

1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вихідні положення, в яких відображається характеристика об'єкту, технічна можливість та економічна доцільність

Об'єктом економічного обґрунтування є будівництво газопроводу на Тростянецькому спиртозаводі у смт. Тростянець Вінницької області. Газифікації підлягає котельня спиртозаводу.

Будівля котельні існуюча, розміри в плані 36х24м.

Котельня виробляє пару для технічних потреб спиртозаводу а також для опалення виробничих приміщень та розігріву мазуту.

В котельні встановлено чотири котла ДКВР-10-13.

Паливом для котлів є мазут М100.

Димова труба котельні цегляна, $D_y=1,5\text{м}$; $H=30\text{м}$ в хорошому стані.

Планується реконструкція котельні з переведенням котлів з рідкого палива на газоподібне, в результаті чого зменшиться викид шкідливих речовин в атмосферне повітря та зменшаться витрати на паливо і його транспортування.

1.2 Обґрунтування проектної потужності об'єкту, передбачуваного асортименту продукції, яка запланована до випуску

Котельня споживає 14842 т. мазуту на рік, а після переведення котельні на природний газ передбачається споживання $15376320\text{ м}^3/\text{рік}$ природного газу (згідно технічних розрахунків розділу 2 дипломного проекту і технічних характеристик котлоагрегатів).

Коефіцієнт корисної дії котлів ДКВР-10-13 складає 91%.

Витрата газу на котлоагрегат $760\text{ м}^3/\text{год}$.

(згідно 2 розділу дипломного проекту і технічних характеристик котлів).

					ДП 2022216 ПЗ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Дипломант	Шакура І.О.				Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Франчук Ю.Й.						
Н.контроль					МОІН України Група ТВм-22-2		
					Загальний розділ		

Забезпечення електроенергією здійснюється від трансформаторної підстанції. Будівля підстанції прямокутна в плані, одноповерхова, з розмірами 36×24м. в осях, висотою 11м.

Тростянецький спиртозавод має потужність 2090тис. ДКлітрів.

виготовлення спирту, виготовлення сухих кормових дріжджів в об'ємі - 2603т, хлібопекарських дріжджів в об'ємі 5670т.

Тривалість виробничого періоду складає 281 доба.

Річні потреби енергоресурсів:

- електроенергії – 211244 кВт год;
- тепло енергії - 96807 Гкал;
- води – 1430000м³;
- скид стічних вод - 1318000м³;
- пару – 160000т;
- мазуту – 14842т.

Витрати тепла по заводу складають:

- опалення – 1,9 Гкал/год;
- вентиляція – 0,382 Гкал/год;
- гаряче водопостачання – 0,876 Гкал/год;
- технологічні потреби – 9,2 Гкал/год;
- витрата на власні потреби котельні і втрат в мережі – 1,6 Гкал.

1.3 Обґрунтування чисельності робочих місць або додаткових місць робочого персоналу

Наявна чисельність обслуговуючого персоналу котельні 25 чоловік. При переведенні котельні з рідкого на газоподібне паливо не передбачається зміна кількості працюючих робітників. Обслуговуючий персонал котельні повинен перейти перепідготовку для роботи по обслуговуванню котельні, яка працює на газоподібному паливі.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

1.4 Обґрунтування розміщення об'єкту та вибір майданчика для будівництва

Для постачання опалювальної котельні газоподібним паливом прокладається газопровід середнього тиску (0,3МПа). Від точки врізки до пром.майданчика прокладка газопроводу передбачена підземна, а на території проммайданчика надземна. Загальна довжина мережі газопроводу складає 244м. Переріз газопроводу визначено виходячи з дозволеного падіння тиску в мережі, яке прийнято 0,05 МПа. Діаметр підземного газопроводу в цьому випадку складає 219мм. Майданчик для будівництва вільний від забудови. Мережа існуючих автомобільних шляхів забезпечує технологічні під'їзди до всіх будівель і споруд.

1.5 Матеріальна оцінка впливів на навколишнє середовище

Концентрації основних забруднювачів атмосферного повітря не повинні перевищувати ГДК:

$$\text{ГДК}_{\text{золи}} = 0,15 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{ГДК}_{\text{SO}_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{ГДК}_{\text{CO}} = 3,0 \text{ мг/м}^3$$

$$\text{ГДК}_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

При одноразовому вмісті в атмосфері декількох шкідливих речовин (золи, SO₂, CO, NO₂) одно направленої дії концентрація їх від котельні, що працює на рідкому паливі, перевищить ГДК. Щоб зменшити концентрацію шкідливих речовин в атмосфері необхідно розробити комплекс повітря-захисних заходів на підприємстві, таких як організаційні, технічні та санітарно-гігієнічні. Одним із таких заходів є переведення котлів з мазуту на газ. Перехід котельні з мазуту на спалювання природного газу не понесе змін продуктивності існуючих котлів. У зв'язку з переводом котлів на спалювання природного газу, виключаються валові викиди оксидів сірки та золи, зменшуються викиди оксидів азоту. Також заходами по охороні атмосфери передбачається зменшення концентрації шкідливих речовин в приземному шарі шляхом розсіювання димових газів на

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Прилегла територія з твердим покриттям.

Будівництво ведеться на території діючого підприємства.

На територію підприємства прокладено залізничну колію.

Мережа існуючих автошляхів забезпечує технологічні під'їзди до всіх будівель і споруд. Автошляхи мають тверде покриття. Глибина сезонного промерзання ґрунтів складає 0,8 м.

Відвід стічних вод з ділянки здійснюється поверхневим способом.

Вилучення або тимчасове використання земель сільськогосподарського виробництва не вимагається.

Генплан пром.майданчика представлено на листі 1 графічної частини проекту.

1.10 Можливі терміни будівництва

Виконання будівельно-монтажних робіт по реконструкції котельні тростянецького спиртозаводу передбачається в один пусковий комплекс. Роботи будуть виконуватись господарчим способом із залученням спеціалізованих монтажних організацій.

Розрахункові строки будівництва складають 38 днів. (згідно 5 розділу проекту).

1.11 Розрахункова вартість будівництва. Економічний ефект

Таблиця 1.1-Калькуляція затрат (річних) по утриманню котельні Тростянецького спиртозаводу на газу (без амортизації)

Назва статей	Одиниця виміру	Кількість	Сума, тис.грн.
Витрати газу	м ³	15376320	165602,97
Витрати електроенергії	кВт·год	2112449	3633,41
Всього витрати:	грн.	-	169236,38

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2-Калькуляція затрат (річних) по утриманню котельні Тростянецького спиртозаводу на мазуті (без амортизації)

Назва статей	Одиниця виміру	Кількість	Сума, тис.грн.
---------------------	-----------------------	------------------	-----------------------

Витрати мазуту	тон	14842	189977,6
Витрати електроенергії	кВт·год	2112449	3633,41
Всього витрати:	грн.	-	193611,01

Таблиця 1.3-Калькуляція затрат (річних) по утриманню котельні Тростянецького спиртозаводу на вугіллі (без амортизації)

Назва статей	Одиниця виміру	Кількість	Сума, тис.грн.
---------------------	-----------------------	------------------	-----------------------

2 РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Природнокліматична характеристика району забудови

Проектом передбачено підключення котельні Тростянецького спиртозаводу до магістрального газопроводу середнього тиску.

Ділянка будівництва розташована в пром.зоні та території спиртозаводу і за його межами.

Район будівництва відноситься за СНиП 2.01.01 -82 до II В кліматичного району.

Основні кліматичні показники згідно СНиП 2.01.01 – 82:

- розрахункова зимова температура зовнішнього повітря:

1. середня найбільш холодної п'ятиденки - 21° С;

2. середня найбільш холодної доби - 26 ° С;

- середня температура зовнішнього повітря за опалюваний період -1 ° С;

- тривалість в добах період опалення – 180.

Зона вологості району будівництва нормальна.

Вага снігового покриву для 2-го району - 70кг/м .

Ґрунт - пісок. Нормативна глибина сезонного промерзання ґрунтів складає 0,8 м.

Ґрунтові води не виявлені.

2.2 Відомості про підприємство

Котельня Тростянецького спиртозаводу розташована у Вінницької області в смт. Тростянець. Відстань від Тростянецького спиртозаводу до обласного центру м. Вінниці - 112 км.

					ДП 2022216 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Розрахунково-технічна частина	Літ.	Арк.	Аркушів
Дипломант		Шакура І.О.						
Керівник		Франчук Ю.Й.						
Н.контроль								
						МОіН України Група ТВм-22-2		

До території заводу підведена діюча залізнична колія.

Будівництво здійснюється на території діючого підприємства і за його межами.

Мережа існуючих автошляхів забезпечує технологічні під'їзди до всіх будівель і споруд.

Промислова територія впорядкована, озеленена, і по периметру має огороження.

Точка підключення – діючий газопровід середнього тиску, який проходить по вулиці Маліновського.

Газорегуляторна установка влаштована в середині котельні на висоті 5.8м.

Будівельники будуть забезпечені місцями в гуртожитку і в їдальні.

На території Тростянецького спиртзаводу також є достатня кількість побутових приміщень. Генплан зображено на кресленні №1.

2.3 Розрахункові дані та основні характеристики системи

газопостачання

Довжина прокладаємої траси підземного газопроводу середнього тиску ($P= 0.3\text{М Па}$) системи газопостачання котельні спиртзаводу від точки врізки до ГРУ 190 м.

Ґрунт, який виявлено –пісок, жовтий, напівтвердий, важкий, відноситься до другої групи.

Ґрунтові води не виявлено.

В котельні встановлено 4 котли ДКВР – 10 –13.

Котли оснащені газо-мазутними пальниками – ГМГ-5.5 / 7.

Розпал котлів здійснюється дистанційно, для чого на всіх котлах встановлені запобіжні пристрої типу ЗЗУ. Для безпечної роботи котельні на кожному котлі і економайзеру встановлені запобіжні клапани. Котли обладнані автоматикою безпеки і регулюванням.

					ДП 2022216ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

2.6 Гідравлічний розрахунок системи газопостачання

2.6.1 Гідравлічний розрахунок мережі низького тиску

Падіння тиску в газопроводах низького тиску визначається залежності від режиму руху газу по газопроводу, що характеризує числом Рейнольдса за формулою:

$$Re = 0.0354 \frac{Q}{d \cdot \nu}, \quad (2.2)$$

де Q - витрата газу, м³/год, при температурі 0 °С і тиску 0,10132 МПа;

d - внутрішній діаметр газопроводу, см;

ν - коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, м²/с (при температурі 0 °і тиску 0,10132 МПа).

В залежності від значення Re падіння тиску в газопроводах визначається за такими формулами:

- для ламінарного режиму руху газу $Re \leq 2000$:

$$H = 1.132 \cdot 10^6 \frac{Q}{d^4} \nu \cdot \rho \cdot l; \quad (2.3)$$

- для критичного режиму руху газу $Re = 2000 - 4000$:

$$H = 0.516 \frac{Q^{2.333}}{d^{5.333} \cdot \nu^{0.333}} \rho \cdot l; \quad (2.4)$$

- для турбулентного режиму руху газу при $Re > 4000$:

$$H = 69 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{\nu \cdot d}{Q} \right)^{0.25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho \cdot l; \quad (2.5)$$

де H - падіння тиску, Па;

ρ - густина газу, кг/м³ при температурі 0 °С та тиску 0,10132 МПа;

l - розрахункова довжина газопроводу постійного діаметру, м;

n - еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки сталевих труб - 0.01; для поліетиленових труб - 0.002;

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

на якому дорівнюють втратам тиску в місцевому опорі із значенням коефіцієнту

$$\zeta = 1.$$

Еквівалентна довжина газопроводу визначається в залежності від режиму руху газу в газопроводі за такими формулами:

-для ламінарного режиму руху газу:

$$ld = 5.5 \cdot 10^{-6} \frac{Q}{v}; \quad (2.8)$$

-для критичного режиму руху газу:

$$ld = 12.15 \frac{d^{1.333} \cdot v^{0.333}}{Q^{0.333}}; \quad (2.9)$$

- для всієї області турбулентного режиму руху газу:

$$ld = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{v \cdot d}{Q} \right)^{0.25}}; \quad (2.10)$$

При виконанні гідравлічного розрахунку газопроводів за формулами (2.2) - (2.10), а також за різноманітними методиками та програмами для електронно обчислювальних машин, складеними на основі цих формул, діаметр газопроводу слід попередньо визначати за формулою:

$$d = 0,036238 \cdot \sqrt{\frac{Q(273+t)}{P_m V}}, \quad (2.11)$$

де d - діаметр газопроводу, см;

Q - витрата газу, м³/ год, при температурі 0 °С та тиску $0,10132$ МПа;

t - температура газу, °С;

P_m - середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці і газопроводу, МПа;

V - швидкість руху газу, м/с.

Отримане значення діаметра газопроводу слід приймати як вихідну величину при виконанні гідравлічного розрахунку газопроводів.

Результати розрахунків заносимо до таблиці 2.3

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

$$V_0 = 0.0476 [(1 + 4/4) \cdot 98,46 + (2 + 6/4) \cdot 0,45 + (3 + 8/4) \cdot 0,16 + (4 + 10/4) \cdot 0,03 + (5 + 12/4) \cdot 0,036 - 0,014] = 9,51 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Дійсна витрата повітря:

$$V_d = V_0 \cdot \alpha \cdot Q \quad (2.14)$$

Де α - коефіцієнт надлишку повітря, для газу становить 1,1;

Q - витрата палива на котли ДКВР-10-23 $\text{м}^3/\text{год}$,

$$V_d = 9.51 \cdot 1.1 \cdot 3040 = 31801 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Тиск газу перед пальником 1250 Па. Приймаємо вентилятор марки ВД-10: $n=730$ об/хв; напір $P = 2,65$ кПа; $t=20^\circ\text{C}$, ККД=0,67.

Вентилятори дуттєві одностороннього всмоктування типу ВД.

Електродвигун для вентилятора ВД-10 типу АО-73-8, потужність 14 кВт; напруга 380 В, швидкість обертання 735 об/хв.

2.9 Підбір димососів для котельні

1. Теоретичний об'єм трьохатомних газів

V_{RO_2} , $\text{м}^3/\text{м}^3$ [3]:

$$V_{RO_2} = 0,01 (mC_m H_n + CO_2 + CO + H_2O) = 0,01 (98,46 + 2 \cdot 0,45 + 3 \cdot 3,016 + 4 \cdot 4,003 + 5 \cdot 0,036 + 0,03) = 1,002.$$

2. Теоретичний об'єм азоту V_{N_2} , $\text{м}^3/\text{м}^3$ [3]:

$$V_{N_2}^0 = 0.79 \cdot V^0 + 0.01 \cdot V_2,$$

(2.16)

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

3 ЗАХОДИ ПО ЗАХИСТУ ДОВКІЛЛЯ

3.1 Оцінка якості повітряного басейну

При повному згоранні палива в димових газах утворюється діоксид вуглецю $CO_2 > 2$ (вуглекислий газ), пара, азот N_2 , діоксид сірки SO_2 (сірчаний газ), триоксид сірки SO_3 (сірчаний ангідрид) та зола. З цих складових до числа токсичних належать оксиди сірки і зола. При високих температурах в ядрі факела топок котлів додатково містяться токсичні гази: окис азоту NO та двоокис азоту NO_2 . У разі неповного згорання палива димові гази містять оксид вуглецю CO , вуглеводні CH_4 , C_2H_6 та інші складові, а також канцерогенні речовини.

Продукти неповного згорання палива є токсичними, але при сучасній техніці спалювання палива їх утворення можна виключити або звести до мінімуму.

В зв'язку з великим забрудненням біосфери викидами шкідливих речовин промисловими підприємствами вживаються заходи до створення певних обмежень викиду шкідливих речовин, зокрема, шляхом встановлення їх гранично допустимої концентрації (ГДК). Під ГДК розуміється така концентрація хімічної сполуки, яка при щоденній дії на людину протягом тривалого часу не викликає в її організмі будь-яких паталогічних змін чи захворювань.

Критерієм якості повітряного басейну є не перевищення фактичних його параметрів нормативів забруднюючих речовин.

Для кожного діючого підприємства встановлюються гранично допустимі Концентрації викидів забруднюючих речовин й значення шкідливого впливу фізичних й біологічних факторів.

При визначенні граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин враховується їх концентрація в атмосфері, що обумовлена викидами від інших.

					ДП 2022216 ПЗ			
		№ докум.	Підпис	Дата	Заходи по захисту довкілля	Літ.	Арк.	Аркушів
Дипломант	Шакура І.О.							
Керівник	Франчук Ю.Й.							
Н.контроль								
						МОіН України група ТВм-22-2		

пошкодження мембран та інш. Ступінь вираження цих реакцій залежить від того, на якій стадії життєвого циклу в клітині відбулося опромінення. При великих дозах радіації руйнуються клітини органів, що викликає швидку смерть людини.

Опромінення живого організму може бути: зовнішнім, внутрішнім, одноклітинним, багатоклітинним, загальним, локальним.

Кінцевий результат опромінення залежить від сумарної дози, часу накопичення дози, виду опромінення іонізуючого випромінювання, розмірів опроміненої поверхні тіла та особливостей організму.

В наслідок дії радіації може розвиватися гостра або хронічна променева хвороба. Гостра променева хвороба виникає 4-ох ступенів:

1-ого ступеня – легка, виникає при дозі опромінення в 100-200 Рад, прихований період триває 3-5 тижнів, після чого з'являється загальна слабкість, нудота, підвищення температури. Після видужання працездатність зберігається.

2-ого ступеня – середнє, виникає при дозі опромінення в 200-400 Рад. Проявляється на 2-3 добу, спостерігається блювота, нудота, підвищення температури, кашель, недомагання. Потім настає прихований період 10-15 діб. Видужування можливе після лікування впродовж 2-3 місяців.

3-ого ступеня – тяжка, виникає при дозі опромінення 400-600 Рад, хвороба протікає важко, видужування не завжди можливе. Досить прихований період, характерною ознакою моментальний загар, хвороба проходить важко і багато людей помирає.

4-ого ступеня – виникає при дозі більшій, ніж 600 Рад. Вона завжди приводить до смерті людини.

Нормами радіаційної безпеки України передбачені такі допустимі дози опромінення:

- для населення групи А - 5 бер на рік;
- для населення групи Б – 0,5 бер на рік;
- для населення групи В – 0,2 бер на рік.

		-			ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Населення міст в цілому завжди отримує дози вищі, порівняно з жителями сільської місцевості. Найсильніше радіаційний фон в містах підвищують граніти, в яких багато урану та терію.

Найбільш чутливими органами людини до радіації є: лімфоїдні тканини та вузли, селезінка, зобна залоза, кістковий мозок, зародкові клітини.

Основними особливостями біологічної дії іонізуючого випромінювання на живі організми є:

- дія іонізуючих випромінювань на організм людини не відчувається;
- великі ураження шкіряного покриву, нездужання характерні для променевої хвороби з'являється не відразу, а через деякий час;
- накопичення доз відбувається без симптом;
- опромінення діє не тільки на окремий живий організм, але й і на нащадків;
- різні органи тіла людини мають свою чутливість до радіації

3.6 Розрахунок коефіцієнту протирадіаційного захисту виробничих приміщень котельні

Початкові дані:

- стіни будинку: кладка в дві цеглини (51 см), маса $1\text{ м}^2 - 980$ кг;
- маса 1 м^2 покриття – 600 кг;
- розміри віконних проємів – 3.0 x 5.0, 2.4 x 3.0 (м);
- розміри дверних проємів – 2.5 x 3.5, 1.4 x 2.0 (м);
- загальна площа віконних проємів – 177,6 м^2 ;
- загальна площа дверних проємів – 23,1 м^2 ;
- висота підвіконників – 1,5 м;
- площа підлоги – 864 м^2 ;
- висота стін – 11 м;
- висота приміщення - 12,5 м;
- площа повздовжньої стіни – 396 м^2 ;
- площа торцевої стіни – 264 м^2 .

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

Визначимо приведену масу повздовжніх і торцевих стін.

Прозорість повздовжніх стін (для однієї стіни):

$$\alpha_{ст}^п = S_{оп} / S_{ст}; \quad (3.18)$$

де $S_{оп}$ – площа віконних прорізів, м²;

$S_{ст}$ – площа повздовжньої стіни, м².

$$\alpha_{ст}^п = 88,8/396 = 0,22$$

Прозорість торцевих стін (для однієї стіни):

$$\alpha_{ст}^{тор} = 11,6/264 = 0,083$$

Приведена маса одного квадратного метра площі:

$$G = G_1 \cdot (1 - \alpha_{ст}); \quad (3.19)$$

де G_1 – маса 1м² стіни, кг/м;

- для повздовжньої стіни:

$$G_{пр}^п = 980(1 - 0,22) = 725,2 \text{ кг/м};$$

- для торцевої стіни:

$$G_{пр}^{тор} = 980(1 - 0,083) = 898,6.$$

Приведена маса одного квадратного метра площі всіх стін менша 1000кг/м², тому коефіцієнт K_1 буде:

$$K_1 = 360 / (360 + \sum \alpha_i); \quad (3.20)$$

де $\sum \alpha_i$ – сума плоских кутів в градусах, в межах яких сумарна маса менша 1000кг/м²;

$$K_1 = 360 / (360 + 396) = 0,91.$$

Оскільки різниця в масі стін не перевищує 200кг/м², то середня маса квадратного метра площі стіни дорівнює:

$$G_{ср} = (\sum \alpha_i \cdot G_{іпр\Sigma}) / \sum \alpha_i; \quad (3.21)$$

де $G_{іпр\Sigma}$ – сумарна приведена маса стін менша 1000кг/м², що належать плоскому куту.

$$G_{ср} = (2 \cdot 65 \cdot 725,2 + 2 \cdot 115 \cdot 898,6) / 360 = 835,9 \text{ кг/м}^2.$$

Тоді згідно: $K_{ст} = 333,8$; $K_M = 0,8$; $K_{ш} = 0,24$; $V_1 = 0,09$;

де $K_{ст}$ – кратність послаблення первинного випромінювання стінами в залежності від сумарної маси огорожу вальних конструкцій;

K_M – коефіцієнт, що враховує дози радіації в будівлі;

$K_{ш}$ – коефіцієнт, що враховує долю розсіювання випромінювань по ширині будівлі;

V_1 – коефіцієнт, що враховує розсіювання випромінювання в об'ємі приміщення.

Визначаємо коефіцієнт, що враховує зниження поглинальної здатності зовнішніх стін за рахунок наявності в них віконних і дверних проємів та проникнення в приміщення вторинного випромінювання:

$$K_0 = 0,15 \cdot \alpha; \quad (3.22)$$

$$K_0 = 0,15 \cdot 0,21 = 0,031;$$

$$\alpha = S_0 / S_{п} = 17706 / 864 = 0,21;$$

де $S_{п}$ – площа підлоги приміщення, м².

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата					

ДП 2022216 ПЗ

Коефіцієнт захисту дорівнює:

$$K_3 = (0,65 \cdot K_1 \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{ст}}) / (V_1 \cdot K_1 \cdot K_{\text{ст}} + (1 - K_{\text{ш}})(K_0 \cdot K_{\text{ст}} + 1) \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{м}}); \quad (3.23)$$

$$K_3 = (0,65 \cdot 0,91 \cdot 333,8 \cdot 156) / (0,09 \cdot 333,8 \cdot 0,91 + (1 - 0,24) \cdot (0,031 \cdot 333,8 + 1) \cdot 156 \cdot 0,8) = 27,9.$$

Для підвищення захисних властивостей приміщення цеху потрібно провести є закладку віконних отворів на висоту 1м і встановити екрани на входах. Маса екранів на входах приймається такою ж, як і маса 1м² стін, тобто 980 кг/м³.

При закладці віконних отворів на висоту 1м маємо площу незакладеної частини віконних отворів 76,8м².

Прозорість повздовжньої стіни:

$$\alpha_{\text{ст}}^{\text{п}} = 76,8 / 396 = 0,19.$$

Приведена маса 1м² повздовжньої стіни:

$$G_{\text{пр}}^{\text{п}} = 980 \cdot (1 - 0,19) = 793,8.$$

При висоті екрана, яка дорівнює висоті входу в цех, приведена маса 1м² торцевих стін буде 980 кг/м³, а середня маса 1м² стін:

$$G_{\text{ср}} = (2 \cdot 65 \cdot 980 + 2 \cdot 115 \cdot 793,8) / 360 = 863 \text{ кг/м}^3;$$

При $G_{\text{ср}} = 863 \text{ кг/м}^3$ $K_{\text{ст}} = 436$; $\alpha_{\text{ст}} = 76,8 / 864 = 0,08$.

При відстані від підлоги до прорізу 2,5м $K_0 = 0,09 \cdot 0,08 = 0,0072$.

Отже, коефіцієнт захисту дорівнює:

$$K_3 = (0,65 \cdot 0,91 \cdot 436 \cdot 156) / (0,09 \cdot 436 \cdot 0,91 + (1 - 0,24) \cdot (0,0072 \cdot 436 + 1) \cdot 156 \cdot 0,8) = 93,6.$$

Отже, приведені заходи дали можливість збільшити коефіцієнт протирадіаційного захисту виробничих процесів.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

4 АВТОМАТИКА І ТЕЛЕМЕХАНІКА

4.1 Автоматика газорегуляторної установки

Керування роботи систем газопостачання виконується газорегуляторними установками які автоматично підтримують постійний тиск в мережі незалежно від інтенсивності відбору газу.

ГРУ являється автоматичним вузлом і виконує наступні функції:

- Зниження тиску газу до заданої величини
- Підтримання тиску газу не залежно від зміни витрати газу і його тиску перед ГРУ
- Підтримання подачі газу при підвищенні чи зниженні його тиску після ГРУ
- Очищення газу від механічних домішок

По кількості ліній регулювання газорегуляторні установки умовно поділяють на три групи:

- з однією лінією регулювання і одним регулятором тиску (одноступеневе регулювання)
- з двома послідовно розташованими регуляторами тиску (двоступеневе регулювання)
- з двома паралельно розташованими лініями регулювання тиску на кожній лінії.

4.2 Автоматичні пристрої газорегуляторної установки

Газорегуляторні установки оснащують такими автоматичними пристроями як запобіжно-запірний клапан (ЗЗК), регулятор тиску газу та запобіжно - скидний клапан (ЗСК), а також байпасна лінія.

Запобіжно-запірний клапан відносять до напівавтоматичної запобіжно-

					ДП 2022216 ПЗ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Дипломант	Шакура І.О.				Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Франчук Ю.Й.						
Н.контроль					Автоматика і телемеханіка		
					МОіН України група ТВм-22-2		

Казанцева є регулятором прямої дії, що працює автоматично, без застосування допоміжного джерела енергії, використовуючи енергію потоку газу, що дроселює. Для отримання вихідного тиску 0,005—0,6 кгс/см² використовують пілот КН-2-00, а в межах 0,6—6,0 кгс/см² — пілот КВ-2-00. РДУК-2 підтримує після себе постійний тиск з достатньою точністю при зміні витрат газу споживачем або при зміні вхідного тиску перед ним.

Конструктивно він складається з виконавчого вузла, що дроселює основний потік газу, пілота, який є командним вузлом і являє собою регулятор з малою витратою газу. У виконавчому вузлі, який має фланцевий корпус вентиляного типу з умовним діаметром D_u 100—200 мм, сідло — змінне, а з умовним діаметром D_u 50 — постійне. Зверху корпус закритий кришкою, під якою знаходиться фільтр для очистки газу, що надходить у пілот. Мембранна камера прикріплена до нижньої частини корпусу, всередині якої знаходиться мембранний привід. У центральне гніздо тарілки мембранного приводу упирається штовхач, а в нього шток, які примушують плунжер переміщатися вертикально.

На верхній кінець штока, що рухається в напрямній втулці, надітий плунжер з м'яким гумовим ущільнювачем.

Пілот керує подачею сигналу командного тиску під мембранним приводом виконавчого вузла, підтримуючи заданий тиск після регулятора. Кришка мембранної камери пілота має два нарізних отвори. До одного із них підведений імпульсний трубопровід з контрольованим тиском у системі регулювання, а другий отвір закрито пробкою. Знизу мембранний привід одтиснений фланцем, в який вкручено регулювальний стакан, що стискає регулювальну пружину. На верху кришки розміщена хрестоподібна головка, що має вхідний і вихідний отвори. У середині головки знаходиться вузол плунжера з м'яким гумовим ущільнювачем. Плунжер перекриває сідло, нижче якого запресована гільза з отвором для направлення шпильки

					ДП 2022216 ПЗ	Адк.
Зм.	Адк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

З'єднаний з мембранним приводом плунжер відійде від сідла, збільшуючи зазор. При цьому зростає сила командного сигналу, що надходить під мембранний привід виконавчого вузла.

Для ліквідації різних коливань тиску під мембранним приводом виконавчого вузла встановлений демпферний дросель d_j , а для неповного скиду тиску на кінці скидного імпульсного трубопроводу — скидний дросель d_2 .

Перед пуском регулятора необхідно впевнитись, що пружина в пілоті ослаблена, після чого відкрити запірний пристрій перед ним і після нього, а також на імпульсних трубопроводах. Необхідний тиск у системі регулювання встановлюється по манометру повільним обертанням регулювального стакану і стискуванням пружини.

Під час роботи регулятора для уникнення різкого підвищення чи зниження тиску в системі регулювання не можна різко збільшувати або скорочувати споживання газу, оскільки для збільшення його стійкої роботи демпферний і скидний дроселі мають малий прохідний переріз, що зменшує швидкість проходження сигналу зворотного зв'язку при різких змінах витрат газу.

У процесі роботи регулятора тиск може різко підвищитися, якщо розірвалася мембрана пілота. При цьому зусилля над стійковою пружини перевищуватиме зусилля над плунжером, в результаті чого різко збільшується робочий зазор над сідлом. Потік газу, що різко зростає, надходить під мембранний привід виконавчого вузла, який починає переміщатися догори. З'єднаний з мембранним приводом плунжер, переміщуючись догори, сприяє підвищенню потоку газу в системі регулювання. Підвищення тиску також може бути викликано забрудненням скидного дроселя.

При зменшенні витрат газу споживачем виникає незатухаючий коливальний процес регулювання з великою амплітудою, який впливає на роботу газопальникових пристроїв. Це виникає у тому випадку, коли

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

знаходяться під впливом вихідного тиску.

Надмембранна камера регулятора управління через дросель 8 пов'язана з газопроводом за регулятором. Завдяки безперервному потоку газу через дросель 6 тиск перед ним, а отже, і в підмембранній камері регулюючого клапана завжди

більше вихідного. Перепад тиску на мембрані регулюючого клапана утворює підйомну силу мембрани, яка при будь-якому сталому режимі роботи регулятора врівноважується перепадом тиску на основному клапані і вагою рухливих частин.

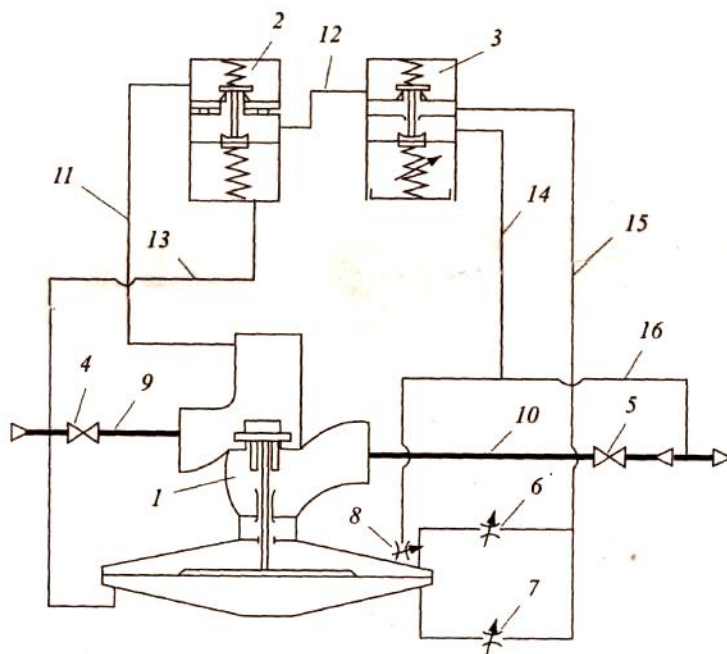


Рисунок 4.2 -

Регулятор тиску РДБК - 1

1 - регулюючий

клапан; 2 - стабілізатор; 3 -

регулятор управління не

прямої дії; 4,5 - запірний

пристрій; 6-8 - регулювальний дросель; 9-16 - лінія зв'язку

Тиск під мембраною регулюючого клапана автоматично регулюється клапаном регулятора управління в залежності від витрати газу і вхідного тиску.

Зусилля вихідного тиску на мембрану регулятора управління постійно порівнюється з заданим при налаштуванні зусиллям нижньої пружини.

Будь-яке відхилення вихідного тиску викликає переміщення мембрани і клапана регулятора управління. При цьому змінюється витрата газу, а отже, і тиск під мембраною регулюючого клапана. Таким чином, при будь-якому відхиленні вихідного тиску від заданого зміна тиску під мембраною

регулюючого клапана викликає переміщення основного клапана в новий рівноважний стан, при якому вихідний тиск відновлюється.

Таблиця 4.1 - Модифікація і комплектація регулятора РДБК-1

Модифікація	Регулюючий клапан з регулюючими дроселями (виконавчий механізм)	Прилади управління			Принцип роботи
		регулятор не прямої дії	регулятор прямої дії	стабілізатор	
РДБК-1-25	+	+	-	+	За схемою не прямої дії
РДБК-1 П-25	+	"	+		За схемою прямої дії
РДБК-1-50	+	+	-	+	За схемою не прямої дії
РДБК-1 П-50		<i>и</i>	+		За схемою прямої дії
РДБК-1-100	+	+	-	+	За схемою не прямої дії
РДБК-1 ІМ00	+	-	+	-	За схемою прямої дії

Запобіжно-запірні клапани. Клапани **ПКН** і **ПКВ** (рис. 4.3) в даний час набули найширшого використання. Клапан **ПКВ** відрізняється від клапана **ПКН** сильнішою пружиною, це дозволяє налаштовувати клапани **ПКВ** на більш високий тиск спрацьовування, ніж клапан **ПКН**.

У торцьове поглиблення регулювального гвинта впирається своїм загостренням шпилька 19, на різьбову частину якої навернена гайка 17, що служить опорою малої пружини 18. Ця пружина визначає параметри клапана на спрацьовування при зменшенні тиску, яку проводиться обертанням шпильки, що переміщує гайку 17. При зменшенні тиску газу під мембраною 13 нижче допустимих меж мембрана разом зі штоком 10 під дією малої пружини 7 опускається вниз і, відводячи правий кінець коромисла 15, звільняє молоточок 7. Для вирівнювання тиску до і після запірної частини служить отвір 2 в плунжері

Запобіжно-скидні пристрої. На рис. 4.4 зображений пружинний скидний клапан ЗСК-50 (без ребер). У чавунному корпусі 1 у верхній частині є патрубок для скидання газу в атмосферу. Нижня частина патрубку - сідло, що перекривається золотником 3 з ущільнюючою гумовою прокладкою 2. Золотник знизу з'єднаний з мембраною 5 і тарілкою 4. З контрольованою точкою газопроводу клапан отримує імпульси через бічний патрубок. При підвищенні тиску газу перед клапаном понад заданого значення, яке визначається стисненням пружини 8, розташованої в кришці 7, мембрана разом з клапаном опускається вниз, відкриваючи прохід газу в атмосферу. При зменшенні тиску клапан під дією пружини знову перекриває сідло, припиняючи скидання газу. Зміна стиснення пружини здійснюється обертанням регулювального гвинта 10 в опорній шайбі 9 припиняючи скидання газу.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

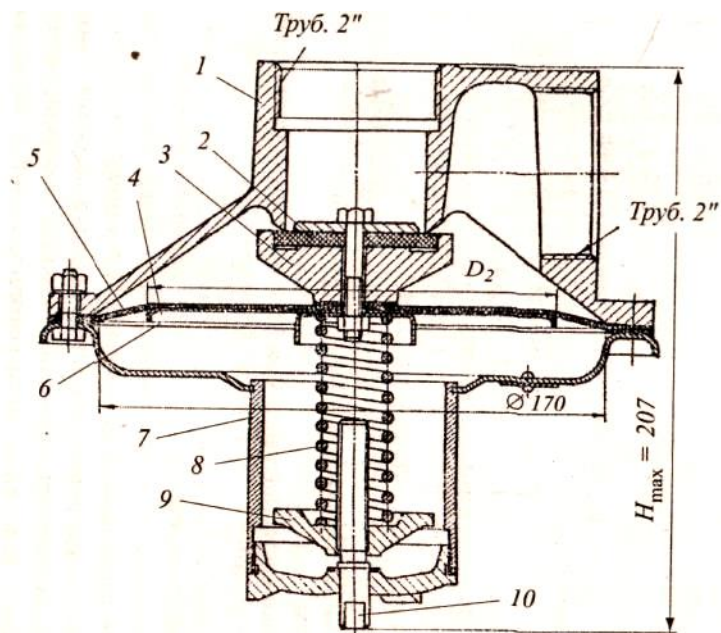


Рисунок 4.4 - Скидний клапан ПСК-50 без ребер

1 - корпус; 2 - прокладка; 3 - золотник; 4 - тарілка; 5 - мембрана; 6 - диск; 7 - кришка; 8 - пружина; 9 - опорна шайба; 10 - регулювальний гвинт.

Залежно від заданого тиску газу, при якому повинно здійснюватися спрацьовування, клапан комплектується відповідними пружинами 8, тарілками 4 і дисками 6.

Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата

ДП 2022216 ПЗ

Арк.

5 ОРГАНІЗАЦІЙНО-БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення геометричних та конструктивних розмірів об'єктів проєктованих систем газопостачання та окремих елементів

Геометричні та конструктивні розміри об'єктів визначені згідно ДБН А.2.2-3-97 і ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання".

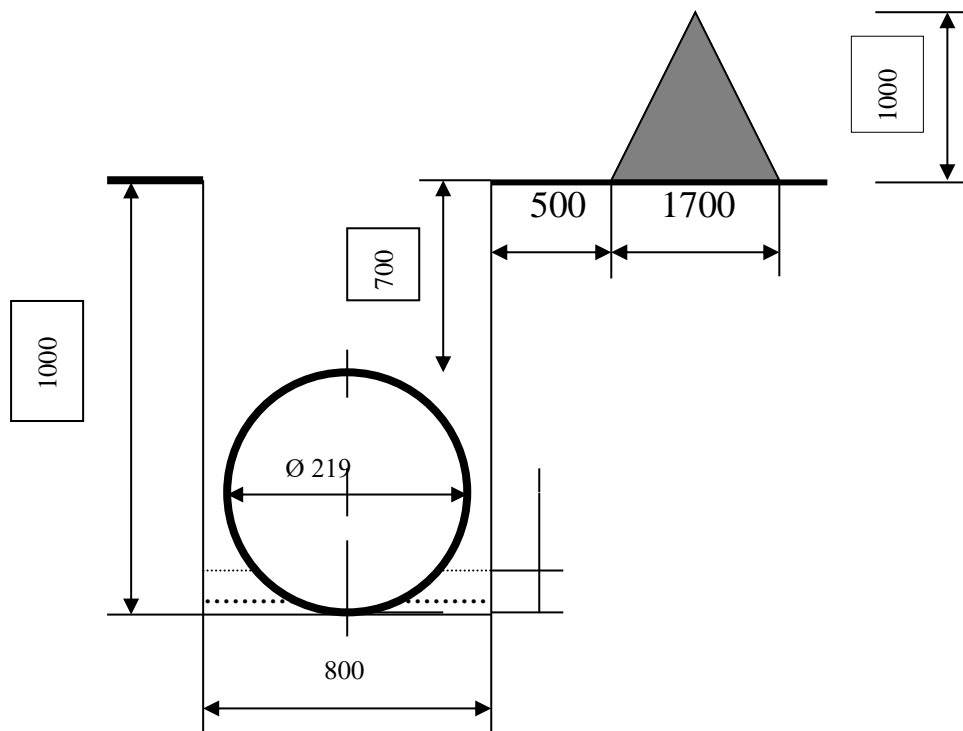


Рис 5.1 Переріз траншеї, яка прокладається

Діаметр та довжини ділянок газопроводу системи газопостачання котельні Тростянецького спиртозаводу визначені в результаті гідравлічних розрахунків, які наведені в розділі 2-го проєкту.

Газопровід-підвід середнього тиску ($P=0,3$ МПа) запроектований від точки врізки до ГРУ загальною довжиною 190 м.

					ДП 2022216 ПЗ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Дипломант	Шакура І.О.				Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Франчук Ю.Й.						
Н.контроль					МОІН України Група ТВМ-22-2		
					Організаційно-будівельна частина		

Газопровід прокладають підземно із труб сталевих електрозварних за ГОСТ 10704-91 із сталі групи “В” Ø219х6,0, довжиною 5 м і масою одного метра 31,52 кг.

Зовнішній газопровід низького тиску ($P=0,0035$ МПа) системи газопостачання котельні від ГРУ прийнято будувати надземним по окремо стоячим опорам і стінам будівлі. Труби для прокладання газопроводів прийняті сталеві електрозварні за ГОСТ 10704-91 марки 10 групи “В”.

Внутрішнє прокладання газопроводів виконується із сталевих електрозварних труб за ГОСТ 10705-80 групи “В” і ГОСТ 10705-80 марки сталі В Ст 2 сп. не менше другої категорії ГОСТ 380-71, труби постачаються довжиною 5 м.

Необхідна кількість труб для монтажу:

- для труб Ø 219 х 6,0, довжина – 30 м, маса одного метра довжини – 31,52 кг, загальна маса – 945,6 кг, кількість труб – 6шт;
- для труб Ø 159 х 4,5, довжина – 95 м, маса одного метра довжини – 17,5 кг, загальна маса – 1662,5 кг, кількість труб – 19шт;
- для труб Ø 108 х 4,0, довжина – 45 м, маса одного метра довжини – 10,7 кг, загальна маса – 481,5 кг, кількість труб – 9шт;
- для труб Ø 57 х 2,0, довжина – 65 м, маса одного метра довжини – 2,71 кг, загальна маса – 176,15 кг, кількість труб – 13шт;
- для труб Ø 32 х 2,0, довжина – 125 м, маса одного метра довжини – 1,48 кг, загальна маса – 185 кг, кількість труб – 25шт;
- для труб Ø 28 х 2,5, довжина – 40 м, маса одного метра довжини – 1,51 кг, загальна маса – 60,4 кг, кількість труб – 8шт.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

Фасонні частини на газопроводах потрібно використовувати круто- зігнуті, штаповані, гнуті заводського виготовлення. Повороти газопроводів в горизонтальній та вертикальній площинах при кутах до 4-6° досягаються за рахунок природного згинання труб при укладці в траншею. Повороти при кутах до 15° можуть виконуватись без встановлення фасонних частин за рахунок збірки попередньо скошених труб.

З'єднання труб передбачається дуговим електрозварюванням встик. Типи, конструктивні елементи та розміри зварювальних з'єднань повинні відповідати ГОСТ 160.87-80. Перед здачею в експлуатацію стики газопроводів підлягають контролю і випробуються на міцність і щільність у відповідності з ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання".

5.2 Визначення складу робіт

До початку будівельних робіт потрібно виконати заходи підготовчого періоду у відповідності з вимогами ДБН А.2.2-3-97. В підготовчий період виконують:

- перенесення трас в натуру;
- розбирання та встановлення огорожі;
- обладнання тимчасових побутових приміщень для робітників;
- обладнання тимчасового закритого складу для зберігання матеріалів.

Прокладання газопроводу включає в себе наступний склад робіт:

- 1) зрізка рослинного шару;
- 2) риття траншеї;
- 3) розвезення труб;
- 4) підчистка дна траншеї, розробка приямків;
- 5) збірка труб в ланки на бровці траншеї;
- 6) прихватка стиків трубопроводу на бровці траншеї;
- 7) зварювання труб в ланки на бровці траншеї;
- 8) укладання ланок труб в траншею;
- 9) прихватка стиків трубопроводу на місці монтажу;
- 10) зварювання ланок труб на місці монтажу;

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

- 11) влаштування колодязів;
- 12) влаштування засувки;
- 13) ізоляція стиків газопроводу;
- 14) часткова присипка труб;
- 15) гідравлічна випробування газопроводу;
- 16) засипка траншеї.

5.3. Машини і механізми, які використовуються на будівництві

Підземну прокладку мережі газопроводу виконуємо відкритим способом в траншеї. Монтажні роботи при прокладці газової мережі повинні виконуватись згідно проекту виконання робіт з врахуванням вимог ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання / Держбуд України". В даному проекті для зрізання рослинного шару підбираємо бульдозер ДЗ – 28. Його технічні характеристики:

- базовий трактор Т-130;
- номінальна тяга, т.с - 10;
- розміри відвалу, мм: довжина - 3940, висота – 815;
- висота піднімання, мм - 1050;
- кут зрізання - 50-60°;
- кут переносу - 5°;
- маса, кг: бульдозерного обладнання – 1900,
загальна з трактором – 14100.

Розробку ґрунту під траншею проводять екскаватором з гідравлічним приводом ЭО – 2621 А (зворотня лопата). Його технічні характеристики:

- ємність ковша, м³ – 0,25;
- найбільша глибина копання, м – 3;
- найбільша висота розвантаження, м – 2,2;
- найбільший радіус копання, м – 5;
- потужність, кВ – 44 ;
- маса екскаватора, т – 5,45.

Для ущільнення ґрунту дна траншеї використовують електротрамбовку марки ИЭ 4502. Її технічні характеристики:

- глибина ущільнення (за два проходи), см - 40;

										Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

- розміри трамбуючого башмаку, кВт – 0,4;
- напруга, В - 220;
-
- габарити, мм – 970 x 475 x 960;
- маса, кг – 81,5.

Труби, деталі та конструкції завозяться централізованою автомашиною ЗІЛ – 130. Її технічні характеристики:

- вантажопідйомність, кг – 5000;
- кількість осей: всього – 2, ведучих – 1;
- вантажна висота, мм – 1430;
- розміри вантажної платформи, мм : довжина – 3752, ширина – 2326, висота – 685;
- потужність двигуна, к.с. – 150;
- модель двигуна – ЗІЛ – 130;
- найбільша швидкість, км/год – 90;
- витрата палива, л/100 км – 20.

Монтаж конструкцій на автомобіль, розвантажувальні роботи проводяться автокраном КС-2561 Д. Його технічні характеристики:

- вантажопідйомність, т - 6,3-1,9 на виносних опорах,
1,0-0,1 без виносних опор;
- виліт(найм. – найб.), м – 3,3 – 7,0;
- довжина стріли, м – 8;
- найбільша висота підйому гака, м – 8,0 – 5.54;
- швидкість підйому (опускання) вантажу, м/хв – 10,5 – 1,2;
- швидкість переміщення, км/год – 5- 75.

Укладання труб в траншею виконується трубокладчиком Т – 614. Його технічні характеристики:

- вантажопідйомність, т - 6.3;
- виліт гака (максимальний), м – 5;
- висота підйому (максимальна), м – 4,9;
- глибина опускання гака, м – 3;
- швидкість: підйому вантажу, м/хв – 8,3,

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

- відстань 1,5км;
- кількість ходок $n=3$;
- витрата пального $Q=24$ л/100км;

Необхідна кількість пального для доставки бетонну:

$$Q = Q \cdot 2 \cdot n \cdot l = 0.24 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 1,5 = 2,16 \text{ л.}$$

Витрата пального для доставки труб:

- відстань 28км;
- кількість ходок $n=7$;
- витрата пального $Q=28$ л/100км;

Необхідна кількість пального для доставки бетонну:

$$Q = Q \cdot 2 \cdot n \cdot l = 0,28 \cdot 2 \cdot 7 \cdot 28 = 109,76 \text{ л.}$$

Витрата пального екскаватором:

- годинна витрата дизельного палива 10 л/год;

Потреба на 6 годин становить :

$$V = 10 \cdot 6 \cdot 0,8 = 48 \text{ л;}$$

де 0,8 – коефіцієнт використання екскаватора по часу.

Витрата пального бульдозером:

- годинна витрата дизельного полива 18 л/год;

Потреба на 12 годин становить :

$$V = 18 \cdot 12 \cdot 0,75 = 151,2 \text{ л;}$$

де 0,75 – коефіцієнт використання бульдозера по часу.

Витрата електроенергії зварювальним трансформатором:

$$V = v \cdot n = 4 \cdot 24,3 = 97,2 \text{ кВт;}$$

де v – витрата електроенергії зварювальним трансформатором, кВт;

n - кількість годин роботи зварювального трансформатора.

5.5 Визначення об'ємів робіт та побудова календарного графіка

Визначимо об'єм роботи:

1. Зрізка рослинного шару бульдозером ДЗ-28.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Рослинний шар зрізуємо шириною 3 м. та складаємо окремо від мінерального, не допускаючи його вивітрювання.

Об'єм виконаних робіт:

$$F = B \cdot L, \quad (5.1)$$

де F – площа зрізаного ґрунту, m^2 ;

B - ширина шару, який зрізується, м;

L - довжина ділянки, м.

$$F = 190 \cdot 3 = 570 \text{ м}^2$$

Норма часу Н.ч. = 0,6 маш/год на 1000 m^2 , роботи виконуються машиністом 5-ого розряду.

2. Розробка ґрунту траншеї ескаватором.

Риття траншеї передбачається ескаватором ЭО 26-21 А з оберненою лопатою на глибину 1 м та ширину 0,8 м .

Об'єм виконаних робіт:

$$V = l \cdot b \cdot h, \quad (5.2)$$

де V – об'єм вийнятого ґрунту, m^3 ;

h - висота траншеї, м;

l - довжина ділянки, м;

b – ширина траншеї для зрізання, м

$$V = 190 \cdot 0,8 \cdot 1 = 152 \text{ м}^3$$

Норма часу Н.ч. = 2,9 маш/год на 100 m^3 , роботи виконуються машиністом 5-ого розряду.

3. Розвезення труб автомобілем по ділянках газопроводу виконується автомобілем ЗІЛ –130.

Об'єм виконаних робіт: 190 м

Норма часу Н.ч. = 6,0 маш/год на 1000 м, роботи виконуються шофером - 1 чол., вантажниками - 2 чол.

4. Підчистка дна траншеї вручну.

Об'єм виконаних робіт:

$$F = b \cdot L \cdot h,$$

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

розряду – 2 чол.

Об'єм виконаних робіт та норми часу на один стик:

$N_{0219} = 1 \text{ ст.}, \text{ Н.ч.} = 0,04 \text{ люд/год.}$

10.Зварювання труб на місці монтажу .

Зварювання труб виконується ручним дуговим зварюванням. Роботи виконуються бригадою зварювальників ручного зварювання: 5-ого розряду - 1 чол., 4-ого розряду – 2 чол., 3-ого розряду – 2 чол.

Об'єм виконаних робіт та норми часу на один стик:

$N_{0219} = 1 \text{ ст.}, \text{ Н.ч.} = 0,28 \text{ люд/год.}$

11. Влаштування колодязів.

Об'єм виконаних робіт: 1 колодязь;

$\text{Н.ч.} = 15,55 \text{ люд/год.}$

Робота виконується бригадою монтажників зовнішніх газопроводів:
5-ого розряду - 1 чол., 4-ого розряду – 1 чол., 3-ого розряду – 2 чол.

12. Влаштування засувок.

Об'єм виконаних робіт: 1 засувка.

$\text{Н.ч.} = 1,9 \text{ люд/год.}$

Робота виконується бригадою монтажників зовнішніх газопроводів:
5-ого розряду - 1 чол., 4-ого розряду – 1 чол., 3-ого розряду – 2 чол.

13. Ізоляція стиків газопроводу.

Тип ізоляції – “дуже посилена”.

Об'єм виконаних робіт та норми часу на один стик:

$N_{0219} = 8 \text{ ст.}, \text{ Н.ч.} = 0,54 \text{ люд/год.}$

Робота виконується бригадою ізолювальників:

3-ого розряду – 1 чол., 2-ого розряду – 2 чол.

14. Часткова присипка труб вручну.

Часткова присипка труб виконується вручну на 20 см вище труб.

Об'єм виконаних робіт:

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

$$V = l \cdot b \cdot h_{\text{пр}},$$

$$V = 190 \cdot 0,49 \cdot 0,8 = 74,5 \text{ м}^3$$

Норма часу Н.ч. = 0,97 люд/год на 1 м³, склад бригади – три землекопи 2-ого розряду.

15. Випробування газопроводів.

Випробування газопроводу виконують на міцність та герметичність Об'єм виконаних робіт та норми часу на 1 м газопроводу:

$$l_{\text{об219}} = 190 \text{ м}, \text{ Н.ч.} = 0,2 \text{ люд/год.}$$

Робота виконується бригадою монтажників зовнішніх газопроводів:

6-ого розряду - 1 чол., 4-ого розряду – 1 чол., 3-ого розряду – 2 чол.

16. Засипка траншеї бульдозером.

Об'єм виконаних робіт:

$$V = 152 - 74,5 = 77,5 \text{ м}^3$$

Н.ч. = 0,77 люд/год на 100 м³.

Робота виконується машиністом 5-ого розряду .

5.6 Розрахунок технічно-економічних показників

Будівельні норми України (БНУ) передбачають єдині для всієї країни затрати праці, машинного часу і витрат матеріалів на одиницю виробу або виду робіт.

В кошторисних нормах передбачається:

- 1) затрати праці;
- 2) машинного часу;
- 3) витрат матеріалів на одиницю конструкції або виду робіт.

БНУ є основою для складання одиничних розцінок.

В даному проекті для визначення нормативів часу, виробки і продуктивності машин було використано РЕКН і на основі цих норм було складено карту-визначник.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1 – Карта-визначник

Шифр	Назва роботи	Один. виміру	Об'єм	Прийнята чисельність виконавців, чол.	Змін- ність	Розра- хунко- ва три- валість, дні
1	2	3	4	5	6	7
РЕКН 2-1-63	1. Зрізка рослинного шару	1000 м ²	0,57	Машиніст 5р-1	1	0,5
РЕКН 2-1-13	2. Риття траншей	100 м ³	1,52	Машиніст 5р-1	1	0,5
РЕКН 2-1-15	3. Розвезення труб	1000 м	0,19	Шофер-1; Вантажники- 2	1	0,5
РЕКН 2-1-60	4. Підчистка дна траншеї	100 м ²	0,31	Землекопи 3р-2	1	0,5
РЕКН 9-2-1	5. Збірка труб в ланки Ø219	1 м	190	Монтажник 4р-1, 3р-1	1	1

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7
РЕКН 22-2-7	6. Прихватка стиків труб Ø219	1 м	41	Монтажник 4р-1, 3р-1	1	0,5
РЕКН 22-2- 10	7. Зварювання труб у ланки Ø219	1 ст	8	Зварюваль- ник 5р-1, 4р- 1	1	1
РЕКН 9-2-1	8. Укладання ланок труб Ø219	1 м	41	Монтажник 5р-1, 4р-1	1	2,5
РЕКН 22-2-7	9. Прихватка стиків труб Ø219	1 ст	1	Монтажник 5р-1, 4р-2, 3р-1	1	0,5

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

РЕКН 22-21	10. Зварювання ланок труб Ø219	1 ст	1	Зварювальник 5р-1, 4р-2, 3р-1	1	0,5
РЕКН 9-2-30	11. Влаштування колодязів	1 кол.	1	Монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-1	1	0,5
РЕКН 9-2-16	12. Влаштування засувок	1 шт.	1	Монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-1	1	0,5
РЕКН 9-2-12	13. Ізоляція стиків газопроводу Ø219	1 ст	9	Ізолювальник 3р-1, 2р-2	1	2,5
РЕКН 2-1-58	14. Часткова присипка труб вручну	1 м ³	30,4	Землекопи 2р-3	1	2
РЕКН 9-2-9	15. Випробування газопроводу Ø219	1 м	190	Монтажник 6р-1, 4р-1, 3р-2	1	0,5

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7
РЕКН 2-1-34	16. Засипка траншеї бульдозером	100 м ³	77,5	Машиніст 5р-1	1	1
РЕКН 4-4-18	17. Укладання бетонної суміші під основу опор в монолітні конструкції	1 м ³	5	Бетонник 4р-1, 3р-2	1	1
РЕКН 10-15	18. Встановлення опор під надземний газопровід висотою 5	1 оп.	5	Трубоукладач 5р-1, 3р-1	1	1

					ДП 2022216 ПЗ		Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата			

	м (нерухоме)					
РЕКН 9-21	19. Монтаж наземного газопроводу до котельні Ø219	1 м	10	Монтажник 4р-2, 3р-1	1	2
РЕКН 9-2-16	20. Монтаж ГРУ, встановлення арматури	Шт.	1	Монтажник 4р-2, 3р-1	1	1
РЕКН 9-2-9	21. Випробування на міцність і щільність	1м	4,24	Монтажник 6р-1, 4р-1, 3р-2	1	1
РЕКН 10-13	22. Встановлення засувки Ø до 300 мм	1 шт.	1	Монтажник 4р-1, 3р-2	1	0,5
РЕКН 9-2-9	23. Випробування газопроводу	1м	30	Монтажник 6р-1, 4р-1, 3р-2	1	0,5
РЕКН 8-1-15	24. Грунтовка поверхні труб газопроводу	100 м ²	0,002	Грунтовщик 2р-2	1	0,5

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7
РЕКН 8-1-14	25. Пофарбування газопроводу	100 м ²	0,002	Маляр 2р-2	1	0,5
РЕКН 9-1-1	26. Розмітка місць прокладання газопроводів в котельні	100 м	1,8	Монтажник 5р-1, 3р-2	1	0,5
РЕКН 9-1-41	27. Комплектування матеріалів та їх піднесення	1т	5,83	Робочі 4р-1, 2р -1	1	1
РЕКН	28. Кріплення	100	0,12	Монтажник	1	1

					ДП 2022216 ПЗ		Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата			

9-1-12	кронштейнів в стінах	отв.		3р-1		
РЕКН 9-1-39	29. Встановлення опор під газопроводи	1 оп.	8	Монтажник 5р-1, 3р-1	1	1
РЕКН 10-8	30. Укладання газопроводу у футляр через стіну	1 м	1,5	Монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-1	1	0,5
РЕКН 9-1-2	31. Прокладання труб Ø 159 х 4,5 мм	1 м	95	Монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-1	1	0,5
РЕКН 9-1-2	32. Прокладання труб Ø 108 х 4,0 мм	1м	45	Монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-1	1	3
РЕКН 26-22	33. Стиковка труб під зварювання	1ст	230	Зварюваль- ник 5р-1, 3р-1	1	2
РЕКН 26-27	34. Встановлення арматури	1 шт.	190	Монтажник 6р-1, 3р-2	1	5

Продовження таблиці 5.1

1	2	3	4	5	6	7
РЕКН 31-65	35. Монтаж пальників	1 п.	8	Монтажник 6р-1, 4р-1, 3р-1	1	7
РЕКН 9-2-2	36. Випробування газопроводу	1 м	140	Монтажник 6р-1, 4р-1, 3р-2	1	0,5
РЕКН 8-1-15	37. Грунтовка поверхні труб газопроводів	100 м ²	0,01	Грунтовщик 2р-2	1	0,5
РЕКН 8-1-14	38. Пофарбування газопроводу	100 м ²	0,01	Маляр 2р-2	1	0,5

					ДП 2022216 ПЗ		Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата			

Розраховуємо техніко-економічні показники

1) Середня кількість працюючих:

$$R_c = Q_{\text{заг}} / T_{\text{заг}}; \quad (5.2)$$

де R_c – середня кількість працюючих, люд.;

Q – загальна трудовитрата, люд/дні;

T – загальна тривалість будівництва, дні;

$$R_c = 114/38 = 3 \text{ люд.}$$

2) Коефіцієнт нерівномірності використання людей:

$$\alpha = R_c / R_{\text{max}}; \quad (5.3)$$

де R_{max} – максимальна кількість працюючих, люд.;

$$\alpha_1 = 3/6 = 0,5.$$

3) Коефіцієнт нерівномірності по трудовитратах:

$$\alpha_2 = Q_{\text{надл}} / Q_{\text{заг}} = 21/122 = 0,17 \quad (5.4)$$

4) Коефіцієнт нерівномірності по тривалості виконання робіт:

$$\alpha_3 = T_{\text{уст}} / T_{\text{заг}}; \quad (5.5)$$

де $T_{\text{уст}}$ - тривалість виконання робіт при $R \geq R_{\text{max}}$;

$$\alpha_3 = 27/38 = 0,71$$

5.7 Контроль якості виконання будівельно-монтажних робіт

Для проведення контролю якості виконання будівельно-монтажних робіт, змонтовану систему газопостачання випробують на міцність та щільність повітрям після встановлення вимикаючої апаратури. Перед випробуванням газопровід повинен продуватися повітрям для видалення окалини, вологи та забруднень.

Заміри тисків виконуються манометрами, тривалість випробувань на міцність газопроводів повинна бути не менше 1 години. Випробування здійснюється після встановлення вимикаючої арматури, обладнання та засобів вимірювання. Дозволяється проведення випробування на міцність окремих

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

ділянок внутрішнього газопроводу. Щільність газопроводу в місцях приєднання до нього газових пальників перевіряє налагодна або експлуатаційна організація за допомогою омилування цих місць при розпалюванні агрегатів під робочим тиском газу.

При пневматичному випробуванні на міцність газопроводів і арматури, а також перевірку мильною емульсією стикових з'єднань, допускається виконувати тільки після зниження тиску до норм, встановлених для випробування на щільність (Таблиця 5.2).

Усунення дефектів, які були виявлені в процесі випробувань на міцність і щільність допускається виконувати тільки після зниження тиску до атмосферного. Мінімальний час витримування встановлюється при діаметрі газопроводу до 300 мм - 6 годин.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Споруди	Випробування на міцність		Випорбування на щільність	
	Тиск, Мпа	Час, год	Тиск, Мпа	Час, год
1	2	3	4	5
Підземні і надземні газопроводи середнього тиску (0,005- 0,3 Мпа) Та низького тиску (до 0,005 МПа)	0,45	1	0,3	24- підзем них;
	0,3	1	0,1	0,5- надзем них
Газопроводи середнього тиску в промислових і комунальних підприємствах, а також в опалювальних і виробничих котельнях, до 0,1 МПа	0,2	1	0,1	1

											Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ						

Випробування на щільність внутрішніх газопроводів середнього тиску в промислових котельнях ведеться при випробувальному тиску, що дорівнює 0,1 МПа. Тривалість випробування на щільність не менше 1 години. Змонтована система газопостачання вважається такою, що витримала випробування, якщо падіння тиску на протязі 1 години не перевищує 60 Па .

Внутрішні газопроводи котельні необхідно випробовувати на ділянці від пристрою вимикання на ввіді до пристрою вимикання біля газових пальників устаткування , яке газифікується.

Прилади автоматики необхідно випробовувати тільки на герметичність робочим тиском разом з газопроводом.

Після опресування газопроводи продувають газом. Газопроводи низького тиску продувають при розрахунковому тиску газу в мережі, а газопроводи середнього тиску - при тиску 5-10 кПа, продування виконують обережно та повільно.

На кожний прийнятий та введений в експлуатацію газопровід складається будівельний паспорт, в процесі експлуатації в нього заносять відомості про всі роботи з ремонту, реконструкції та ін.

При проведенні випробувань на щільність результати вважаються позитивними, якщо за час випробувань не відбувається падіння тиску за манометром і при огляді зварних швів та фланцевих з'єднань не буде виявлено ознак течі. При випробуванні газопроводу на міцність і щільність повинні виконуватись вимоги правил техніки безпеки і охорони праці. Випробування на міцність і щільність газопроводів виконується в присутності представника підприємства газового господарства. Про це робляться відповідні записи в будівельних паспортах об'єктів.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

6 ЗАХОДИ ПО ОХОРОНІ ПРАЦІ

6.1 Аналіз умов праці

Проектом передбачено будівництво газопроводу на Тростянецькому спиртозаводі у смт. Тростянець Вінницької області. Газифікації підлягає котельня спиртозаводу.

Будівля котельні існуюча, розміри в плані 36х24м.

Висота приміщення - 12.5 м, висота стін -11 м.

Площа підлоги -864 м².

Загальна площа віконних проємів-177.6 м².

Загальна площа дверних проємів - 23.1м².

Кількість людей що обслуговують котельню – 25 чол.

Котельня виробляє пару для технічних потреб спиртозаводу а також для опалення виробничих приміщень та розігріву мазуту.

В котельні встановлено чотири котла ДКВР-10-13.

Паливом для котлів є мазут М100.

Планується реконструкція котельні з переведенням котлів з рідкого палива на газоподібне, в результаті чого зменшиться викид шкідливих речовин в атмосферне повітря та зменшаться витрати на паливо і його транспортування.

За ГОСТ 12.0.003-74 небезпечні та шкідливі фактори поділяються на хімічні, біологічні, фізичні та психологічні.

До хімічних шкідливих факторів відносяться токсичні та подразнюючі речовини (CO₂ , SO₂, SO₃, NO₂, NO₃).

Біологічних факторів немає.

В приміщенні оператора в котельні присутні також фізичні та психофізіологічні шкідливі та небезпечні фактори:

- підвищена, або знижена температура повітря,
- підвищена або знижена вологість повітря;

					ДП 2022216 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Дипломант		Шакура І.О.			Заходи по охороні праці	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Франчук Ю.Й.						
Н.контроль						МОіН України Група ТВМ-22-2		

- недостатність природного освітлення;
- підвищений рівень шуму;
 - небезпечний рівень напруги електричної мережі замикання якої може бути через тіло людини;
 - виробнича вібрація;
 - підвищений рівень шуму на робочому місці;
 - статично-фізичні перевантаження;
 - розумове перевантаження;
 - одностонність праці;
 - емоційні перевантаження;
 - перевантаження зорових аналізаторів;
 - загазованість робочої зони.

6.2 Виробнича санітарія.

6.2.1 Освітлення

Освітлення котельні здійснюється за допомогою природного бокового освітлення.

Основною величиною для нормування природного освітлення в приміщенні застосовується коефіцієнт природного освітлення (КПО). У СНиП II - 4 - 79 приведені значення для III світлового поясу. Тростянецький спиртозавод знаходиться в IV світловому поясі. Для IV поясу коефіцієнт сонячності клімату $c = 0,75$ (азимут 90°), а коефіцієнт світлового клімату $t = 0,9$.

Нормоване значення КПО визначається за формулою:

$$e^{IV} = e^{III} \cdot t \cdot c \quad (6.1)$$

Для природного освітлення:

$$e^{IV} = 0.5 \cdot 0.75 \cdot 0.9 = 0.34 \%$$

Для сумісного освітлення:

$$e^{IV} = 0.3 \cdot 0.75 \cdot 0.9 = 0.2 \%$$

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1 - Нормування освітлення приміщення

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкту	Розряд зорової роботи	Штучне освітлення	Природне освітлення	Сумісне освітлення
				КЕО, %	КЕО, %
Грубої точності	5	IV	100	0,5	0,3

Для забезпечення нормативних параметрів освітлення в приміщенні котельні використовується змішана система освітлення:

природна, за допомогою світлових променів;

штучна, за допомогою лампи денного світла.

6.2.2 Повітря робочої зони

Роботи, які виконує оператор, відносяться до категорії середньої важкості Па. Оптимальні та допустимі норми температури відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничого приміщення зведені в таблиці 6.2.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.2 - Оптимальні та допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С					Відносна вологість, %		швидкість повітря, м/с	
		Оптимальна	Допустима				Оптимальна	Допустима	Оптимальна	Допустима
			Верхня межа		Нижня межа					
			Постійний	Непостійний	Постійний	Непостійний				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Холодний	Од. Важкості Па	18-20	23	24	17	15	40-60	75	0,2	0,3
Теплий	Середньої важкості, Па	21-23	27	29	18	17	40-60	65 при 26°С	0,3	0,2-0,4

Інтенсивність теплового опромінення працюючих від нагрітих поверхонь технологічного обладнання не повинно бути більшою за 35 Вт/м² при отриманні 50% поверхні тіла і не більше за 100 Вт/м² при отриманні 25% поверхні тіла.

Для забезпечення нормального повітрообміну в котельній передбачена природна вентиляція.

Величини ГДК шкідливих речовин в повітрі робочої зони прийняті за ГОСТ 12.1.005 - 88 і наведені в таблиці 6.3.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

Таблиця 6.3- ГДК шкідливих речовин в повітрі робочої зони

Речовина	ГДК шкідливих речовин в повітрі робочої зони мг/м ³
діоксид азоту	2
сірка	6
оксид азоту	5
оксид вуглецю	20

6.2.4 Шум і вібрація

Загальний рівень шуму в котлоагрегатах опалювальної котельні складають (СН 3223 - 85):

- вентилятори системи подачі повітря в котельню марки ВД-10;
- електродвигун марки АО-73-8;
- димосос Д-10.

За ГОСТ 12.1.012-90 приміщення в яких розташовані віброустановки, відносяться до 3 типу «а» - межа зниження продуктивності.

Характеристика умов праці - технологічна вібрація, яка впливає на операторів стаціонарних машин та обладнання.

Таблиця 6.4 - Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях у виробничих приміщеннях

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Котельний зал	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах з середньо геометричними частотами, Гц									Рівні звуку та еквівалентні рівні звуку, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Оптимальні рівні звуку згідно з СН 3223 - 85, для робіт середньої складності становить 70 дБ. Допустимий рівень звукового тиску - 85 дБА.

Для запобігання шкідливої дії шуму і вібрації всі вентилятори встановленні на віброізолюючих основах, а повітропроводи з'єднані з вентиляторами гнучкими вставками.

Таблиця 6.5 - Санітарні норми спектральних показників вібраційного навантаження на оператора

Вид вібрації	Категорія вібрац. Норм	Напрямок Дії	Нормативне значення корегованої по частоті і еквівалентне коректировочне значення			
			По віброприскоренню		По віброшвидкості	
			м·с ⁻²	дБ	м·с ⁻¹ ·10 ⁻²	дБ
Загальна	3 тип "а"	Zo, Xo, Yo	0,1	100	0,2	92

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

До основних заходів щодо зменшення вібрації можна віднести:

- розлад від режиму резонансу шляхом раціонального вибору маси або жорсткості коливальної системи;
- активний вітрозахист
- введення додаткового джерела вібрації, що діє в протифазі.

6.2.5 Статична електрика

За ступенем блискавозахисту об'єкт відноситься до класу Е-2. Для запобігання утворення статистичних зарядів потрібно передбачити заземлення обладнання. Заземлювач (зовнішній контур заземлення) виготовляється у вигляді електродів, з'єднаних на глибині 0,5 м. Опір заземлення в будь який період року повинен бути не більше 4 Ом.

6.3 Техніка безпеки

6.3.1 При роботі посудин з надлишковим тиском

В котельній встановлено обладнання, яке відноситься до посудин, що працюють під надлишковим тиском (парові котли, газопроводи, паропроводи). Все це обладнання підлягає нагляду згідно "правил устроювання и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением". Тому це обладнання необхідно встановлювати так, щоб до них був можливий доступ для зручності обслуговування та огляду, ремонту та очищення. Зварні не повинні попадати під опори, майданчики.

Всі посудини, які працюють під тиском, згідно правил підлягають технічному засвідченню та випробуванням. Технічне засвідчення проводиться інспектором котлонагляду.

У випадку, коли при технічному огляді посудин виявляється, що вони знаходяться в небезпечному стані або мають технічні дефекти, експлуатацію

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

таких ємностей необхідно зупинити.

Обслуговують котлоагрегати машиністи. До цієї роботи допускаються особи віком не менше 18 років. Крім того, машиніст повинен пройти інструктаж з ТБ.

До виконання небезпечних робіт допускаються навчені інженерно-технічні робітники, які склали іспит по перевірці знань "Правил безпеки в газовому господарстві".

Експлуатація газового господарства, технічне обслуговування і ремонт повинні проводитись по спеціальних інструкціях, де повинні бути вимоги по ТБ.

Персонал котельні, який обслуговує котлоагрегати, повинен:

- добре знати влаштування котлів, розводки по котлах, влаштування і призначення встановленої арматури і приладів та способи безпечного поводження з ними;
- не залишати без нагляду працююче на газовому паливі обладнання;
- не допускати до цього обладнання сторонніх осіб;
- повідомляти майстра, який керує газовим господарством підприємства, про всі негаразди в роботі газового обладнання.

В приміщенні котельні повинен бути встановлений блок автоматики, який би вимикав насоси і компресори у випадках:

загазованості, при температурі в приміщенні нижче +10 °С, при температурі в підшипниках вище встановлених значень. Контроль за спрацюванням блоку повинен проводитись щоденно.

Протипожежний інвентар і обладнання в котельні повинні розміщуватись у відведених місцях з дотриманням правил їх зберігання.

Насосно-компресорне відділення обладнується механічною приточно витяжною вентиляцією у вибухобезпечному виконанні. Крім цього, котельня повинна бути оснащена аварійною вентиляцією. Все обладнання котельні, де знаходяться посудини під тиском, повинно бути заземленим.

6.3.2 Електробезпека

Умови робіт в котельній за ступенем електробезпеки відносять до умов

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

особливо підвищеною небезпекою ураження людей електричним струмом

Особи, які обслуговують електроустановки, повинні користуватися 313 - спецвзуттям, рукавиці.

Засоби захисту необхідно періодично випробовувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Згідно ГОСТ 12.1.030 - 81 все обладнання енергоустановок повинно підлягати захисту, для чого необхідно зробити наступне:

- занулення;
- блокування в електрообладнанні,
- огороження струмопровідних частин обладнання,
- ізоляцію;

Попереджувальні таблички або знаки в місцях небезпеки

6.4 Пожежна безпека

Об'єкт згідно СНиП 2.01.02- 85 відноситься до II ступеня вогнестійкості Будівля з несучими та огорожуючи конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону, із застосуванням плитних негорючих матеріалів. В покриттях допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції.

Таблиця 6.6 - Нормативні мінімальні межі вогнестійкості елементів, год. та максимальні межі розповсюдженню вогню по ним, см

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій год. (над ризикою), Максимальні межі розповсюдження вогню по ним, см (під ризикою)

					Елементи перекриття
	Стіни				

									Арк.	
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

	Несучі	Само несучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі	Колони	Сходові клітини, балки, марші сходових кліток	Плити, настили та інші несучі конструкції перекриття	Плити, настили і прогони	Балки, ферми
II	$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{0.75}{0}$	$\frac{0.25}{0}$	$\frac{0.25}{0}$

Згідно (ОНТП 24-86) об'єкт відноситься до категорії

Г - вибухопожежонебезпечні будівлі - горючі газу, легко спалимі речовини які утилізуються в якості палива.

Таблиця 6.7 - Максимально допустима площа поверху

Категорія будівлі	Допустиме число поверхів	Ступінь вогнестійкості	Площа поверху в межах будівлі	
			Одноповерхові	Багатоповерхові
Г	10	II	необмежене	

Таблиця 6.8 - Відстань до евакуиходу

Об'єм приміщення, тис.м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості	Відстань в м при щільності людського потоку, люд/м ³		
			До 1	1-3	3-5
9,504	Г	II	260	85	60

Ширина сходових прольотів, дверей, коридорів або проходів на шляху евакуації повинна бути не менше 0,6 м на 100 чоловік. Мінімальна ширина евакуаційних дверей повинна бути не менше 0,8 м.

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

1 — штифт важеля; 2 — ніпель; 3 — штифт молотка; 4, 5 — важелі; 7 - мембрана; 6, 8 — тарілки; 9 — шпилька; 10 — стакан; 11, 12 — пружини; 13 - колонка; 14 — гайка; 15 — коромисло; 16 — молоток

Запобіжно-запірні пристрої ПКН-100 виготовляють діаметром умовного проходу 50 мм (Рисунок 1). Корпус клапана—фланцевий вентиляного типу. В основний вбудовано малий перепускний клапан, який служить для вирівнювання тиску до і після клапана перед його відкриванням. При відкриванні клапана шток починає рухатися, відкриваючи перепускний клапан. Тиск у порожнинах корпусу буде вирівнюватися, внаслідок чого відкриється основний клапан. При закриванні клапана, основний клапан сяде на сідло, а під дією вантажу важеля закриється перепускний клапан.

Для настроювання нижньої межі контрольованого тиску служить пружина 12, зафіксована на шпильці 9, яка обертається змінює стиск пружини 12.

Для настроювання верхньої межі контрольованого тиску служить регульовальний стакан 10, який змінює стиск пружини 11. Імпульс контрольованого тиску подається під мембрану через ніпель 2.

Клапан працює в такій послідовності. У відкритому положенні штифт 1 важеля зчеплений з гаком анкерного важеля 4. Нижній кінець молотка 16 упирається у виступ анкерного важеля. Штифт 3 молотка з'єднаний з кінцем коромисла 15.

Діапазон настроювання верхньої межі контрольованого тиску для ПКН-100 становить 2940—29406 Па

Пропускна здатність запобіжного клапана визначаємо у відповідності з ГОСТ 12.2.085-82 "Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности":

$$Q=11595 \cdot f \cdot P_1 \cdot \gamma \cdot \alpha \cdot \sqrt{(1/\varphi_r)}; \quad (6.2)$$

де f – площа сідла клапана ПКН-100, клапан $\varnothing 50$ мм;

P_1 – абсолютний тиск газу на вході $P_1=0,4$ МПа;

γ - коефіцієнт, що залежить від відношення (P_1/P_2)= $0.0035/0.4=0.01$; $\gamma = 0.5$;

φ_r – щільність газу; $\varphi_r = 0.73$ кг/м³;

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

α - коефіцієнт витрати газу; $\alpha = 0.6$;

$$Q = 1595 \cdot 13.5 \cdot 0.4 \cdot 0.6 \cdot 0.5 \cdot \sqrt{(1/0.73)} = 3023.1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Отже, пропускна здатність запобіжного клапана $Q = 3023.1 \text{ м}^3/\text{год.}$

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

6.6 Організація роботи при ліквідації аварійної ситуації «запах газу в квартирі»

Можливі причини аварій: порушення цілісності підземного і надземного (внутрішньо будинкового) газопроводу розрив зварного стику, утворення свища в результаті корозії газопроводу, негерметичність різьбових з'єднань, запірних пристроїв і інш.

6.6.1 Послідовність проведення робіт по локалізації і ліквідації аварії

5.1.1 Прийом заявки і інструктаж заявника по прийняттю мір безпеки до прибуття аварійної бригади згідно «Пам'ятки по інструктажу».

5.1.2 Реєстрація аварійної заявки і виписка заявки аварійній бригаді.

5.1.3 Доведення до відома складу аварійної бригади змісту заявки. Короткий інструктаж складу по порядку виконання газонебезпечних робіт на аварійному об'єкті і підготовці необхідної документації. Виїзд на аварію.

5.1.4 Розміщення попереджувальних знаків на під'їздах до аварійного об'єкта, та охорона входів у підвал і сходову клітку, з метою недопущення відкритого вогню в загазованому приміщенні.

5.1.5 Визначення концентрації гару в квартирі, суміжних приміщеннях, сходовій клітці; підвалі і погребях за допомогою газоаналізатора.

5.1.6 Інтенсивна вентиляції загазованої квартири.

5.1.7 Пошук місця витоку газу на внутрішньо квартирній газовій розводці і в газовому обладнанні за допомогою мильної емульсії і приладу типу.

5.1.8 Відключення дефектної ділянки внутрішньо будинкового газопроводу, усунення витоку газу і відновлення газопостачання.

5.1.9 Повторна перевірка на загазованість газоаналізатором квартири, суміжних приміщень, сходової клітки і підвалу.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6.6.2 Дії диспетчера.

5.2.1 Приймає заявку і інструктує заявника про вжиття заходів безпеки до прибуття аварійної бригади.

5.2.2 Заносить в журнал зміст заявки, що надійшла.

5.2.3 Випишує заявку аварійній бригаді.

5.2.4 Знайомить бригаду зі змістом заявки і особливостями об'єкта.

5.2.5 Готує спільно з майстром (слюсарем) документацію на даний об'єкт.

5.2.6 Забезпечує виїзд аварійної бригади на аварійний об'єкт протягом 5 хв.

5.2.7 Підтримує постійний зв'язок з бригадою, уточнює характер аварії.

5.2.8 Дає команду на відключення аварійної ділянки газопроводу або будинку від діючої газової мережі і повідомляє про це при необхідності керівнику або головному інженерові контори.

6.6.3 Дії майстра.

5.3.1 Отримує від диспетчера заявку, документацію: планшет, схему зварних стиків, виконавчі креслення і вказівки про порядок відключення об'єкта .

5.3.2 Перевіряє справність газоаналізатора і засобів захисту.

5.3.3 Інструктує склад бригади, знайомить його з планшетом, схемою відключення об'єкта (району) від діючих газопроводів і протягом 5 хв. виїжджає з бригадою до місця аварії.

Після прибуття на місце:

5.3.4 Організовує охорону входу в аварійний об'єкт і знайомиться з обстановкою.

5.3.5 Забезпечує перевірку на загазованість квартири, суміжних і вище розташованих приміщень, сходової клітки, підвалу і льохів.

5.3.5 Повідомляє диспетчеру про зміни концентрації газу в квартирі і результати перевірки інших приміщень.

5.3.6 Забезпечує інтенсивне провітрювання загазованого квартири з одночасним виведенням з неї мешканців відповідно до інструкції щодо заходів безпеки.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.3.7 Організовує пошук місця витоку газу внутрішньо квартирної газової розводки і в газовому обладнанні за допомогою мильної емульсії.

5.3.8 Організовує відключення дефектної ділянки внутрішньоквартирно газової розводки, усунення витоку газу і відновлення газопостачання кв.

5.3.8 Організовує повторну перевірку на загазованість квартири, суміжних і вище розташованих приміщень, сходової клітки, підвалу та погребів за допомогою газоаналізатора.

5.3.9 Оформляє заявку, доповідає диспетчеру про ліквідацію аварії.

При проникненні газу в квартиру з підземного газопроводу (вводу або розподільчого газопроводу) майстер організовує роботу в такій же послідовності, як при заявці «Запах газу в підвалі».

6.6.4 Дії слюсаря.

5.4.1 З'ясовує характер аварійної заявки.

5.4.2 Перевіряє наявність газоаналізатора, засобів індивідуального захисту.

5.4.3 Протягом 5 хв. виїжджає на місце аварії.

5.4.4 Встановлює наявність газу за допомогою газоаналізатора наявність газу і бере участь в пошуку місця витоку газу.

5.4.5 Готує необхідний інструмент, інвентар і механізми до роботи.

5.4.6 Бере участь у роботах з ліквідації аварії.

5.4.7 Виконує роботи під керівництвом майстра і доповідає йому про їх виконання.

5.4.8 При аваріях з вини абонента інструктує його по безпечному користуванню газовими приладами у побуті.

5.4.9 Упорядковує і укладає в аварійну автомашину інструмент, інвентар і засоби індивідуального захисту.

6.6.5 Дії водія-слюсаря.

5.5.1 Виїжджає на місце аварії найкоротшим шляхом протягом 5 хв.

5.5.2 Підтримує безперервний зв'язок з диспетчером.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Після прибуття на місце:

5.5.3 Ставить аварійну автомашину не ближче 15 м від місця розташування загазованого об'єкта з підвітряного боку в положення, що забезпечує перекриття проїздів в загазовану зону і можливість спостереження за переміщенням сторонніх осіб в нічний час – освітлення фарами загазованої зони і підключення переносного освітлення.

5.5.4 Розкладає попереджувальні знаки в місцях підходу до загазованої зони.

5.5.5 Виконує розпорядження майстра.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7 ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ЧАСТИНА

7.1 Опис роботи системи газопостачання, яка прийнята до експлуатації

Газопостачання котельні Тростянецького спиртзаводу здійснюється від існуючого газопроводу середнього тиску $P=0,3$ Мпа.

В котельні встановлено чотири котла ДКВР-10-13.

В якості палива для котельні прийнято природний газ з теплотворною здатністю $Q_p^h = 8140$ кал/нм³ $\gamma=0,73$ кг/м³.

Для зниження тиску газу з середнього на низький в котельні передбачено влаштування ГРУ пропускною здатністю $Q=3040$ кг/м³, з регулятором тиску РДУК1-100 та клапаном $\varnothing 50$ мм. ГРУ розташовано в приміщенні котельні на висоті 5,8м.

Загальний облік газу здійснюється газовим лічильником РГ-1000 по агрегатно.

Котли обладнані автоматикою безпеки і автоматикою регулювання.

Від точки врізки до ГРУ газопровід прокладено підземно, $\varnothing 219$ мм.

Після ГРУ, газопровід низького тиску підводиться до газопальникових блоків котлів. На підводах до котлів передбачено влаштування дублюючих запобіжних пристроїв.

Розпалювання котлів здійснюється автоматично за допомогою електроіскрового запального пристрою.

Подачу газу в котельню передбачено за одно-нитковою схемою.

На кожному відгалуженні газопроводу до котла від розподільчого газопроводу послідовно за ходом газу встановлюють: запірний пристрій з електроприводом, фланцеве з'єднання для встановлення заглушки з пристосуванням для їх розжиму та зі струмопровідною перемичкою, лічильник газу з байпасом, швидкодіючий запобіжно-запірний клапан, поворотна регулююча заслінка з виконавчим механізмом.

					ДП 2022216 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Дипломант	Шакура І.О.				Експлуатаційна частина	Літ.	Арк.	Аркушів
Консультант	Франчук Ю.Й.							
Н.контроль								
						МОiН України		
						Група ТВМ-22-2		

Продувні газопроводи і газопроводи безпеки виводяться вище покрівлі будівлі на 1,0 м, що забезпечує безпечні умови розсіювання газу і захищає від атмосферних опадів.

Газорегуляторна установка служить для пониження тиску газу, а також для підтримання його на заданому рівні, очистки газу від механічних домішок.

Обладнання ГРУ складається з запірної арматури, фільтра газового ФГ-100, запірною клапану ПКН-100, запобіжного скидного клапану ПСК-100Н, регулятора тиску, байпаси з двома засувками, приладів обліку витрати газу.

Для безперебійної роботи котельні при ремонті або заміні регуляторів тиску передбачаються обвідні газопроводи – байпаси.

Регулювання тиску здійснюється засувками, які встановлені на байпасі, при цьому вихідний тиск не повинен перевищувати нормативний.

(Дивись лист №3).

7.2 Технічна характеристика обладнання

РГ- 1000– лічильник газовий ротаційний:

Номинальна пропускна здатність , м ³ /год	1000
Мінімальна пропускна здатність , м ³ /год	100
Похибка показань при витраті газу 20-120%	±2,0
Робочий тиск вимірюного газу , кг/см ²	≤1
Робоча температура вимірюного середовища, °С	0-50
Поріг чутливості , м ³ /год	10

РДБК1- 100/50 - регулятор тиску :

Умовний діаметр, мм	50
Пропускна здатність, Нм ³ /год	2800
При номінальному тиску, Мпа	0,3
Вага, кг	93

ПКН – 50 – запобіжно-запірний клапан :

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Пропускне середовище – природний газ по ГОСТ 55.42-78

Максимальний тиск, МПа	1,2
Границі наладки контрольного тиску, кПа	
Нижня границя	3-30
Верхня границя	30-600
Умовний прохід, мм	50

ФГ-100 - фільтр газовий:

Умовний прохід , мм	100
Максимальний тиск газу, МПа	1,2
Продуктивність, Нм ³ /год	2270
Вага, кг	57

7.3 Приймання та пуск системи в експлуатацію

7.3.1 Приймання системи в експлуатацію

Газопроводи, ГРП, газове обладнання котельні після закінчення монтажу приймаються в експлуатацію приймальною комісією .

В склад її входять представники від Тростянецького спиртозаводу, будівельно-монтажної організації, і виробничого управління газового господарства, а також представники місцевого органу Держтехнагляду і Держгазнагляду. При здачі в експлуатацію завершених об'єктів будівельно - монтажна організація представляє робочій комісії наступну документацію:

- 1) комплект робочих креслень з підписами осіб, відповідальних за виробництво будівельно-монтажних робіт;
- 2) паспорти на обладнання та арматуру діаметром більше 100 мм;
- 3) будівельні паспорти на надземний газопровід, газорегуляторна установка, схему зварних стиків;

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

4) акт приймання будівельно-монтажних робіт з влаштуванням електрозахисних установок.

Крім цього, приймальній комісії повинні бути пред'явлені наступні документи:

- копія наказу про призначення особи, яка відповідальна за безпечну експлуатацію газового господарства;
- положення про газову службу підприємства, чи договір з підприємством газового господарства або іншою спеціалізованою організацією про технічне обслуговування і ремонт газопроводів і газового обладнання;
- протоколи перевірки знань правил, норм та інструкцій керівниками, спеціалістами та робочими;
- інструкції та технологічні схеми;
- комплект проектної документації на об'єкт;
- акти виконаних робіт з герметизації вводів інженерних підземних комунікацій.

Приймальна комісія одночасно з перевіркою виконавчо-технічної документації виконує зовнішній огляд внутрішніх газопроводів та споруд на них.

Комісія має право перевірити любі ділянки газопроводів і якість зварювання стиків просвічуванням їх або вирізкою їх для механічних випробувань, а також виконати повторне випробування газопроводів.

При прийомці газових мереж перевіряють відповідність проекту і вимогам будівельних норм та правил: виконаних робіт, матеріалів та обладнання; нахилів газопроводів, а також монтажу запірних пристроїв і їх дії; пристроїв із захисту газопроводів від електрокорозії та їх дії; якості монтажу опор надземних газопроводів стійок, кронштейнів, а також майданчиків та драбин; якості пофарбування та теплоізоляції надземних газопроводів і пофарбування металоконструкції.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Приймання котельні до експлуатації завершується оформленням приймальною комісією актів приймання в експлуатацію за встановленими формами.

Якщо об'єкт, прийнятий комісією, не був введений в експлуатації протягом 6 місяців з дня останнього випробування на щільність, при вводі його в експлуатацію замовником разом з представником підприємства газового господарства повинно бути проведено повторне випробування газопроводів на щільність і замовником перевірені стан димовідвідних та вентиляційних систем, комплектність і справність газового обладнання, арматури, контрольно-вимірювальних приладів і пристроїв захисту від корозії .

7.3.2 Пуск системи в експлуатацію

Пуск газу - газонебезпечна робота, тому він повинен виконуватись у відповідності з вимогами розділу 8 Правил безпеки в газовому господарстві. Роботи з пуску газу в газопроводи дозволяються спеціалізованим бригадам підприємств газового господарства, а також організаціям, виконуючим їх функції, або спеціалізованим пуско-налагодочним організаціям.

Бригади, виконуючи пуск газу в газопроводи, ГРУ, зобов'язані до пуску газу оглянути газопроводи і перевірити справність газового обладнання.

Всі газопроводи перед пуском в них газу повинні підлягати контрольній опресовці експлуатаційною організацією.

Внутрішні газопроводи котельні, обладнання та газопроводи ГРУ підлягають опресовці тиском 1000 мм вод. ст.(0,01 МПа). Падіння тиску в цьому випадку не повинно перевищувати 60 мм вод. ст. за 1 год.

Наземні газопроводи залежно від розрахункового тиску $P_{роз}=0,3\text{МПа}$ підлягають контрольній опресовці повітрям під тиском 2000мм.вод.ст. (0,02МПа). Падіння тиску не повинно перевищувати 10мм.вод.ст. (100Па) за 1год. Результати контрольної опресовки повинні записуватись в нарядах на виконання газонебезпечних робіт.

Газопроводи при пуску газу повинні продуватись газом до витіснення всього

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

повітря. Завершення продувки визначається шляхом аналізу або спалення відбираємих проб. При цьому вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1%, а спалення газу і повинно здійснюватись спокійно без хлопків.

Газопроводи при визволенні від газу повинні продуватись повітрям або інертним газом до повного витіснення газу. Завершення продувки визначається аналізом. Залишковий вміст газу в продуваючому повітрі не повинен перевищувати 20% нижньої межі спалаху газу.

При продувці газопроводів забороняється випускати газоповітряну суміш в приміщення, димоходи та ін.

Завершення робіт з пуску газу позначається в наряді на газонебезпечні роботи.

Узгоджене завантаження всіх ланок системи досягається наладкою. Режим відпускання газу планується на основі добових та річних витрат (добова витрата складає $2280\text{м}^3/\text{год.}$, а річна – $15,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год.}$).

Пускова наладка необхідна для забезпечення розрахункового розподілу газу в газопроводі, до відгалужень, що йдуть до котлоагрегатів. На вводах є автоматичний регулятор РДУК2-100, то задача пускової наладки полягає в наладці регуляторів витрат на пропускання витрат газу при розрахунковому режимі газопроводу.

7.4 Технічне обслуговування газового обладнання котельні

До пуску, обслуговування та ремонту газопроводів та газового обладнання котелень допускаються робітники, які пройшли медичний огляд, інструктаж з техніки безпеки, ті, що пройшли виробниче навчання та склали іспит кваліфікаційній комісії.

Розпалювання котла дозволяється після приймання газового обладнання, і до оформлено актом приймальної комісії, за умовами реєстрації (огляд котла) та наявності дозволу інспектора котлонагляду, що записано в паспорт котла. Пуск котла ведеться за письмовим розпорядженням та під керівництвом начальника котельної.

Перед пуском котлів ДКВР-10-13 на газовому паливі необхідно перевірити:

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

а) стан газопроводів та арматури на ньому, повітрорегулювальних шайб або засувок, шиберів, КВП та автоматики;

б) стан кладки, гарнітури та наявність тяги;

в) всі запірні пристрої (клапани, засувки) на газопроводі закриті, за винятком арматури, яка встановлена на продувних трубопроводах та свічках безпеки;

г) наявність в газопроводі котельної необхідного тиску газу.

В процесі підготовки необхідно ретельно вентилювати топки та газоходи всіх котлоагрегатів шляхом відкриття шиберів, вентиляторів для дуття та димососів. Вентиляція топок повинна продовжуватись не менше 10-15 хвилин.

Розпалювання пальників можна починати тільки при наявності розрідження в топці не менше –20Па при суворому дотриманні виробничої інструкції, так само і подальше обслуговування котлів.

При наявності автоматики безпеки розпалювання пальників котлів необхідно здійснювати за схемою автоматизованого розпалювання.

Кінець розпалювання котла фіксується в журналі зміни.

На підприємстві в наявності є газорегуляторна установка (ГРУ) тому про підготовку до пуску теплоагрегатів необхідно повідомити працівника, який обслуговує ГРУ, та отримати від нього підтвердження можливості пуску.

Після закінчення роботи котлів треба оглянути їх газопроводи, повітроводи, арматуру та апаратуру і зробити відповідні записи в журналі зміни.

В котельній на місці, яке добре видно, розвішані схеми водопроводів та газопроводів з наведенням всієї арматури на них, а також всі експлуатаційні інструкції. Інструкції складаються у відповідності з вимогами діючих правил, які пристосовуються до конкретних умов з врахуванням досвіду експлуатації та результатів випробування обладнання. В інструкціях з обслуговування обладнання вказано: порядок пуску, зупинки та обслуговування обладнання під час нормальної експлуатації та при аварійних режимах; порядок допуску ремонтного персоналу обладнання; вимоги до техніки безпеки, охорони праці та

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

протипожежні заходи.

В період роботи черговий персонал зобов'язаний вести надійний та найбільш економічний режим роботи обладнання у відповідності з інструкціями, режимними картами й оперативними вимогами керівництва котельної.

З метою надійної та безпечної роботи газового обладнання котельної повинні проводитись планові профілактичні огляди та ремонти газового обладнання в строки за затвердженими графіками (табл. 7.1).

Результати планово-запобіжних заходів та ремонтів газового обладнання фіксуються в спеціальному журналі або складаються акти про планово-попереджувальний ремонт (ППР) газопроводів та ГРУ в їх паспортах.

Профілактичне обслуговування систем автоматики виконується представниками експлуатаційної або спеціалізованої організацій, які пройшли спеціальну підготовку з улаштування та експлуатації автоматики.

Перевірку контрольно-вимірювальних приладів ведуть відповідно до ГОСТ 8.002-86 «Организация и порядок проведения проверки. Ревизии и экспертизы средств измерений».

Таблиця 7.1 – Строки проведення профілактичних оглядів та ремонтів газового обладнання

Об'єкт	Зміст робіт	Строки проведення
1	2	3
ПЛАНОВО-ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНІ ОГЛЯДИ		
Все обладнання та прилади	Загальний огляд	Щодобово
Запірна арматура	Перевірка плавності ходу та щільності закриття	1 раз на місяць
Фільтр газовий	Перевірка забрудненості без вскриття	1 раз на місяць

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці-7.1

Регулятор тиску	Перевірка плавності регулювання та щільності закриття	Після ремонту та 1 раз на місяць
Скидові пристрої	Перевірка на спрацювання та щільність закриття клапанів Перевірка рівня рідини	1 раз на місяць Щодобово
Роз'ємні з'єднання та пальники	Перевірка на герметичність	1 раз на тиждень
Приміщення котельної	Перевірка загазованості приміщення на запах Відбір проб повітря для лабораторного аналізу	Постійно при роботі обладнання 1 раз на місяць
Газопальникові пристрої	Перевірка плавності регулювання подачі повітря	Щоденно
ПЛАНОВО-ПОПЕРЕДЖУВАЛЬНИЙ РЕМОНТ		
Запірна арматура	Розбирання, очищення, змазування, заміна сальникового ущільнення та щільності закриття	1 раз на рік
Фільтр газовий	Розбирання, очищення касети	1- 4 рази в рік

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Запобіжний клапан	Розбирання, очищення, перевірка вузлів та деталей	1 раз на рік
-------------------	---	--------------

Кінець таблиці-7.1

Скидні пристрої	Розбирання, очищення, перевірка ущільнення клапана та мембрани. Очищення скла штуцерів та гідроза-побіжника	1 раз на рік 4 рази на рік
Регулятор тиску	Розбирання, очищення, перевірка ущільнення клапана та мембрани, важелів та штоків	1 раз на рік
Газопальникові пристрої	Ремонт гирла пальника, стабілізаторів горіння, перевірка чистоти газо-вихідних отворів	1 раз на рік

7.5 Поточний ремонт

До складу поточного ремонту для газопроводу котельні входять такі основні роботи:

- усунення дрібних дефектів і витоків газу, що виявлені при технічному нагляді,
- посилення окремих зварних стиків за допомогою муфт,
- ремонт пошкоджених місць ізоляції;
- усунення провисання газопроводів, кристалогідратних пробок в газопроводах;

										Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

- приведення в порядок настінних знаків,
- пофарбування надземних газопроводів;
- перевірка сіток і кришок колодязів і коверів і усуненням перекосів, усідань та інших несправностей;

- ремонт цегляної кладки колодязів та відновлення відмостки;
- перевірка, огляд і ремонт засувок, кранів і компенсаторів;
- заміна несправних кранів і засувок;
- пофарбування засувок, кранів і компенсаторів;
- перевірка щільності різьбових з'єднань конденсатозбірників, усунених пошкоджень.

Поточний ремонт виконують за графіком, що затверджується головним інженером газового господарства. Запірну арматуру, компенсатори, ремонтують не рідше одного разу в рік; надземні газопроводи і обладнання фарбують у міру необхідності, але не рідше одного разу в 4 роки.

Результати перевірки й ремонту арматури й компенсаторів заносять в паспорт газопроводу.

Після ліквідації закупорок, що викликали необхідність ремонту, випробовують на щільність у відповідності з вимогами Правил безпеки в газовому господарстві.

Арматура й обладнання (засувки, крани) з дефектами, які неможливо усунути на місці, підлягають заміні.

Виконання робіт з поточного ремонту при кожній експлуатаційній службі підприємства газового господарства організовуються спеціалізовані ремонтні групи (бригади) за видами робіт, що виконуються.

7.6 Капітальний ремонт

Капітальний ремонт газопроводів здійснює місцеве газове господарство.

При капітальному ремонті здійснюють заміну зношених конструкцій, частин і деталей на більш міцні або економічні а також ремонтують основні

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

конструкції.

Об'єми для капітального ремонту відбирають на основі дефектних відомостей. Для всіх газопроводів, що відібрані для капітального ремонту, складають кошторисну документацію, на основі якої визначаються витрати матеріалів.

При ремонті внутрішніх газопроводів і споруд на них замінюють ділянки газопроводу, ремонтують або замінюють засувки, крани, фасонні частини; ремонтують опори, по яких прокладено газопровід; виконують протикорозійне фарбування на ділянках довших за 5 м.

Контроль за виконанням капітального ремонту у відповідності з затвердженою технічною документацією й Правилами безпеки в газовому господарстві а також наступне прийняття робіт здійснює організація, що експлуатує газопровід.

Об'єкти після завершення ремонту перевіряє комісія, що призначена керівником організації, що експлуатує газопровід. До складу комісії входять представники: Тростянецького спиртозаводу, будівельно-монтажної організації а також місцевого органу Держміськтехнагляду (за узгодженням з ним). Комісія складає акт приймання відремонтованого об'єкту з наведенням об'єму робіт, що виконані, якості робіт і результатів випробувань, а також додає виконавчо-технічну документацію. Результати робіт з капітального ремонту заносяться в паспорт газопроводу.

До позапланових ремонтів відносяться аварійно-відновлювальні роботи, необхідність виконання яких з'являється внаслідок порушення цілісності газопроводу або споруд на ньому, що створює аварійну ситуацію. Аварійно-відновлювальні роботи здійснюються негайно.

7.7 Оцінка якості конструктивних елементів систем газопостачання

7.7.1 Визначення терміну служби конструктивних елементів

Термін служби елементу це час від початку його експлуатації до моменту

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

виникнення межового стану, який наведено в технічній документації, або до вибракування, тобто до моменту, коли експлуатація виробу повинна бути припинена.

Термін служби включає роботу пристрою (час його роботи) та термін, коли він не працював (період технічною обслуговування, ремонтів та

Термін служби

$$T_c = \frac{1}{a} \cdot 100 = \frac{1}{2,5} \cdot 100 = 40 \quad (4.1)$$

де T_c - термін служби, років;

a - норма амортизаційних відшкодувань на повне відновлення (реновацію), %. (За табл.7.2).

З врахуванням морального старіння виробу термін служби:

$$T'_c = \frac{\lg\left(\frac{E}{a} + 1\right)}{\lg\cdot(E + 1)} = \frac{\lg\left(\frac{0.1}{0,025} + 1\right)}{\lg\cdot(0.1 + 1)} = 17 \quad (4.2)$$

де E - норматив приведення, рівний 0,1.

Критерії, за якими визначають технічний стан та необхідність ремонту та

Таблиця 7.2 - Норми амортизаційних відрахувань та строки служби обладнання та об'єктів газового господарства

Обладнання і об'єкти	Шифр	Норми амортизаційних відшкодувань, в % балансової вартості			Строк служби виробів, роки	
		загальна	на повне відновлення	на капітальний ремонт	без врахування морального старіння	з врахуванням морального старіння
1	2	3	4	5	6	7

Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ	Арк.

Сталеві газопроводи та споруди на них (без врахування обладнання ГРУ)	30101	3,3	2.5	0,8	40	17
---	-------	-----	-----	-----	----	----

- замін наземних газопроводів;
- щільність газопроводів;
- стан захисного покриття.

- наявність грубих технічних порушень на трасі газопроводу, корозійна активність (наявність анодних та знаковмінних зон).

Необхідність ремонту та заміни газопроводів визначають за результатами даних про технічний стан підземного газопроводу.

На ремонт та перекладку потрібно відбирати:

- газопроводи, на яких були випадки витоків газу внаслідок корозійних пошкоджень, розкриття або розриву зварних з'єднань;
- газопроводи, які знаходяться в анодних зонах або побудовані з грубим порушенням діючих норм;
- газопроводи, які не мають виконавчо-технічної документації. Газопроводи, які відпрацювали більше 25 років і не мають дефектів, треба перевіряти та обстежувати через 3 роки.

7.7.2 Визначення технічного стану газопроводу

Технічний стан газопроводів є одним з основних факторів, який забезпечує їх безпечну та надійну експлуатацію. Технічне обстеження сталевих газопроводів повинно проводитись: при тривалості їх експлуатації до 25 років - не рідше, ніж один раз в п'ять років; при тривалості експлуатації більше, ніж 25 років - не рідше, ніж один раз в три роки. Газопроводи, що включені в план капітального ремонту або повної заміни, повинні обстежуватись не рідше, ніж один раз на рік.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Розглянемо ділянку газопроводу 1-2. (Дивись лист №2).

7.7.2.1 Контроль щільності

Після періоду експлуатації газопроводу протягом 3 років проведемо перевірку стану газопроводу.

Перевірка щільності та герметичності газопроводів виконується за допомогою високочутливих газоаналізаторів з чутливістю 0,001 % "Універсал". При виконанні робіт за допомогою переносних приладів типу "Універсал" контроль загазованості необхідно проводити над віссю газопроводу у відповідності з вимогами діючих технологічних інструкцій.

При визначенні стану щільності чи герметичності газопроводів повинні враховуватись тільки ті витіки газу, які пов'язані з корозійними пошкодженнями металу труб. Оцінка щільності $A_1=5$ балів (протікань не було).

Перевірку на щільність виконують високочутливими приладами по всій трасі газопроводу, який обстежують. При цьому всі колодязі перевіряють на загазованість. Щільність газопроводів контролюють одночасно з контролем стану ізольованих покриттів.

При випробуванні на щільність опресуванням необхідна продувка газопроводу, а після випробувань - пуск газу. Ці роботи відносяться до газонебезпечних та здійснюються за інструкціями, які розроблені газовими господарствами з врахуванням місцевих умов. При їх виконанні особливу увагу звертають на вимоги техніки безпеки.

7.7.2.2 Контроль стану захисних покриттів

Стан захисних покриттів всього газопроводу оцінюють середньозваженим значенням оцінок (в балах) всіх ділянок, які перевірено: $A_2 = 4$ бали, газопровід пофарбований масляною фарбою в два шари на покритті не спостерігаються тріщини, вздуття, лущення фарби.

Стан захисного покриття газопроводу відмінний.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

7.7.2.3 Контроль стану металу труб

Контроль стану металу труб. Перевіряють для всіх шурфів при перевірці щільності та стану ізоляційних покриттів .

Стан металу труб перевіряють після перевірки ізоляційного покриття в відкритому шурфі. При цьому відчищають трубу на ділянці довжиною не менше 0,85 м від ізоляційного покриття і бруду та ретельно оглядають .

При наявності корозійних пошкоджень відмічають їх розташування на трубі (приблизна кількість пошкоджень на 1 м довжини труби та розміри пошкоджень на площі та глибині). Глибину пошкоджень виміряють штангенциркулем або мікрометричним глибиноміром .

При огляді поверхні труб не знайдено значних корозійних пошкоджень, як у нашому випадку то додаткові обстеження газопроводу шляхом огляду металу труби в двох шурфах на кожні 500 м не потрібні.

Оцінку стану металу труб здійснюють відповідно до таблиці 7.3.

Таблиця 7.3 - Оцінка стану металу труб

Стан металу	Оцінка бали A_3	Необхідний вид ремонту
Сильна й дуже сильна корозія		
- більше 50% оглянутих місць	1	Ремонт пошкоджених місць та наступна заміна газопроводу
- до 50% оглянутих місць	2	Ремонт пошкоджених місць та заміна окремих пошкоджених ділянок
Незначна корозія	5	Ремонт пошкоджених ділянок ізоляції з очисткою продуктів корозії
корозія відсутня	10	Ремонт не виконується

У нашому випадку оцінка стану металу труб $A_3=10$ балів.

7.7.2.4 Оцінка якості зварних стиків

Стики визнають придатними, тому що в процесі експлуатації протікання газу через них не спостерігалось.

Для перевірки якості зварних стиків газопроводу по обидві сторони від

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

дефектного стику відривають шурфи. Відстань від дефектного стику до шурфу повинна бути по можливості мінімальною та не перевищувати 30 м.

Таблиця 7.4 - Оцінка якості зварних стиків

Якість зварних стиків	Оцінка бали А ₄	Необхідний вид ремонту
Дефектними визнано 50% та більше стиків, які про-свічувались гамма - та рен-тгенівськими променями	1	Заміна або ремонт дефектних стиків та наступна заміна газопроводу
Те саме, менше 50%	2	Заміна та ремонт дефектних стиків
Придатні стики	3	Ремонт не потрібен

А₄=3бали.

Загальна оцінка технічного стану газопроводу визначається за сумарною кількістю балів:

$$A = A_1 + A_2 + A_3 + A_4; \quad (2.4)$$

$$A = 5 + 4 + 10 + 3 = 22 \text{ бали} > 10$$

Отже, загальна кількість балів більше 10, тому газопровід приймається до експлуатації.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

8.1 Загальні положення

В дипломному проекті розроблений проект газифікації котельні спиртозаводу в м.Тростянець.

В економічній частині на основі розробленого проекту та креслень розраховано витрати на газифікацію котельні спиртозавод, з урахуванням витрат на матеріали необхідні для будівництва.

В проекті міститься розрахунок витрат на прокладання мережі газопостачання котельні спиртозаводу. Розрахунки об'єднанні у зведений кошторисний розрахунок.

Розрахунки представлено в табличній формі і складаються з: локального кошторису, об'єктного кошторису, зведеного кошторису та техніко-економічних показників.

При розробці кошторисної документації застосовувалась нормативно-довідкова література:

- ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи (РЕКН);
- збірка єдиних середніх кошторисних цін на матеріали, вироби та конструкції (ЗЄКЦ);
- збірка єдиних середніх кошторисних цін на матеріали, вироби та конструкції - індивідуальні норми;
- каталог поштучних виробів, конструкцій типових вузлів і деталей.

					ДП 2022216 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Дипломант		Шакура І.О.			Економічна частина	НПЗ	Арк.	Аркушів
Керівник		Франчук Ю.Й.						
Н.контроль								
						МОіН України		
						Група ТВм-22-2		

8.2 Локальний кошторис

Таблиця 8.1 - Локальний кошторис по будівництву газопроводу котельні спиртозаводу

№ п/п	Шифр і номер позиції нормативу	Найменування робіт і витрат, одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн			Витрати праці люд-год			Фактичні витрати праці , люд-год		
				Всього	Експлуатація машин	Всього	Заробітна плата	Експлуатація машин	Робітників будівельників та монтажників	Робітників зайнятих на керуванні та обслуговуванні машин	В накладних витратах	Робітників будівельників та монтажників	Робітників зайнятих на керуванні та обслуговуванні машин	В накладних витратах
				В тому числі ЗП	В тому числі ЗП			В тому числі ЗП						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	ДБН1-13-4	розробка траншеї екскаватором, 1000м3	0,14	22604,9965	21310,83	3252,86	186,23	3066,63	14,37	85,53	8,49	2,07	12,31	1,22
				1294,1622	10043,04			1445,19						
2	ДБН 1-165-1	ручний добір ґрунту, 100м3	0,21	27711,462	0	5951,04	5951,04	0,00	307,7	0	26,1	66,08	0,00	5,62
				27711,462	0			0,00						
монтаж газопроводів, км														
	ДБН 22-9-5	Дз 219х6мм	0,03	105577,79	19452,96	3167,33	2583,74	583,59	732,8	186,37	86,4	21,98	5,59	2,59
				86124,83	96752,3			2902,57						
	ДБН 22-9-3	Дз 159х4,5мм	0,1	97088,29	15246,26	9223,39	7774,99	1448,39	707,2	147,81	80,3	67,18	14,04	7,64
	ДБН 22-9-3	Дз 108х4мм	0,05	81842,03	69950,17			682,88						
	ДБН 22-9-1	Дз 57х3мм	0,07	76135,83	14647,36	4948,83	3996,75	952,08	537,6	154,84	65,0	34,94	10,06	4,23
				61488,47	45936,69			2985,88						
3	ДБН 22-9-1	Дз 32х3мм	0,04	76135,83	14647,36	3045,43	2459,54	585,89	537,6	154,84	65,0	21,50	6,19	2,60
				61488,47	45936,69			1837,47						
4	ДБН 22-33-1	Монтаж фасонних частин,шт	41	6906,9444	294,7392	283184	271100,41	12084,31	67,36	1,57	6,48	2761,76	64,37	265
				6612,2052	161,70273			6629,81						
5	ДБН 25-12-1	радіографічний контрольстиків,шт	12	698,1906	84,882	8203,74	7206,38	997,36	364,8	47,1	38,7	4286,40	553,43	454
				613,3086	535,4067			6291,03						

ДП 2022216 ПЗ

Змін.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

Арк.

Змін.	
Арк.	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
Арк.	

Продовження таблиці 8.1

6	ДБН 22-14-4	ізоляція стиків та фасонних частин, шт	0,01	51253,256	11664,23	602,23	465,17	137,05	364,8	47,1	38,7	4,29	0,55	0,45
				39589,025	5016,342			58,94						
7	ДБН 1-166-1	засипка траншеї вручну, 100м3	0,54	2166,3933	0	1176,35	1176,35	0,00	150,45	0	12,7	81,69	0,00	6,94
				2166,3933	0			0,00						
8	ДБН 1-27-1	засипка траншеї бульдозером 1000м3	0,11	5343,4122	5343,412	571,53	0,00	571,53	0	15,16	1,29	0,00	1,62	0,14
				0	1857,037			198,63						
9	ДБН 1-132-1	трамбовка ґрунту катком 1000м3	0,11	11997,438	11997,43	1283,25	0,00	1283,25	0	29,65	2,52	0,00	3,17	0,27
				0	4144,561			443,30						
10	ДБН 13-44-5	очистка металевих поверхонь піском 100м2	1,38	220,6143	157,122	30334,4	8730,19	21604,28	0,51	0,59	0,1	70,13	81,13	13,7
				63,4923	57,6384			7925,28						
11	ДБН 13-16-9	Ґрунтова поверхонь 100м2	1,38	503,5842	55,986	692,43	615,45	76,98	3,55	0,11	0,34	4,88	0,15	0,47
				447,5982	10,8072			14,86						
12	ДБН 13-26-2	масляне пофарбування металевих поверхонь 100м2	1,38	343,1811	53,6382	471,87	398,12	73,75	2,33	0,1	0,22	3,20	0,14	0,30
				289,5429	9,4563			13,00						
13	ДБН 22-50-2	Монтаж опор кронштейнів, шт	12	2835,8544	1914,5406	34030,2	11055,77	22974,49	9,26	8,13	1,63	111,12	97,56	19,5
				921,3138	879,8862			10558,63						
14	Монтаж засувок, шт													
	ДБН 22-36-3	Дз 159x4,5мм	14	941,982	525,0042	13187,7	5837,69	7350,06	3,94	1,63	0,52	55,16	22,82	7,28
				416,9778	194,0793			2717,11						
	ДБН 22-36-2	Дз 108x4мм	1	745,4331	137,9784	745,43	607,45	137,98	3,25	0,11	0,32	3,25	0,11	0,32
607,4547				10,3569	10,36									

Продовження таблиці 8.1

	ДБН 22-36-1	Дз 32х3мм	2	396,8172	72,6012			145,20			0,1			0,3
				324,216	31,0707	793,63	648,43	62,14	1,71	0,07	7	3,42	0,14	4
	ДБН 22-36-1	Дз 20х2,8мм	17	396,8172	72,6012			1234,22			0,1			2,8
				324,216	31,0707	6745,8	5511,67	528,20	1,71	0,07	7	29,07	1,19	9
	Монтаж клапанів, вентилів, кранів, шт													
	ДБН 16-15-5	Дз 159х4,5мм.	14	1190,3727	154,2324		14505,9	2159,25			1,1			16,
				1036,1403	63,9426	16665	6	895,20	9,92	0,63	8	138,88	8,82	5
	ДБН 16-15-1	Дз 32х3мм.	2	302,6205	40,9962			81,99			0,2			0,5
				261,6243	15,3102	605,24	523,25	30,62	2,41	0,16	9	4,82	0,32	8
15	ДБН 16-15-1	ДБН 16-15-1мм.	4	302,6205	40,9962			163,98			0,2			1,1
				261,6243	15,3102	1210,4	1046,50	61,24	2,41	0,16	9	9,64	0,64	6
16	Е16-20-4 Монтаж заглушок шт.			55,3869	0			0			0,0			0,4
			8	55,3869	0	443,10	443,10	0	0,49	0	5	3,95	0	0
Вартість матеріалів, виробів та конструкцій,грн							250271,3							
Разом прями витрат, грн							553611,1							
Всього заробітна плата, грн							303339,8							
Загальновиробничі витрати, грн							166083,3							
Заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн							71415,84							
Трудовісткість в загальновиробничих витратах, люд-год							752,80							
Загальна трудовісткість будівництва, люд-год							8776,85							
Кошторисна вартість будівництва, грн							719694,5							
Загальна заробітна плата, грн							374755,6							

Змін.
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

ДП 2022216 ПЗ

Арк.

В таблиці 8.1 визначена кошторисна вартість будівельних робіт, яка складає 719694,51грн.. Фактичний обсяг робіт та їх перелік визначений на підставі технології виконання робіт та розроблених робочих креслень. Перелік робіт представлено в порядку їх виконання: спочатку виконуються земляні роботи, наступний етап прокладання трубопроводів. При визначенні вартості одиниці робіт використовувались поточні ресурсні одиничні розцінки, які діяли на момент розробки кошторису (станом на 1.01.2023 р.) та державні будівельні кошторисні норми, які діють з 1.01.2023 р.

Кошторисні ресурсні норми містять нормативні відомості про витрати праці робітників в люд.-год., середній розряд робіт, перелік машин і механізмів, які необхідні для виконання того чи іншого виду робіт та перелік необхідних матеріалів згідно нормативів для виконання робіт.

Наприклад при плануванні роботи по розробці ґрунту екскаватором з оберненою лопатою (позиція №1 таблиця 8.1) було використано збірник ДБН №1 «Земляні роботи». Згідно технології, роботи проводяться з використанням ковша місткістю 0,25 м³, тип ґрунтів в даній місцевості супісок, відповідно цьому типу робіт відповідає номер позиції нормативу . У поточних ресурсних розцінках ці роботи розцінюються наступним чином: вартість одиниці робіт всього коштує в розрахунку на 1000 м³- 5233,10 (грн.), в тому числі заробітна плата – 8776,85 (грн.); в тому числі експлуатація машин-10012,82 (грн.), а заробітна плата робітників 374755,66 (грн.)

Згідно технології обсяг робіт складає 0,19 (тис.м³), отже ми можемо розрахувати загальну вартість робіт.

Приклад розрахунку:

- вартість робіт всього

$0,14 * 220604,9965 = 3252,86$ (грн.)

- заробітна плата

$0,14 * 1294,16 = 186,23$ (грн.)

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

- вартість експлуатації машин

$$0,14 * 21310,8343 = 3066,63 \text{ (грн.)}$$

- заробітна плата робітників зайнятих експлуатацією машин

$$0,14 * 10043,0409 = 1445,19 \text{ (грн.)}$$

Загально виробничі витрати розраховані відповідно до усереднених показників додаток 3 і складають 30% від прямих витрат; трудомісткість в загально виробничих витратах складає 22%; заробітна плата з розрахунку 94,8 (грн.) за годину роботи (середньо годинна заробітна плата керівників, спеціалістів середньої ланки, майстри, бригадири, технологи). Отже кошторисна вартість будівництва газопроводу з урахуванням загально виробничих витрат становить 719694,5 (грн.)

Вартість витрачених матеріалів (позиція) визначена з урахуванням ринкових цін та їх нормативної потреби. Розрахунок вартості матеріалів представлено в таблиці 8.2

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

Таблиця 8.2 - Перелік необхідних матеріалів для будівництва та розрахунок їх вартості

№ п/п	Найменування матеріалів	одиниці виміру	кількість	ціна грн	загальна вартість, грн
1	труби сталеві				
	Дз 219х6мм	м	30	872,64	26179,2
	Дз 159х4,5мм	м	95	460,45	43742,75
	Дз 108х4мм	м	45	262,84	11827,8
	Дз 57х3мм	м	65	102,45	6659,25
	Дз 32х3мм		125	61,43	7678,75
	Дз 20х2,8мм		40	38,79	1551,6
			400	44,2	2457
2	електроди, Д=6мм марка Є-42	т	0,016	55840	893,44
3	Фасонні елементи				
	Дз 219х6мм	шт	1	2373,05	2373,05
	Дз 159х4,5мм	шт	2	252,42	504,84
	Дз 108х4мм	шт	1	714,92	714,92
	Дз 57х3мм	шт	3	278,66	835,98
	Дз 32х3мм	шт	10	167,08	1670,8
	Дз 20х2,8мм	шт	24	105,5	2532
			41	551,24	8631,59
4	Опори кронштейни хомути	шт	12	49,5	594
5	Засувки, крани				
	Дз 159х4,5мм	шт	14	4079	57106
	Дз 108х4мм	шт	1	1342	1342
	Дз 32х3мм	шт	2	387	774
	Дз 20х2,8мм	шт	17	342	5,814
6	Клапани, вентиля				
	Дз 159х4,5мм	шт	14	5225,49	73156,86
	Дз 32х3мм	шт	2	617,25	1234,5
	Дз 20х2,8мм	шт	4	522,8	2091,2
7	заглушки				
	Дз 32х3мм	шт	4	124,3	497,2
	Дз 20х2,8мм	шт	4	124,3	497,2
			8		
	всього				250271,3

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

8.3 Об'єктний кошторис

Таблиця 8.3 - Об'єктний кошторис по будівництву газопроводу котельні спиртозаводу

№ п/п	Номери кошторисів і кошторисних розрахунків	Найменування робіт і витрат	Кошторисна вартість, тис.грн					Кошторисна трудомісткість, тис.люд-год	Кошторисна заробітна плата, тис.грн	Показники одиничної вартості
			будівельних робіт	монтажних робіт	устаткування, меблів та інвентарю	інших витрат	всього			
1	Локальний кошторис	На газопровід низького тиску по котельні	719,69	-	-	-	719,69	8,776853	374,76	-

Змін.
Арк.
№ докум.
Підпис
Дата

ДП 2022216 ПЗ

Арк.

Об'єктний кошторис складається на підставі локального кошторису, відповідні дані якого переносяться в об'єктний кошторис. Зокрема:

- вартість будівельних робіт – 719,69 (тис.грн.);
- кошторисна трудомісткість - 8,776853 (тис.люд.- год.);
- кошторисна заробітна плата – 374,76 (тис.грн.)

8.4 Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва

Таблиця 8.4 - Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва газопроводу котельні спиртозаводу

№ п/п	Номери кошторисів	Найменування розділів, об'єктів робіт і витрат	Кошторисна вартість будівельних робіт, тис грн	Інші витрати, тис.грн	Загальна кошторисна вартість, тис.грн
1	2	3	4	5	6
1		Розділ 1. Основні об'єкти будівництва. Зовнішні газові мережі середнього тиску	553,61	0,00	553,61
2	ДБН,Д 1.1-1-2000 П.3.1.14	Розділ 2. Тимчасові будівлі і споруди. Кошти на зведення та розбирання тимчасових будівель і споруд виробничого та допоміжного призначення, передбачених даним проектом (1,3%)	7,20	0,00	7,20
3		Разом по розділах 1-2	560,81	0,00	560,81
4	ДБН,Д 1.1-1-2000 П.3.2.10.10	Розділ 3. Інші роботи і витрати. Додаткові витрати при виконанні будівельно-монтажних робіт в літній період просто неба при температурі більше 27 С (0,35%)	1,96	0,00	1,96
5		Разом по розділах 1-3	562,77	0,00	562,77
6	ДБН,Д 1.1-1-2000 дод.Б. п.40	Розділ 4. Утримання служби замовника і авторський надзор (2,5%)	0,00	14,07	14,07
7		Разом по розділах 1-4	562,77	14,07	576,84
8	ДБН,Д 1.1-1-2000 дод.Б. п.55	Розділ 5. Проектні і вишукувальні роботи. Кошторисна вартість проектних робіт (8,9%)	0,00	51,34	51,34
9	Наказ Держбуду України від 07.05.02 №88	Кошторисна вартість комплексної державної експертизи проектно-кошторисної документації (0,7%)	0,00	4,04	4,04
10		Разом по розділах 1-5	562,77	69,45	632,22
11	ДБН,Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.18	Кошторисний прибуток (10%)	56,28	0,00	56,28
12	ДБН,Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.18.4	Кошти на покриття адміністративних витрат (13%)	0,00	9,03	9,03

									Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ				

Продовження таблиці 8.4

13	ДБН.Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.20	Кошти на покриття додаткових витрат пов'язаних з інфляційним процесом (7%)	0,00	48,83	48,83
14	ДБН.Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.21	Кошти на страхування замовників від ризиків будівництва (2%)	0,00	12,64	12,64
15		Разом	619,05	139,94	758,99
16	ДБН.Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.22	Податки, збори, обов'язкові платежі встановленні чинним законодавством і не враховані складовими вартості будівництва (крім ПДВ) в тому числі комунальний податок	0,00	8,35	8,35
17		Разом крім ПДВ	619,05	148,29	767,34
18	ДБН.Д 1.1-1-2000 ПЗ.1.22	ПДВ (20%)	0,00	0,00	153,47
19	ДБН.Д 1.1-1-2000	Всього по зведеному кошторисному розрахунку Зворотні суми: в тому числі від будівель і споруд (15%)	0,00	0,00	920,81
20	ПЗ.8.18.1		0,00	0,00	1,08

У зведеному кошторисі враховано крім прямих витрат на будівництво газопроводу і інші витрати, які пов'язані з будівництвом. Зокрема:

- додаткові витрати пов'язані з сезонністю робіт;
- утримання служби замовника та авторський нагляд;
- вартість проектно-пошукових робіт;
- кошторисний прибуток, що становить 10% від суми всіх витрат;
- враховані кошти на покриття додаткових витрат пов'язаних з інфляційними витратами (з розрахунку 7% річних);
- враховані податки, збори та обов'язкові платежі, зокрема комунальний податок та податок на додану вартість.

При визначенні розміру цих витрат керувалися державними будівельними нормами, окремими постановами та розпорядженнями Кабінету Міністрів України та діючим податковим законодавством.

Отже загальна кошторисна вартість робіт по будівництву газопроводу котельні спиртозаводу складає 920,81 (тис.грн.)

											Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ						

8.5 Техніко – економічні показники

Таблиця 8.5 - Техніко-економічні показники

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Значення показника
2	Протяжність газопроводів	км	0,40
3	Загальна кошторисна вартість в тому числі:	Тис.грн	920,81
	Будівельно-монтажні роботи		303,34
	Інші		617,47
4	Вартість будівництва 1км газопроводу	Тис.грн	2302,03
	Нормативна трудомісткість на 1км газопроводу	Тислюд-год	21,94
5	Середньомісячна заробітна плата	Грн.	10409,88
6	Середньогодинна заробітна плата	Грн.	60,52
7	Середньоденна заробітна плата	Грн.	484,18
8	Загальна кошторисна заробітна плата	Тис.грн	374,76
9	Зарплатомісткість будівництва	Грн.	0,41
10	Нарахування на ФОП 22%	Тис.грн	82,45
11	Загальна трудомісткість будівництва	Люд-год	8776,85
12	Середній розряд робіт	Розряд	4,20

В таблиці представлені основні техніко-економічні показники будівництва газопроводу котельні спиртозаводу. Загальна протяжність мережі середнього тиску виконаної з сталевих труб складає 0,90 (км.)

Загальна вартість будівництва складає 920,81 (тис.грн.) в тому числі з розрахунку на 1 (км) будівництва 2303,03 (тис.грн.). Зарплатомісткість робіт, тобто частка заробітної плати у загальній структурі в розрахунку на 1 грн. витрат 0,41 (грн.). Середній рівень заробітної плати при розряді 4,20 становить 10409 (грн.) на місяць, або 42,07 (грн.) за годину або 341,05 (грн.) за повний робочий день.

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ до кум.	Підпис	Дата		

9 ЗАХОДИ ПО ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЮ

9.1 КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНОК ЕКОНОМАЙЗЕРА

Економайзер – це елемент котлоагрегату, що стоїть окремо, і до конструкції самого котла не належить. З'єднується економайзер з котлом газоходом, по якому продукти згорання з другого конвективного пучка потрапляють до нього. У економайзері підігрівається живильна вода до подавання її у верхній барабан котла. Рух теплоносіїв – приток

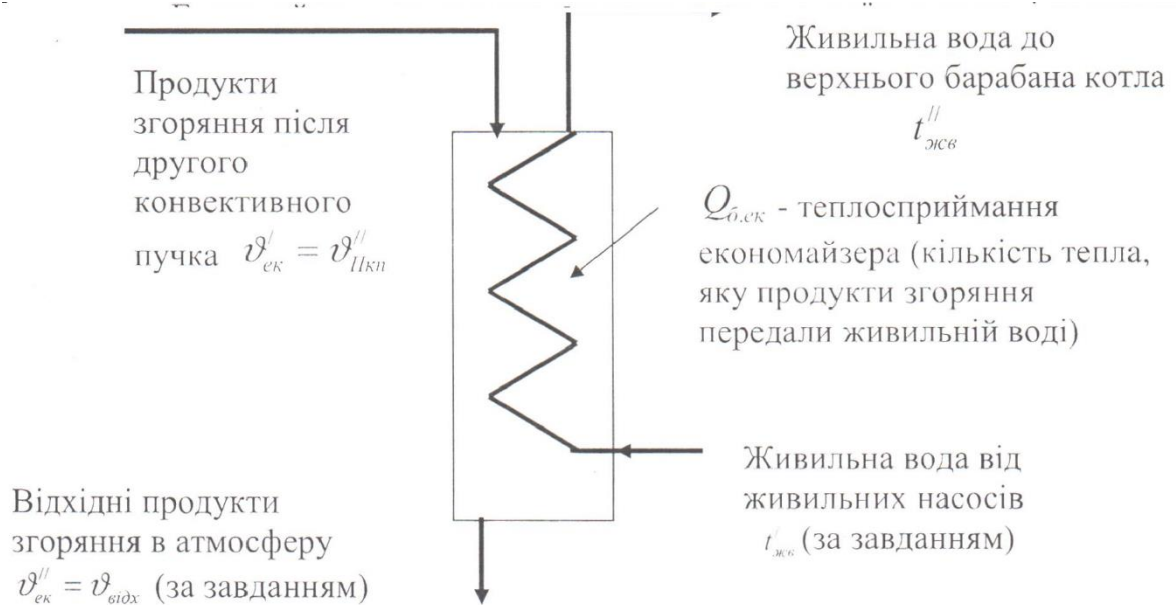
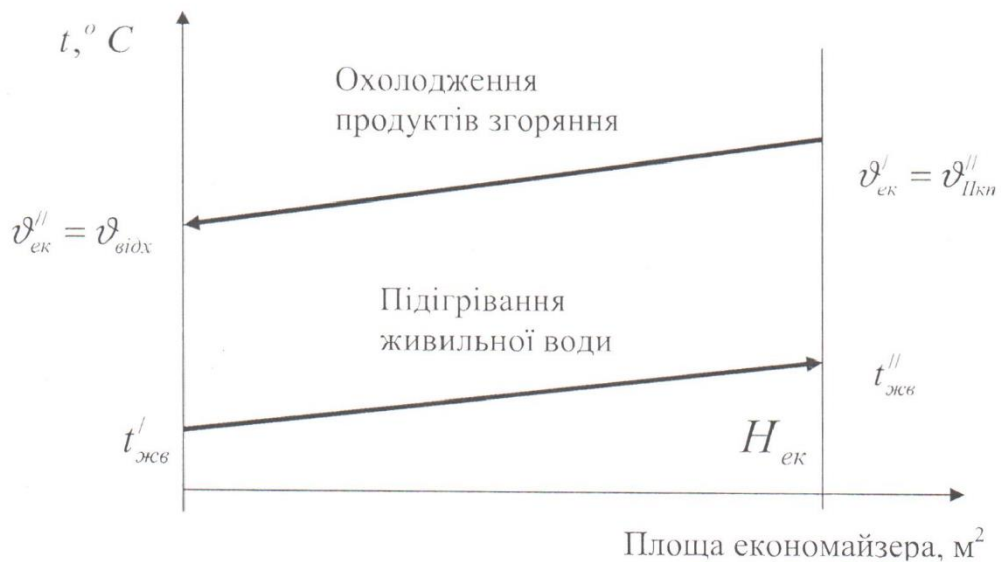


Рис.12.1 - Розрахункова схема економайзера



					ДП 2022216 ПЗ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Дипломант	Шакура І.О.				Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник	Франчук Ю.Й.						
Н.контроль					МОІН України Група ТВМ-22-2		
					Заходи по енергозбереженню		

Метою розрахунку економайзера – визначення поверхні теплообміну, кількість труб у ряду та кількість рядів труб (за прийнятої довжини труб).

Економайзер збирається з чавунних стандартних ребрених труб – довжиною: 1,5; 2,0; 2,5 та 3,0 метри. Ребра мають форму квадрата. Окремі труби з'єднуються колінами як по горизонталі, так і по вертикалі. Живильна вода послідовно проходить по всіх трубах економайзера (рис 2), мінімальна кількість труб у горизонтальному ряду – 4.

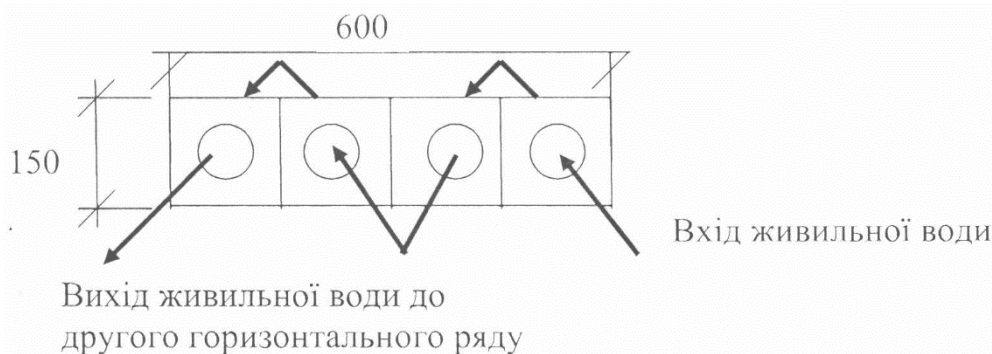


Рисунок 2-
Схема

руху живильної води у горизонтальному ряду

Наступний ряд устанавлюється на нижній ряд. Тільки встановлювати всю кількість рядів (з розрахунком) один на один не можна. Поверхні ребер з боку продуктів згорання забруднюються (при спаленні всіх видів палива) і їх потрібно періодично обдувати парою, яка виробляється в котлі. Обдувальний апарат – це перфорована труба діаметром 57х3мм. Вона встановлюється вздовж труб на всю їх довжину. Обдувати можна тільки чотири ряди вверх і вниз. Для встановлення перфорованої труби між рядами залишають проміжок – 600мм. Після проведення розрахунку за формою таблиці 12.1 потрібно навести схему компоновання економайзера відповідно до вказівок. Компоновання для ситуації: кількість труб у горизонтальному ряду – 4; кількість рядів – 15. За кількості рядів труб 10-17 потрібно встановлювати для продувки рядів два обдувальних обладнання, а за кількості рядів 18-20 обдувальних апаратів потрібно три. Якщо кількість рядів 7-9, тоді можна встановити один обдувальний апарат. Після розрахунку потрібно навести температурний графік зміни параметрів теплоносіїв в економайзері.

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

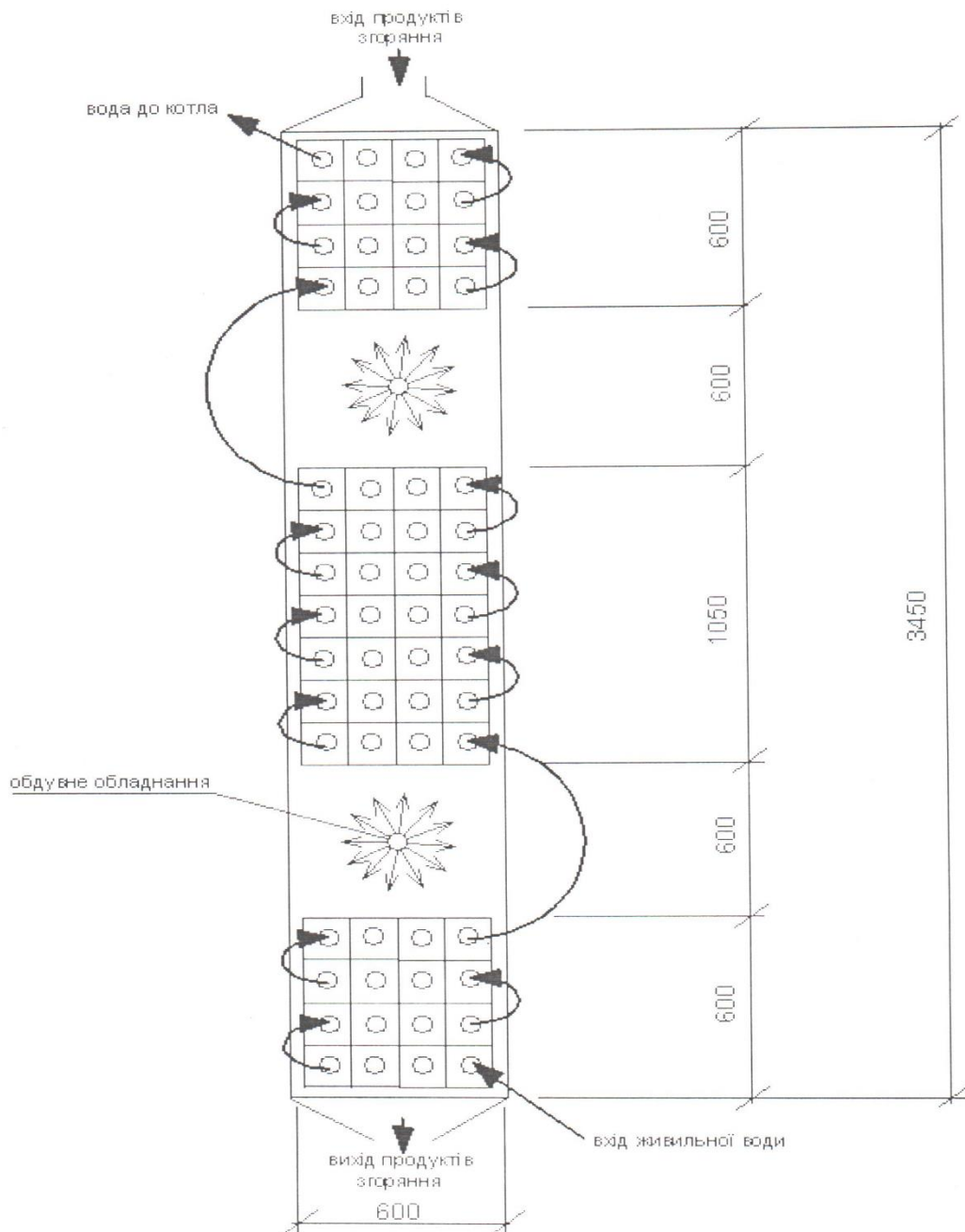


Рисунок 9.3 –
Схема
компоновки
економайзера

9.2
Стандартний
розрахунок

економайзера

Вихідними даними для розрахунку є:

1. Температура газів на вході в економайзер – 330 °С
2. Температура газів на виході з економайзера – 140 °С
3. Поверхня нагріву однієї труби з газового боку – 2,95 м²
4. Температура води на вході в економайзер – 100 °С

									ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 9.1 – Стандартний розрахунок економайзера

№	Найменування	Позначення	Розмірність	Розрахункова формула або спосіб визначення та пояснення	Розрахунок
1	2	3	4	5	6
1	Середня довжина однієї труби	$l_{сер}$	м	За конструктивними характеристиками та рекомендаціями	2
2	Діаметр труби	$d_{зв}/d_{вн}$	мм	За конструктивними характеристиками приймається	76x60
3	Поверхня нагріву однієї труби з газового блоку	$H_{тр}$	м ²	За конструктивними характеристиками	2,95
4	Живий переріз для проходу газів	f_z	м ²	За конструктивними характеристиками	0,12
5	Розміщення труб			Коридорне для всіх котлів	
6	Температура газів на вході до економайзера	$U'_{ек}$	°С	$U'_{ек} = U_{кп}/\alpha_{ек}$	305
7	Ентальпія газів на вході в економайзер	$I'_{ек}$	кДж/кг чи кДж/м ²	За $U'_{ек}$	1400
8	Температура газів на виході з економайзера	$U''_{ек}$	°С	$U''_{ек} = U_{відх}$	140
9	Ентальпія газів на виході з економайзера	$I''_{ек}$	кДж/кг або кДж/м ³	За $U''_{ек}$	700
10	Температура живильної води на вході до економайзера	$t'_{жв}$	°С	$t'_{жв} = t_{жв}$	100

Продовження таблиці 9.1

1	2	3	4	5	6
23	Уточнення швидкості димових газів	w	м/с	$V_p V_r (U_{сер} + 273) / 273 f_2 * Z_1$	19,5
24	Коефіцієнт теплопередачі	$K_{ек}$	Вт/м ² *К	$K_{ек} = K_H * C_v$	17,5
25	Розрахункова поверхня нагрівання економайзера	$H_{ек}$	м ²	$(Q_{б.ек} V_p) / (K_{ек} \Delta t_{сер}) * 10^3$	441
26	Загальне число труб в економайзері	n	шт	$H_{ек} / H_{тр}$ (потрібно округлити в більший бік до цілого значення)	149
27	Число горизонтальних рядів	Z_2	шт	n / Z_1 (потрібно округлити в більший бік до цілого значення)	16

В результаті розрахунку:

1. Температура води на виході з економайзера – 152 °С
2. Розрахункова поверхня нагрівання економайзера – 441 м²
3. Кількість труб у горизонтальному ряду – 10 шт
4. Загальне число труб в економайзері – 149 шт
5. Число горизонтальних рядів – 16 шт

9.3 Пропонований розрахунок економайзера

Вихідними даними для розрахунку є:

1. Температура газів на вході в економайзер – 350 °С
2. Температура газів на виході з економайзера – 140 °С
3. Поверхня нагріву однієї труби зі змінним діаметром з газового боку – 3,25 м²
4. Температура води на вході в економайзер – 100 °С

Таблиця 9.2 – Стандартний розрахунок економайзера

№	Найменування	Позначення	Розмірність	Розрахункова формула або спосіб визначення та пояснення	Розрахунок
1	2	3	4	5	6
1	Середня довжина однієї труби	$l_{сер}$	м	За конструктивними характеристиками та рекомендаціями	2

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП 2022216 ПЗ					

Продовження таблиці 9.2

1	2	3	4	5	6
2	Діаметр труби	$d_{зв}/d_{вн}$	мм	За конструктивними характеристиками приймається	76x60
3	Поверхня нагріву однієї труби з газового блоку	$H_{тр}$	м ²	За конструктивними характеристиками	3,25
4	Живий переріз для проходу газів	f_z	м ²	За конструктивними характеристиками	0,12
5	Розміщення труб			Коридорне для всіх котлів	
6	Температура газів на вході до економайзера	$U'_{ек}$	°C	$U'_{ек} = U_{кп}/1,08$	340
7	Ентальпія газів на вході в економайзер	$\Gamma'_{ек}$	кДж/кг чи кДж/м ²	За $U'_{ек}$	1600
8	Температура газів на виході з економайзера	$U''_{ек}$	°C	$U''_{ек} = U_{відх}$	140
9	Ентальпія газів на виході з економайзера	$\Gamma''_{ек}$	кДж/кг або кДж/м ³	За $U''_{ек}$	700
10	Температура живильної води на вході до економайзера	$t'_{жв}$	°C	$t'_{жв} = t_{жв}$	100
11	Питома ентальпія живильної води на вході до економайзера	$i'_{жв}$	кДж/кг	За $i'_{жв}$	420
12	Продуктивність економайзера	$D_{ек}$	кг/с	$D + D_{пр} = D + (0,03 - 0,07)D = (1,03 - 0,07)D$	2,97
13	Теплосприймання економайзера за рівнням теплового балансу	$Q_{б,ек}$	кДж/кг	$\varphi(\Gamma_{ек} - \Gamma''_{ек} + \Delta\alpha_{ек}I_{п}^0)$	684
14	Питома ентальпія живильної води на виході з економайзера	$i''_{жв}$	кДж/кг	$i' + Q_{б,ек} * B_p / D_{ек}$	642
15	Температура живильної води на виході з економайзера	$t''_{жв}$	°C	За $i''_{жв}$ та $P = 1.4$ МПа	153

										Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП 2022216 ПЗ

Продовження таблиці 9.2

1	2	3	4	5	6
16	Температурний напір на вході до економайзера	$\Delta t'$	$^{\circ}\text{C}$	$U'_{ек-t'}$	187
17	Температурний напір на виході з економайзера	$\Delta t''$	$^{\circ}\text{C}$	$U''_{ек-t''}$	40
18	Середній температурний режим	$\Delta t_{сер}$	$^{\circ}\text{C}$	Визначити, яка різниця $\Delta t'$ та $\Delta t''$ буде мати більше значення Δt_{δ} та менше значення $\Delta t_{\text{м}}$, а потім визначити за формулою: $\Delta t_{сер} = (\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}) / (\ln \Delta t_{\delta} / \Delta t_{\text{м}})$	95,3
19	Середня температура димових газів	$U_{сер}$	$^{\circ}\text{C}$	$(U'_{ек} - U''_{ек}) / 2$	240
20	Швидкість димових газів	w_2	м/с	Спочатку задаємося: $wr=8-10\text{м/с}$	10
21	Потрібний живий переріз для проходження димових газів	$f_{ж}$	м^2	$V_p V_{\Gamma} (U_{сер} + 273) / 273 w_2$	2,42
22	Кількість труб у горизонтальному ряду	Z_1	шт	За конструктивними характеристиками приймаю	10
23	Уточнення швидкості димових газів	w	м/с	$V_p V_{\Gamma} (U_{сер} + 273) / 273 f_2 * Z_1$	20,2
24	Коефіцієнт теплопередачі	$K_{ек}$	$\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$	$K_{ек} = K_{н} * C_v$	27
25	Розрахункова поверхня нагрівання економайзера	$H_{ек}$	м^2	$(Q_{б.ек} V_p) / (K_{ек} \Delta t_{сер}) * 10^3$	253
26	Загальне число труб в економайзері	n	шт	$H_{ек} / H_{тр}$ (потрібно округлити в більший бік до цілого значення)	78
27	Число горизонтальних рядів	Z_2	шт	n / Z_1 (потрібно округлити в більший бік до цілого значення)	8

Арк.

ДП 2022216 ПЗ

Зм. Арк. № до кум. Підпис Дата

В результаті розрахунку:

1. Температура води на виході з економайзера – 153 °С
2. Розрахункова поверхня нагрівання економайзера – 253 м²
3. Кількість труб у горизонтальному ряду – 10 шт
4. Загальне число труб в економайзері – 78 шт
5. Число горизонтальних рядів – 8 шт

9.4 Висновок по розрахунку

Інтенсифікація теплообміну за рахунок зміни звичайних труб на труби змінного діаметру на основі візуалізації структури потоків, дозволяє зменшити термічні опори та збільшити коефіцієнт теплопередачі K з 17,5 до 27 Вт/м²*К.

В свою чергу це дозволяє зменшити поверхню теплообміну з 441 до 253 м², що дало змогу зменшити кількість горизонтальних рядів з 16 до 8 шт., що дозволяє зменшити конструктивні розміри економайзера, а саме металозатрати на його виготовлення, що дає значний економ

					ДП 2022216 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

Працюючи над дипломним проектом на тему «Реконструкція Тростянецького спиртозаводу з переведенням котлів з рідкого палива на газоподібне». Я навчився практично використовувати теоретичні знання набуті при вивченні предметів:

- Інженерні споруди теплових мереж;
- Технологія і організація будівельно – монтажних і ремонтних робіт;
- Методи оптимізації функціонування систем ТГПіВ;
- Охорона праці.

Працюючи під керівництвом Франчука Ю.Й., я мав можливість вдосконалити знання норм проектування газових мереж, норм витрат газу, правила експлуатації газового обладнання, глибше вивчити « Правила безпеки системи газопостачання України», та використав для проектування існуючі на даний час Державні будівельні норми України.

Важливим, на мій погляд, є застосування прогресивних методів технічного обстеження газопроводів та новітніх технологій в галузі газопостачання.

Вважаю, що отримані мною знання стануть міцною основою для плідної праці за обраним фахом, а виконаний дипломний проект можна використовувати в реальних умовах.

ДП 2022216 ПЗ

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Дипломант		Шакура І.О.			Висновок	Літ.	Арк.	Аркушів
Керівник		Франчук Ю.Й.						
Н.контроль								
						МОіН України група ТВМ-22-2		