно-монтажних робіт в органах державного архітектурно-будівельного контролю (ДАБК). Нижче надається опис методів виконання основних будівельних та монтажних робіт, які рекомендується використовувати.

### **6.2. ЗЕМЛЯНІ РОБОТИ**

Розробка траншей виконується екскаватором “зворотна лопата” ЕО-2561 з ємністю ковша 0,4 м<sup>3</sup>. В місцях перехрестя мереж газопроводу з іншими мережами (КМ-0,4 кВ), розробку ґрунту необхідно виконувати вручну. Зворотне засипання траншей здійснюється після перевірки правильності укладання трубопроводів. Траншеї засипаються у два прийоми: спочатку присипають трубопроводи вручну на висоту 0,2 м, потім засипають бульдозером.

Прокладання мереж газопостачання передбачається автокраном КС-1562А вантажопідйомністю 5 т, довжиною стріли 6 м.

Над підземним поліетиленовим газопроводом передбачається попереджувальна сигнальна стрічка жовтого кольору шириною 200 мм з вмонтованим в неї алюмінієвим проводом перерізом 2,5÷4,0 мм<sup>2</sup>.

Труби поліетиленові поставляються на будівництво в бухтах. З'єднання поліетиленових газопроводів між собою передбачено терморезисторним зварюванням за допомогою з'єднувальних муфт.

Зварні з'єднання поліетиленових труб необхідно перевіряти зовнішнім оглядом і піддавати механічним випробуванням. Перевірці зовнішнім оглядом підлягають 100% з'єднань, механічним випробуванням – 1% з'єднань, але не менше 3 стиків із загальної кількості виконаних одним зварником на одному об'єкті. Дно траншеї повинно бути очищено від грудок землі, каміння. Газопровід слід складати в траншею за допомогою конопляних канатів, брезентових рушників.

Для того, щоб нитка газопроводу не впала в траншею, під газопровід слід застосувати тимчасові підкладки через траншею. Засипати газопровід слід у найбільш холодний час доби при температурі навколишнього повітря

						<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

вище 10°C; при температурі навколишнього повітря нижче 10°C засипка трубопроводу провадиться у самий теплий час доби.

Установлення та робота монтажного крана біля охоронної зони повітряних ліній електропередачі ПЛ-0,4 кВ і 10 кВ може проводитися лише за нарядом-допуском, оформленим роботодавцем і виданим на руки машиністу крана перед початком робіт. Проведення робіт з використанням вантажопідіймальних кранів у охоронній зоні ПЛ виконується відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Небезпечна зона ПЛ-0,4кВ дорівнює 1,5 м, а ПЛ-10кВ дорівнює 4,0 м.

Ущільнення ґрунту може проводитися укочуванням, трамбуванням та вібруванням. Зв'язні та грудкуваті ґрунти ущільнюються кулачковими катками, які передають на ґрунт тиск, що значно перевищує границю його міцності. Такими машинами масою до 5т ущільнюються шар ґрунту 10...20 см. Катками на пневмоколісному ході (причіпними та самохідними) ущільнюються піщані та глинисті ґрунти.

В місцях розташування діючих підземних комунікацій дозволяються земляні роботи тільки при наявності письмового дозволу організації, яка відповідає за експлуатацію цих комунікацій та після прийняття мір, які виключають їх ушкодження.

Всі земляні роботи повинні виконуватися в згідності з розробленим ПВР (виконується генпідрядником), по технологічним картам з розробкою заходів, які виключають затоплюваність поверховими водами, паводковими водами і атмосферними осадками.

### 6.3. ВИКОНАННЯ РОБІТ У ЗИМОВИХ УМОВАХ

Зі зниженням температури механічна міцність ґрунту, а також питомий опір різанню та копанню різко зростають (у 5-8 разів). Для успішного розроблення взимку та підготування мерзлого шару до екскавації можливе застосування таких основних способів: запобігання промерзанню ґрунтів, розморожування (вогневе, електричне), механічне руйнування (статичними та динамічними розпушувачами), блоковий спосіб, вибухові способи розпушування.

Запобігання промерзанню ґрунтів, які підлягають розробленню взимку, здійснюється: зорюванням (з наступним боронуванням та снігозатриманням); глибоким розпушуванням; утепленням теплоізоляційними матеріалами. Ці заходи здійснюються пізно восени, до початку заморозків, а щодо траншей та котлованів – негайно після видалення з них ґрунту.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

#### 6.4. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ БУДІВНИЦТВА ТИМЧАСОВИМИ ЕНЕРГОРЕСУРСАМИ

Опалення тимчасових споруд на період будівництва передбачається електромасляними радіаторами. Стислим повітрям будівництво буде забезпечене від одного пересувного компресора типу ЗІФ-55.

Потреба будівництва в тимчасовому електропостачанні, водопостачанні та каналізації буде забезпечена від постійних (проектуюмих) мереж. Точкою підключення електропостачання – тимчасовий розподільчий пристрій, який живиться від існуючої опори. Електроенергія між споживачами на будівельному майданчику розподіляється комплекто-блоковими трансформаторними підстанціями. Тимчасове електропостачання забезпечують на повітряних підвісках проводів. Кабельні мережі використовують тільки тоді, коли відкриті електропроводи неможливо застосовувати за умови безпеки виконання БМР.

Освітлювання майданчика будівництва передбачається прожекторами, які монтуються через 30 м на дерев'яних опорах. На кожному стовпці встановлюється, в залежності від необхідності, від 1 до 3-х прожекторів відповідно до вимог БН 81-80 «Інструкція по проектуванню освітлення будівельних майданчиків». Місця безпосереднього виробництва робіт освітлюються прожекторами, які встановлюються на легких пересувних металевих решітчастих опорах висотою 3-4 м, а також за допомогою легких пересувних старанно ізольованих електричних мереж “времянок“ з лампами, які захищені дротовими захисними сітками.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## **6.5. БУДІВНИЦТВО ТИМЧАСОВИХ СПОРУД**

При складанні набору тимчасових будівель та споруд, розташованих на будівельному майданчику, прийнято до уваги наступне :

- необхідність забезпечення будівництва тимчасовими будівлями виробничого призначення;
- необхідність забезпечення побутових потреб працюючих;
- необхідність забезпечення вимог техніки безпеки і протипожежної охорони.

Всі тимчасові споруди повинні розташовуватись поза межами небезпечної зони роботи крану і задовольняти наступним вимогам: не заважати виконанню робіт протягом періоду будівництва; забезпечувати безпеку та зручність підходів; забезпечувати раціональні схеми підключення всіх видів енергетичних ресурсів. Відкриті майданчики для складування будівельних конструкцій повинні розташовуватись в зоні дії монтажних кранів.

Для розміщення адміністративного, інженерно-технічного та конторського персоналу приймається контора виконробу пересувного типу площею забудови 24,3 м<sup>2</sup>, розмірами в плані 9 х 2,7 м (ТП 420-01-3).

Для забезпечення побутових потреб будівництва приймаємо :

- гардеробну – душову пересувного типу на 18 чоловік площею забудови 24,3 м<sup>2</sup>, розмірами в плані 9 х 2,7 м (ТП 420-01-6) – 2 шт.;
- туалет на два очка контейнерного типу площею забудови 16,2 м<sup>2</sup>, розмірами в плані 6 х 2,7 м (ТП 420-04-23), або біотуалети в кількості не менше двох штук.

Конкретні рішення по вибору типу тимчасових споруд приймаються генпідрядником при розробці проекту виконання робіт.

## **6.6. УСТАНОВКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРІННЯ**

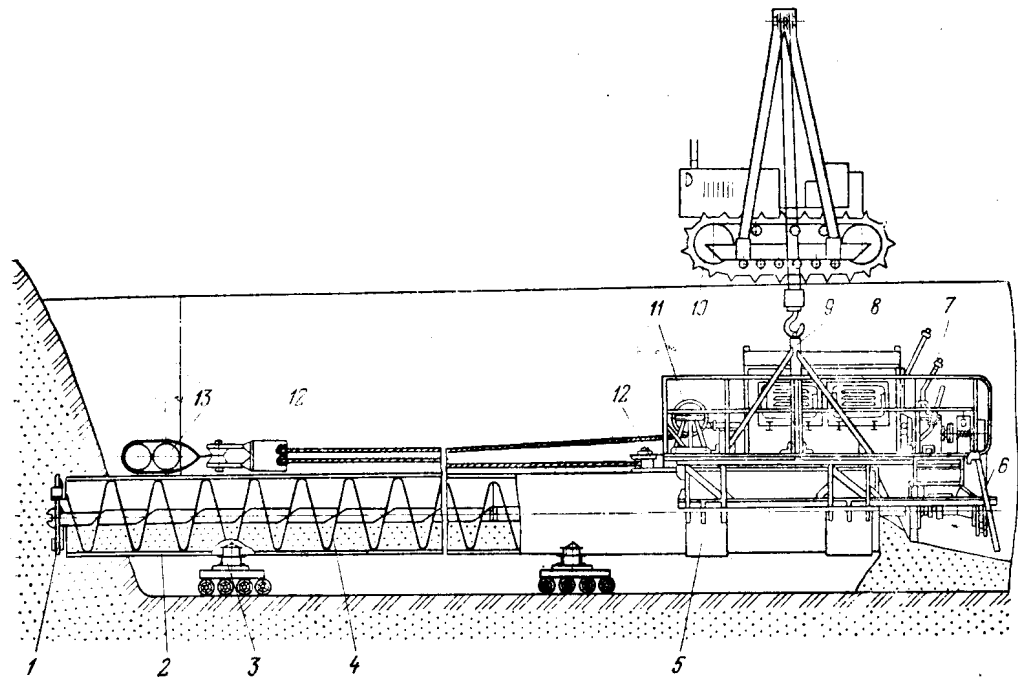
Спосіб горизонтального буріння – один із найбільш механізованих. Він характеризується тим, що проводиться механічна розробка горизонтальної свердловини з одночасним або послідовним вкладанням в неї труби-патрона. Існує безліч машин, що працюють на даному принципі. Це машини колонкового буріння з гідрозмивом і евакуацією ґрунтового керну, фрезерні з евакуацією розробленого ґрунту ковшами, а також скребковими або шнековими транспортерами.

У сучасній практиці спорудження трубопроводів найбільш широке застосування одержали способи сухого розроблення і видалення ґрунту. Широке розповсюдження одержали шнекові машини горизонтального буріння, серед яких найбільш відомі установки типу ГБ і УГБ.

					<i>АВР</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Машина горизонтального буріння типу ГБ (рис. 6.1) складається із двох основних агрегатів: силової установки та шнекового транспортера з ріжучою головкою. Силова установка представляє собою зварну раму 6, на якій змонтовані двигун внутрішнього згорання 8 з коробкою передач 7 і коробкою відбору потужності, редуктори, тягова лебідка 11 та інші вузли трансмісії. Машина має підвіску 9, яка призначена для її закріплення на гак трубоукладача 10 при монтажі та роботі. Шнековий транспортер містить трубу-патрон і шнек. Шнек 4 вільно переміщується всередині труби-патрону, центруючись та опираючись на внутрішню поверхню труби зовнішньою поверхнею своїх витків. Така конструкція шнекового транспортера вимагає підвищеної витрати потужності на тертя взаємодіючих деталей, але спрощує його монтаж і демонтаж.

Відомі машини, в яких для зменшення сил тертя на зовнішній поверхні витків шнека монтують ролюкоопори (установка ГБ 1421). Шнек складається із окремих секцій, кожна з яких представляє собою зварну конструкцію, що складається із тонкостінної труби з привареними до неї гвинтовими лопастями.



Мал.6.1. Схема роботи машини горизонтального буріння

Секції з'єднують між собою за допомогою шестигранної вкладки і з'єднувальних пальців. До головної секції шнеків кріпиться ріжуча головка 1, що представляє собою сталевий диск з секторними вирізами. На крилах вирізів встановлюють ріжучі зуби, в центрі диску є забурник. На диску також змонтовані два відкидні різці для розбурювання свердловини, діаметр якої повинний бути більше діаметру труби-патрону. Для підвищення

						<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

стійкості проти стирання зуби і відкидні різці армовані пластинками твердого сплаву.

Після збирання шнекового транспортеру остання секція з'єднується з привідним валом машини, який передає обертання від двигуна на шнеки. Труба-патрон кріпиться до машини за допомогою зчпного пристрою 5 і встановлюється на дно траншеї за допомогою інвентарних роликів опор 3. Подача патрону на переході через дорогу здійснюється тяговою лебідкою через систему блоків 12 і спеціальний якірний пристрій 13.

Частоту обертання шнеку і швидкість подачі можна змінювати за допомогою відповідних коробок передач і важелів управління. Серійно випускаються наступні модифікації машин горизонтального буріння: УГБ-4, ГБ-1021, ГБ-1421 та ГБ-1622, які охоплюють діапазон труб від 325 до 1720 мм. Принцип дії всіх машин однаковий і заснований на безперервній механічній розробці ґрунту спеціальною фрезою та його евакуацією із свердловини шнеком. Одночасно з розробкою ґрунту здійснюється подача в свердловину труби-патрону зусиллям лебідки, яка приводиться тим же двигуном, що і шнек з фрезою.

Підготовка будівництва переходу трубопроводу під місцевою залізницею і монтаж установки ГБ проводиться в наступній послідовності: по обох сторонах дороги відривають робочий та приймальний котловани. Робочий котлован представляє собою траншею довжиною 10 м, а ширина – 2 м більше. Котлован повинний бути на 0,7-1 м глибше проектної відмітки низу труби-патрона. В кінці робочого котловану відривається поперечна траншея шириною 1-1,5 м і довжиною 7-10 м під якір. Вона утворює з робочою траншеєю фігуру у вигляді букви Т. На дно робочого котловану встановлюють роликові якори на віддалі 6-10 м один від другого. Приймальний котлован для виходу ріжучої головки і демонтажу її та шнекового транспортеру має наступні габарити: довжину 6-8 м, ширину на 1-1,5 м більше діаметру труби-патрону, а глибину на 10-15 см більше нижньої проектної відмітки труби. На бровці робочого котловану викладають, стикують і зварюють труби. Довжина виготовленої таким чином труби повинна бути на 6-8 м більше необхідної довжини свердловини.

У готову трубу бульдозером і трубоукладачем вставляється шнек. Потім трубу-патрон з укладеним шнеком і закріпленому на її кінці ріжучою головкою опускають в робочий котлован за допомогою двох трубоукладачів і вкладають на роликові опори. На задній кінець труби встановлюють і закріплюють стяжними хомутами саму машину, одночасно з'єднавши кінець шнеку з валом приводу.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

*АВР*

Арк.

В поперечну траншею вкладають якір у вигляді спеціального упорного бруса або двох труб діаметром 426-529 мм. До бруса кріплять кран-блок поліспасту і запасовують в систему блоків трос, що йде від лебідки.

При вмиканні установки шнек з ріжучою головкою починає обертатися. Зуби ріжучої головки, обладнані твердим сплавом руйнують ґрунт, який підхоплюється шнеком і транспортується до протилежного кінця труби-патрону, де висипається на дно траншеї. Ріжуча головка розробляє свердловину декілька більшого діаметру, ніж діаметр труби-патрону, виключаючи стискання труби ґрунтом і зменшуючи тим самим зусилля подачі труби-патрону. Виникаючий при роботі машини опір обертанню робочої головки і шнеку створюють реактивний момент, який намагається перевернути установку. Для запобігання цьому вона підтримується трубоукладачем протягом всього процесу буріння.

При розрахунку установок горизонтального буріння необхідно мати наступні вихідні дані: радіус свердловини  $R_c$ , швидкість проходки  $V$ , частота обертання вала  $n$ , довжина свердловини  $L_{св}$ .

Потужність двигуна установки:

$$P = \frac{P_1 + P_2 + P_3}{\eta};$$

де  $\eta$  – ККД трансмісії, для машин горизонтального буріння,  $\eta=0,75 \dots 0,8$ .

Потужність ріжучої головки

$$P_1 = \frac{\pi \cdot R_c^2 \cdot V \cdot k}{3,6},$$

де  $k$  – коефіцієнт питомого опору різанню, МПа.

Потужність, яка необхідна для роботи шнекового транспортера

$$P_2 = \frac{T_{об} \cdot n \cdot m}{9,55},$$

де  $T_{об}$  – крутний момент на приводному валу, приймається  $T_{об}=0,13$  кН·м;  $m$  – коефіцієнт пропорційності,  $m = 1,35$ .

					<i><b>ABP</b></i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність, яка необхідна для пристосування патрона у свердловину:

$$P_3 = k_3 \frac{m_k \cdot L_{cs} \cdot V}{3600},$$

де  $k_3$  – приведений загальний коефіцієнт опорів тертя кожуха об ґрунт,  $k_3=2,5$ ;  $m_k$  – маса 1 м довжини кожуха, кг.

При прокладці труб-кожухів методами горизонтального буріння виникають значні опори руху їх в ґрунті внаслідок опору впровадження в ґрунт різців ріжучої головки бурової машини  $F_p$  та опору тертя ґрунту з поверхнею труби – патрона  $F_T$ . Величина сили впровадження різців та ріжучої головки

$$F = F_p + F_m.$$

Перша складова:

$$F_p = r \frac{c \cdot b \cdot h \cdot \pi \cdot \cos \beta}{1 - \frac{\pi}{2} \sin \beta},$$

де  $c$  – зчеплення ґрунту  $\text{kH}/\text{м}^2$ ;  $b$ ,  $h$  – відповідно, довжина і ширина площі різця, м;  $\beta$  – кут внутрішнього тертя ґрунту, град.

Опір впровадження в ґрунт периметру головної частини кожуха

$$F_T = \Pi \pi \delta_p ((\sigma_F + ctg \beta) \frac{1 + \sin \beta}{1 - \sin \beta} \exp \pi tg \beta - ctg \beta),$$

де  $\Pi$  – периметр контуру ножа, м;  $V_p$  – ширина (товщина) площі ріжучої головки, м;  $\sigma_t$  – напруга в ґрунті,  $\text{kH}/\text{м}^2$ .

При прокладанні кожухів у стійких ґрунтах стінки свердловини не обвалюються. Тому величина опору тертя ґрунту об кожух може бути визначена із співвідношення:

$$F_c = (\gamma \frac{(D_3^2 - D_{вн}^2)}{4} + m_m) K_H f l,$$

де  $\gamma$  – густина сталі;  $D_3$ ,  $D_{вн}$  – відповідно зовнішній і внутрішній діаметр кожуха;  $m_m$  – вага 1 м транспортера з ґрунтом;  $K_H$  – коефіцієнт,  $K_H=1,5-2$ ;  $f$  – коефіцієнт тертя сталі об ґрунт;  $l$  – довжина заглибленої частини кожуха.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Величина вертикального тиску ґрунту на кожух

$$F_b = \frac{\rho_2 \cdot B \cdot D_k}{2f_M} = \frac{\rho_r \cdot D^2}{2f_M} \left(1 + \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right)\right),$$

де  $\rho_2$  – густина ґрунту;  $B$  – довжина розробленої свердловини,  $f_M$  – коефіцієнт міцності ґрунту.

$$f_M = f_r + \frac{C}{\sigma},$$

де  $f_r$  – коефіцієнт внутрішнього тертя ґрунту;  $\sigma$  – стискуюче напруження, при якому визначається опір ґрунту зрушенню.

Розрахункова бокова сила, що діє на кожух:

$$F_o = \rho_r D_k \left(h_p + \frac{D_k}{2}\right) \operatorname{tg}^2\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right),$$

де  $h_p$  – висота природного склепіння рівноваги.

$$h_p = \frac{B}{2f_M} = \frac{D_k \left(1 + \operatorname{tg}\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right)\right)}{2f_M},$$

Загальний розрахунковий опір руху кожуха в ґрунті, обумовлення тертям при умові склепіння свердловини з врахуванням тимчасових вертикальних навантажень від транспорту визначається формулою:

$$F_3 = ((\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2) \cdot D_k + F_c) \cdot l + q \cdot A \cdot f,$$

де  $\rho_1, \rho_2$  – густина, відповідно насипного та утрамбованого ґрунту;  $h_1, h_2$  – їх висота;  $A$  – площа поверхні ґрунту, на які діє вага транспорту;  $q$  – тимчасове навантаження від транспорту.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## 7.1. Аналіз проекту по основним небезпечним та шкідливим факторам, що діють при монтажі системи газопостачання

Таблиця 7.1

№ п/п	Небезпечні та шкідливі виробничі фактори	Джерела факторів (види робіт)	Кількісні оцінки	Нормативні документи
1	2	3	4	5
1	Обвалювання ґрунту	<ul style="list-style-type: none"> <li>Земляні роботи</li> </ul>	Ґрунт суглинок. Глибина траншеї h = -1,0м. Рівень ґрунтових вод - 3м.	ДБН А.3.2-2-2009 п.10.1.1, 10.1.12, 10.2.4, 7.2.9, 9.10
2	Падіння людей	Монтажні	h=3,5м	ДБН А.3.2-2-2009 р. 14
3	Падіння матеріалів	Монтажні	h=3,5м	ДБН А.3.2-2-2009 р. 14
4	Метеорологічні умови	<ul style="list-style-type: none"> <li>Організація буд. майдан.</li> <li>Земляні</li> <li>Монтажні</li> <li>Зварювальні</li> <li>Ізоляційні</li> <li>Експлуатація буд. машин</li> <li>Транспорт</li> <li>Випробування</li> </ul>	На відкритих місцях при $V_{вітру} < 10-12 \text{ м/с}$ . $t \text{ звар} = 3000 \text{ }^\circ\text{C}$ Температура повітря 18-27 $^\circ\text{C}$ . Відносна вологість 65% при 26 $^\circ\text{C}$ . Швидкість руху повітря 0,4 - 0,2 м/сек.	ДБН А.3.2-2-2009 п.6.1.9, 6.2.1, 7.1.14, 8.3.3, 9.3.9, 10.4.1, 14.3.2, 20.1.8, 9.3.9, 15.2.5, 16.3.2 ДСН 3.3.6.042-99
5	Електричний струм	<ul style="list-style-type: none"> <li>Освітлення</li> <li>Електрозварювання</li> <li>Експлуатація буд. машин</li> </ul>	U = 220В U = 6000/380 В U = 220/380 В	ДБН А.3.2-2-2009 п.19.1.1-19.4.10, 10.4.3-10.4.5,10.1.10, 7.1.1, 8.2.2
6	Підйомне обладнання та підйомні машини	<ul style="list-style-type: none"> <li>Автокран гідравлічний КС-1563</li> <li>Трубоукладач ТЛ-4</li> </ul>	Небезпечна зона роботи <ul style="list-style-type: none"> <li>Крану <math>R_{0,3} = 5,5 \text{ м}</math></li> <li>Трубоукладача <math>R_{н.з.} = 6,5 \text{ м}</math></li> </ul>	НПАОП 0.00-1.01-07 п.3.1,4.1.1,4.2, 4.12, 4.23,7.4
7	Шкідливі речовини	<ul style="list-style-type: none"> <li>ГДК пари бітуму</li> <li>ГДК CO<sub>2</sub></li> </ul>	300 мг/м <sup>3</sup> 20 мг/м <sup>3</sup>	ДБН А.3.2-2-2009 п. 9.1.2, 9.2.9,9.3.1, 9.3.11, 15.2.6, 16.2.3, 16.3.7
8	Недостатнє освітлення	<ul style="list-style-type: none"> <li>Організація буд. майдан.</li> <li>Земляні</li> <li>Монтажні</li> </ul>	2лк  10лк	ДБН В.2.5-28-2006

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Зварювальні</li> <li>• Ізоляційні</li> <li>• Експлуатація буд.машин</li> <li>• Випробування</li> </ul>	30-50лк 50лк 50лк 50лк 50лк	
9	Виробничий шум	Всі види робіт	<80 Дб	ДСН 3.3.6.037-99
10	Атмосферна електрика	Захист від блискавки	Категорія захисту від блискавки – III,	ДСТУ Б В.2.5-38:2008
11	Пожежна безпека	Захист від пожежі	Ступінь вогне-стійкості - II. Категорія з по-жежонебезпеки - Г	ДБН В.1.1.7–2002 ДБН В.1.2-7-2008 НАПБ Б.03.002.2007

## 7.2. Заходи профілактики виявлених факторів

### Падіння людей

Організація робочого місця повинна забезпечувати безпеку праці, а також безпечний та зручний доступ до робочого місця. Однією з основних вимог безпечної праці по відношенню до організації безпечних умов праці монтажників – є застосування захисних пристосувань в місцях виробництва, монтажних робіт.

Безпека працюючих на висоті при прийманні, встановленні та проектному закріпленні конструкції забезпечує, як правило, застосування засобів колективного захисту. При цьому найбільш застосовуються приставні сходи з робочими площадками, металеві площадки, а також площадки для з'єднання стиків збірних газопровідної мережі.

Поряд з вище перерахованими засобами колективного захисту в даний час застосовуються захисні сітки з синтетичних матеріалів: капронові та лавсанові.

### Падіння предметів

Падіння предметів з висоти в процесі монтажу являється одним з найбільш вирішальних факторів профілактики виробничих травматизмів.

В практиці монтажу газопровідних мереж мали місце втрати міцності та стійкості конструкцій із-за недостатнього врахування по будь-яким організаційно-технічним причини степені впливу на них монтажних навантажень.

Нормами проектування будівельних конструкцій передбачається забезпечення їх міцності і стійкості в процесі монтажу. У відповідності з цим в проектах будівельних конструкцій приводять місця строповки, якізначаються виходячи з потреб. Розташування зв'язків, які забезпечують

											Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<b>ABP</b>						

стійкість закріплених конструкцій, вирішується в проекті виробництва робіт.

### Електричний струм

При виконанні робіт поблизу струмоведучих частин, які знаходяться під напругою, існує небезпека випадкового до них торкання.

Основні ізолюючі електрозахисні засоби, які можуть довгий час витримувати робоче напруження та їх використання дає можливість торкання до частин електроустановки, яка знаходиться під напругою (до 1000В). До них відносяться діелектричні гумові рукавиці, інструмент з ізольованими рукоятками, струмошукачі, в електроустановках напруженням вище 1000В – ізолюючі штанги, ізолюючі та струмоведучі кліщі.

### Освітлення робочих місць

Освітлення на робочих місцях повинна відповідати характеру зорової роботи. Збільшення освітлення робочих поверхонь підвищує продуктивність праці. Однак існує межа, при якій подальше збільшення освітленості не дає ефекту та є економічно недоцільно.

Достатньо рівномірне розподілення яскравості на робочій поверхні. При нерівномірній освітленості в процесі праці очі вимушені переадаптуватися, що призводить до стомленості зору.

Відсутність різких тіней на робочих поверхнях. В полі зору людини різкі тіні призводять до викривлення розмірів та форм об'єктів, що збільшує стомленість зору, а рухому тіні можуть привести до травматизму.

Постійність освітленості по часу. Коливання освітленості викликають переадаптацію ока, призводить до значного стомлення.

### Шкідливі речовини

При виконанні ізоляційних робіт із застосуванням мінерало- і шлаковати в повітряне середовище виділяється пил. При роботі з ізоляційними матеріалами необхідно користуватись індивідуальними засобами захисту органів дихання і очей (респіратори та окуляри). Ізолювальники повинні бути забезпечені бавовняними комбінезонами, шкіряним взуттям та брезентовими або гумовими рукавицями.

Шлако- і мінераловату, що застосовується при ізоляційних роботах, необхідно підіймати на висоту у спеціальній тарі (контейнерах), обережно складати та не кидати.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Атмосферна електрика

Для захисту котельні від блискавки на димарі встановлена блискавкоприймальна конструкція, яка складається з металевого кільця, двох стрижнів (блискакоприймачів) і сталевого заземлюючого дроту ( $\varnothing$  10 мм).

## Висновок

Виходячи з аналізу виявлених факторів, інженерних рішень потребують: освітленість робочого місця в приміщенні котельні, а також організація блискавкозахисту.

### **7.3. Розробка інженерних рішень щодо конкретних питань охорони праці**

#### **7.3.1. Розрахунок освітлення в приміщенні котельні**

В приміщенні котельні з розмірами :

$A=6\text{м};$

$B=9\text{м};$

$H=4,9\text{м};$

$K=1,5$  коефіцієнт запасу;

$Z=1,2;$

$h_p=2,2\text{м}$ , висота підвісу світильників над робочою поверхнею;

$\rho_n=50\%$  коефіцієнт відбиття стелі;

$\rho_c=30\%$  коефіцієнт відбиття стін;

$\rho_p=10\%$  коефіцієнт відбиття поверхні;

$E_n=200$  лк.

Приймаємо світильники типу ОДОР з двома лампами типу ЛБ-80.

#### **Розв'язок:**

Визначаємо індекс приміщення

$$i=6 \times 9 / 2,2 \times (6+9)=1,6$$

За таблицею визначаємо коефіцієнт використання світлового потоку  $\rho=51\%$ . Враховуючи, що світловий потік люмінесцентної лампи типу ЛБ-80 по табличним даним рівний 5220 лк, визначаємо необхідну кількість світильників:

$$N_c = E_n \times k \times S \times z / \Phi \times n_l \times h = 200 \times 1,5 \times 54 \times 1,2 / 5220 \times 2 \times 0,51 = 4 \text{ шт.}$$

Отже для освітлення приміщення котельні потрібно 4 світильники типу ОДОР з 8 лампами типу ЛБ-80.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

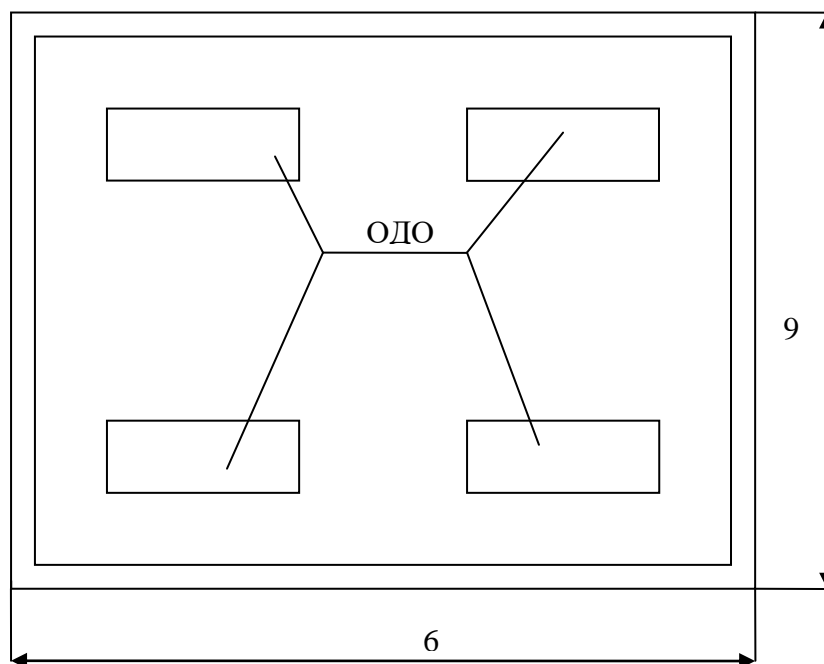


Рис. 7.1. Схема розміщення світильників в приміщенні котельні

### 7.3.2. Заходи щодо охорони праці й техніки безпеки

Технічні рішення, прийняті в АРМ, передбачають строге дотримання вимог чинних норм і правил з техніки безпеки й охорони праці.

Сортамент труб і матеріалів, типи й конструкції технічних виробів, застосовуваних для будівництва газопроводу, відповідають вимогам ДБН В.2.5-20 "Газопостачання".

Відстань від осі газопроводу до існуючих і проєктованих інженерних комунікацій і устаткування прийняті відповідно до діючих норм, конструктивні рішення й заходи прийняті на підставі розрахунків.

Траса газопроводу позначається по місцю вказівними знаками, розташуванням споруджень на газопроводі, визначається за допомогою спеціальних табличок-показчиків, які встановлюються на газопроводі або поблизу його.

Проєктом передбачений контроль довибухонебезпечних концентрацій горючих і вибухових газів у виробничому корпусі й у підвальному приміщенні під ним за допомогою стаціонарних багатоканальних детекторів типу DEX-1 (Польща).

Детектори DEX-1 випускаються у вибухобезпечному корпусі й призначені для розпізнавання горючих і вибухових газів у внутрішніх приміщеннях. Сигнал від датчика розпізнається й оцінюється електронікою детектора, що відповідно до стану датчика управляє вихідними вимикачами й регулює роботу детектора.

					<b>ABP</b>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Детектори сигналізують про перевищення рівня концентрації газу оптично й включенням відповідного рівня попереджувального транзистора.

Стационарні детектори газів DEX-1 призначені для розпізнавання метану у внутрішніх приміщеннях. Детектори працюють в автономному режимі. Для виконання своєї функції не мають потреби в спеціальній підстанції (централі). Рівень припустимої концентрації задається за допомогою керуючих елементів електроніки детекторів, після чого від детекторів подається двійковий сигнал про вихід/невихід концентрації газу за межі допусків на диспетчерський пункт. Окремі виміри виконуються з інтервалом 10 секунд.

Проектом передбачений контроль до вибухонебезпечних концентрацій горючих і вибухових газів у приміщенні котельні за допомогою стаціонарного детектора типу Варта 1-03 (Україна).

Система контролю й сигналізації загазованості приміщення котельні виконана за допомогою сигналізатора чадного газу й метану (паливний газ) типу Варта 1-03, що має блок безперебійного харчування, що забезпечує 1 категорію електроживлення. Прилади контролю загазованості й блок керування відсічним клапаном на газопроводі встановлюються в приміщенні котельні з висновком аварійного сигналу на попереджувальну сигналізацію встановлену в диспетчерській.

Під час експлуатації газопроводу й споруджень на ньому, необхідно організувати контроль за справним станом газових мереж, газового встаткування, інструментів, пристосувань, а також за наявністю індивідуальних засобів захисту, які забезпечують умови роботи.

Забезпечення безпеки при експлуатації газопроводу досягається установкою запірної арматури для припинення надходження газу при аварійних ситуаціях. Монтаж труб виконується зварюванням. Трубопроводи прокладаються відкрито на траверсах і опорах по колонах, під перекриттям корпусу й по фасаду.

Не дозволяється експлуатація системи газопостачання, а також виконання різного роду ремонтних робіт, якщо виконання цих робіт пов'язане з ризиком для життя працюючих.

Персонал, зайнятий на ремонті й обслуговуванні газового встаткування й газопроводів, на виконанні газонебезпечних робіт, повинен бути навчений безпечним методам робіт у газовому господарстві.

До виконання газонебезпечних робіт допускаються інженерно-технічний персонал і робітники, атестовані на знання НПАОП 0.00-1.76-15 "Правила безпеки систем газопостачання". Газонебезпечні роботи повинні виконувати по наряді-допуску не менш двох чоловік у присутності інженерно-технічного працівника, відповідального за проведення робіт.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведення ремонтних робіт на діючому газопроводі дозволяється тільки після відключення й продувки ремонтної ділянки. Перед початком ремонтних робіт необхідно переконатися в неможливості потрапляння газу на ремонтну ділянку.

Експлуатація, технічне обслуговування й ремонт газового встаткування повинні виконуватися по спеціальних інструкціях, до яких додаються схеми газопроводів із вказівкою місць установки арматури, контрольно-вимірювальних приладів, що регулюють і запобіжних пристроїв, газовикористовуючого встаткування.

В інструкції перераховуються вимоги по техніці безпеки й пожежної безпеки.

					<i>ABP</i>	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

