

2.16 ІНФОРМАЦІЯ ПРО ОТРИМАННЯ ДОЗВОЛУ ДЛЯ ОЗНАЙОМЛЕННЯ З НЕЮ ГРОМАДСЬКОСТІ

2.16.1 Опис промислового об'єкта

Повне найменування юридичної особи	ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «УКРНАФТА»
ідентифікаційний код згідно з ЄДРПОУ	00135390
Скорочене найменування юридичної особи	ПАТ «УКРНАФТА»
місцезнаходження юридичної особи	04053, Україна, м. Київ, Шевченківський р-н, пров. Несторівський, 3-5
Назва об'єкта/промислового майданчика	Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА»
Місцезнаходження об'єкта / промислового майданчика (фактична адреса):	17640, Чернігівська обл., Прилуцький р-н, Варвинська територіальна громада, с. Гнідинці
код Кодифікатора адміністративно-територіальних одиниць та територій територіальних громад	UA74080010090089972
Контактна особа:	Світлана Каша, Інженер з екологічної та радіаційної безпеки (Схід) 050 6214793, Svitlana.Kasha@Ukrnafta.com
Вид економічної діяльності у відповідності з класифікатором	06.10 Добування сирової нафти (основний) 41.20 Будівництво житлових і нежитлових будівель 71.20 Технічні випробування та дослідження 71.12 Діяльність у сфері інжинірингу, геології та геодезії, надання послуг технічного консультування в цих сферах 56.30 Обслуговування напоями 56.10 Діяльність ресторанів, надання послуг мобільного харчування 47.30 Роздрібна торгівля паливом 47.25 Роздрібна торгівля напоями в спеціалізованих магазинах 47.11 Роздрібна торгівля в неспеціалізованих магазинах переважно продуктами харчування, напоями та тютюновими виробами 46.90 Неспеціалізована оптова торгівля 46.75 Оптова торгівля хімічними продуктами 46.72 Оптова торгівля металами та металевими рудами 46.71 Оптова торгівля твердим, рідким, газоподібним паливом і подібними продуктами 46.33 Оптова торгівля молочними продуктами, яйцями, харчовими оліями та жирами 46.21 Оптова торгівля зерном, необробленим тютюном, насінням і кормами для тварин 20.15 Виробництво добрив і азотних сполук 19.20 Виробництво продуктів нафтоперероблення 06.20 Добування природного газу

Виробнича структура

Гнідинцівський газопереробний завод (ГПЗ) входить до складу Публічного акціонерного товариства "Укрнафта".

До складу основного виробництва Гнідинцівського ГПЗ входять такі структурні підрозділи:

– цех підготовки та стабілізації нафти (ЦПіСН): установка підготовки нафти (УПН); установка стабілізації нафти № 1 (УСН-1); установка стабілізації нафти № 2 (УСН-2); очисні споруди (ОС).

– цех переробки газу (ЦПГ): компресорна станція (КС) з блоками охолодження і сепарації II і III ступеню компримування і пропанового охолодження; установка осушки газу (УОГ).

– допоміжні виробництва (пункт заправки спецтехніки, лабораторія, дільниця приготування бетонного розчину, столярна дільниця, ремонтно-механічна дільниця, котельня).

Технологічні зв'язки

Гнідинцівський ГПЗ ПАТ "Укрнафта" здійснює приймання, підготовку і перероблення нафти, природного і попутного нафтового газу, видобутого структурними одиницями ПАТ "Укрнафта" - нафтогазовидобувними управліннями НГВУ "Чернігів-нафтогаз", НГВУ "Охтирканафтогаз", НГВУ "Полтаванафтогаз".

Нафта після підготовки поступає в резервуарний парк

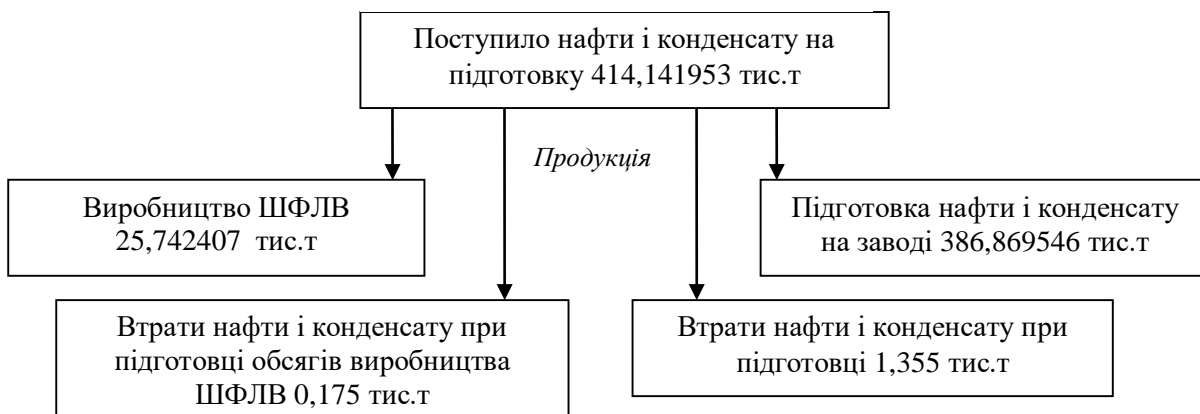
Газ направляється на компресорну станцію Гнідинцівського ГПЗ, а також в газопровід "Гнідинці – Прилуки" публічного акціонерного товариства "Чернігівгаз".

Таблиця 2-1 - Перелік видів продукції, що випускається на об'єкті / промислового майданчику, у тому числі продукції переділів, що використовується у власному виробництві

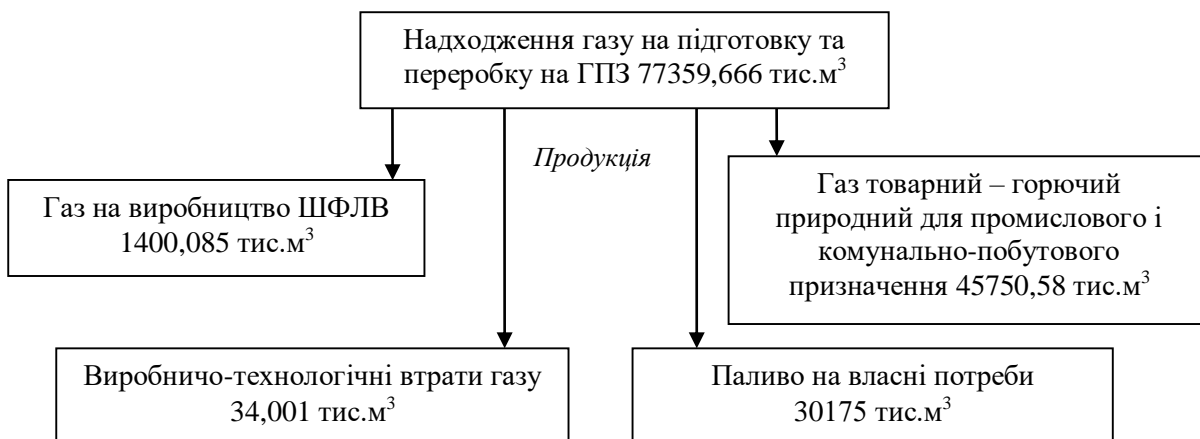
Порядко вий номер	Вид продукції	Річний випуск
1	2	3
1	Скраплений газ	14189,928 т
2	Кубовий залишок	21781,479 т

Матеріальні баланси

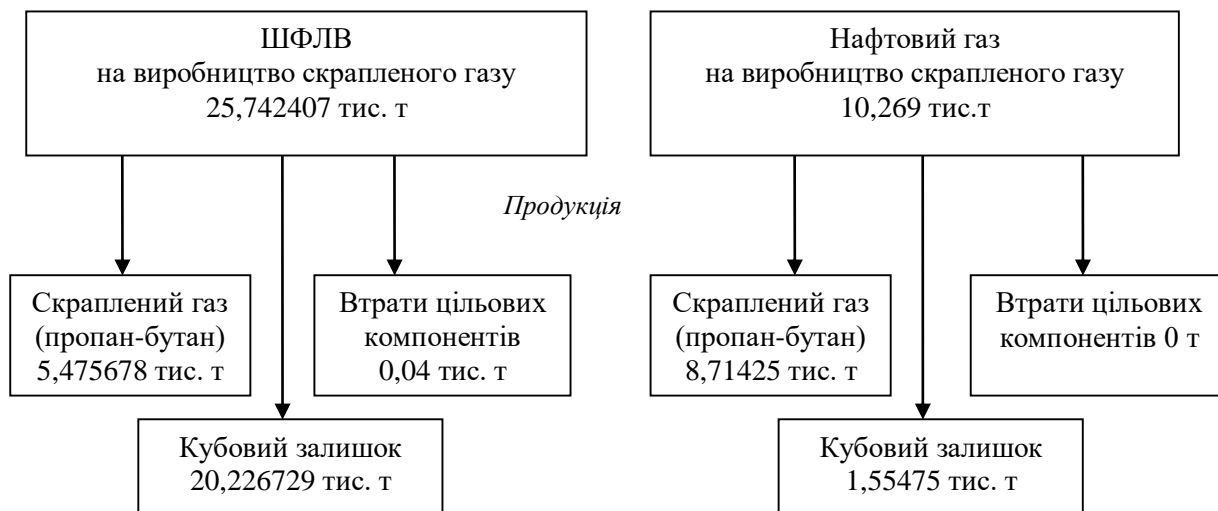
Сировина



Сировина



Сировина



Перелік та опис виробництв (основних, допоміжних, підсобних та побічних), виробничих процесів (основних, допоміжних, підсобних, побічних, циклічних, нециклічних, безперервних, напівбезперервних, дискретних, закритих, відкритих, напівзакритих), технологічних процесів, технологічного устаткування об'єкта / промислового майданчика

Установка підготовки нафти (УПН) призначена для сепарації, зневоднення і знесолення нафти. Установка складається власне з установки попереднього скиду води (УПС) та блоку зневоднення та знесолення нафти (БЗЗН). УПС була введена в експлуатацію в 1997 році (пусковий комплекс), а БЗЗН – в 1999 році.

Проектна потужність установки становить 6931 тис.т/рік по рідині, в т.ч. по нафті –1723,4 тис.т/рік; по нафтовому газу – 48 млн.м3. Фактично досягнуто 4503 тис.т/рік по рідині, в т.ч. по нафті – 1439 тис.т/рік; по нафтового газу – 34,9 млн.м3/рік.

Метод виробництва:

– сепарація і попереднє зневоднення нафти шляхом подачі деемульгатора і відстою рідини на УПС;

– глибоке зневоднення та знесолення нафти термоелектрохімічним шляхом на БЗЗН;

– при необхідності "гарячу" сепарацію на кінцевій сепараційній установці. Кількість технологічних потоків – один.

Сировиною для установки підготовки нафти являється сира нафта з родовищ НГВУ "Чернігівнафтогаз", "Охтирканафтогаз" та "Полтаванафтогаз".

Продукцією установки являється підготовлена нафта і попутний нафтовий газ. Нафта повинна відповідати вимогам ГОСТ 9965-76 "Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия".

Нафта після установки поступає на стабілізацію і виробництво кубового залишку на установці стабілізації нафти УСН, після чого повертається на УПН і після охолодження поступає в резервуарний парк НГВУ "Чернігівнафтогаз". Попутний нафтовий газ являється сировиною для компресорної станції № 2.

Основне обладнання установки підготовки нафти:

- сепаратор трьохфазний С-1/1-6 V = 200 м3 – 6 шт.;
- теплообмінник Т-1/1-4 V = 5,2 м3 – 4 шт.;
- акумуляторна ємність насосів сирої нафти Е-1 V = 100 м3;
- газосепаратор С-2/1-2 ГС-2-1,6-2000-1 V = 16 м3 – 2 шт.;
- апарат СК-1/1-2 1-200-1,0-1-4-0 V = 200 м3 – 2 шт.;
- дренажна ємність ЕФ-1 V = 12,5 м3;
- підземна дренажна ємність Е-2 V = 12,5 м3;
- сепаратор факельний СФ-1/1-2 V = 4 м3 – 2 шт.;
- ємність для інгібітора Е-8 V = 5 м3;
- ємність для реагенту Е-5,6 V = 5 м3 – 2 шт.;
- ємність газова С-301/1-2 V = 200 м3 – 2 шт.;

- підігрівач ПТ-1/1 ПТ-6,3/200М;
- теплообмінник Т-2/1-2 – 2 шт.;
- відстійник О-1/1-6 V = 100 м³ – 6 шт.;
- горизонтальний електродегідратор ЕГ-1,2 V = 200 м³ – 2 шт.;
- дренажна ємність Е-4 ЕП25-2400-1-1 V = 25 м³;
- ємність для зберігання інгібітора Е-7 V = 30 м³;
- акумулююча ємність солоної води Е-3 ГС-2-2,5-1600-1 V = 8 м³;
- аварійна ємність Е-5 ЕП-25-2400-1-1 V = 25 м³;
- резервуар технічної води Е-6 V = 8 м³;
- акумулююча ємність знесолоної нафти Е-2/1-2 V = 50 м³ – 2 шт.;
- насоси для перекачування сирої нафти Н-1/1-4 НК 200/120 продуктивністю 200 м³/год – 4 шт.;
- насос перекачування інгібітора корозії Н-8 НД 40/25 – 0,04 м³/год;
- насоси відкачування аварійної ємності Н-9, Н-11 НВ 50/50 – 2 шт.;
- насоси подачі обезсоленої нафти на блок стабілізації № 1 Н-2/1-2; на блок стабілізації № 2 Н-2/3-4;
- насоси подачі технічної води на РГД-1 Н-3/1-2; на РГД-2 Н-4/1-2;
- насос перекачування інгібітора корозії Н-7/1-2 НД2,5/160 продуктивністю 0,025 м³/год – 2 шт.;
- насос перекачування реагенту БР-10 Н-3/3 НД2,5/250 та Н-3/2 НД2,5/160 продуктивністю 0,025 м³/год – 2 шт.

Опис технологічного процесу установки попереднього скиду води (УПС).

Обводнена нафта від НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафтв" поступає в міжтрубний простір спарених теплообмінників Т-1/1-4 типу "труба в трубі", з'єднаних послідовно. В теплообмінниках нафтова емульсія попередньо нагрівається до 12 °С за рахунок тепла стабільної нафти, яка подається у внутрішньо-трубний простір з БЗЗН.

Для кращого руйнування нафтової емульсії передбачений при необхідності її підігрів на ГЗУ-1 НГВУ "Чернігівнафтогаз" до температури 40 °С. В цьому випадку обводнена нафта через байпаси Т-1/1-4 поступає на дегазацію і зневоднення, а стабільна нафта на КСУ або в товарний парк.

Після теплообмінників Т-1/1-4 підігріта нафта поступає в трубопровід-коалесцентор ТК, до початку яких підключені нафтопроводи решти груп родовищ. В ТК також підводиться гаряча пластова вода з БЗЗН через вузол обліку, що забезпечує раціональне використання тепла. Сюди ж передбачена подача сирої або некондиційної нафти з товарного резервуарного парку. Від ТК газорідинна суміш з температурою до 28 °С поступає в шість сепараторів

С-1/1-6, які працюють паралельно. В сепараторах відбувається поділ нафти, газу і води при надлишковому тиску 0,03 МПа.

Ємність сепаратора розділена на два відсіки: сепараційний і відстійний, які представляють собою дві сполучені посудини. Газ, який виділяється в сепараційному відсіку, поступає у відстійний відсік в кожному сепараторі через регулюючі клапани. Регулюючими клапанами, встановленими на виході газу із сепаратора, підтримується необхідна різниця в рівнях у відсіках.

В сепараційні відсіки сепараторів С-1/3, 4 поступає газ з Е-2/1-2 БЗЗН, і в сепараційні відсіки сепараторів С-1/5-6 – газ з УСН.

Газ з відстійного відсіку сепараторів поступає в два паралельні газосепаратори С-2/1-2, де звільняється від крапельної рідини і через вузол обліку поступає в сепаратор С-301/1-2, де додатково ще раз звільняється від рідини і потім на прийом компресорів КС № 2.

Нафта з сепараторів дренається в ємність Е-2 або поступає на прийом насосів Н-1/1-4. З Е-2 нафта відкачується зануреним насосом Н-12 на прийом насосів Н-1/1-4.

Нафтова емульсія з сепараційного відсіку направляється в відстійний, де проходить відділення нафти від води і дегазація нафти.

Попередньо зневоднена і дегазована нафта поступає в акумулюючу ємність Е-1.

На вхід і вихід насосів Н-1/1-4 і в трубопровід Талалаївської нафти передбачена подача деемульгатора за допомогою блочної установки БР-1 або при необхідності в іншу точку, яка буде визначена при експлуатації установки чи по рекомендації наукових організацій. Витрата деемульгатора ПМ складає 50 г/т нафти. З викиду насосів Н-1/1-4 нафта подається на подальшу підготовку на БЗЗН.

Пластова вода з сепараторів С-1/1-6 поступає на очисні споруди № 3 (резервуари). Є можливість направити цю воду на очисні споруди № 2 або при необхідності в резервуари товарного парку НГВУ "Чернігівнафтогаз". Сюди ж на ОС № 2, 3 при необхідності може подаватись пластова вода з Прилуцького нафтопромислу.

Для продувки насосів Н-1/1-4, дренавання апаратів передбачена підземна ємність Е-2 з зануреним насосом Н-12. Рідина відкачується на прийом насосів Н-1/1-4, а газ поступає в С-2/1-2 або мимо них в трубопровід подачі газу в С-301/1-2.

Газ від запобіжних клапанів відводиться в факельний колектор в факельний стояк низького або високого тиску. Факельний стояк високого тиску відглушений і може використовуватись при необхідності.

Для збору рідини в сепараторі СФ-1/1-2 та Е-301/1-2 передбачена підземна ємність ЕФ-1 із зануреним насосом Н-11. Відкачка рідини з ЕФ-1 здійснюється в нафтопровід сирі нафти Талалаївського родовища, яка поступає з ГЗУ-1 НГВУ "Чернігівнафтогаз" на завод.

В випадку зупинки однієї з УСН-1, 2 на ремонт, промивку системи прісною водою чи в інших випадках, коли всю нафту не можна подати на БЗЗН, при необхідності є можливість частину нафти або всю направити на КСУ в сепаратори СК-1/1-2. На КСУ проходить додаткова дегазація і відстій води від нафти. Вода дренується в каналізацію на ОС № 2, а нафта самотоком через вузол обліку в резервуарний товарний парк НГВУ. Газ з КСУ направляється на прийом I ступеню КС-2.

Схемою установки передбачена подача всієї сирої нафти на розподільчу гребінку КСУ і далі в сепаратори СК-1/1-2. Сепарація сирої нафти проводиться при тиску 0,03 МПа. Газ сепарації поступає на компресорну станцію № 2, а частково зневоднена нафта відводиться самотоком в резервуарний парк. Крім того, коли обмежений прийом нафти на БЗЗН на УСН-1,2 (зупинка однієї з установок на ремонт), то зневоднена та знесолена нафта з БЗЗН з температурою до 40 °С поступає на "гарячу" сепарацію на КСУ. Після змішування на КСУ з нафтою, що пройшла стабілізацію на одній з УСН, і "гарячої" сепарації пружність парів її стає нижчою за 500 мм.рт.ст. "Гаряча" сепарація проводиться при тиску в сепараторах 0,03 МПа. Газ стабілізації поступає на КС № 2, а відсепарована нафта відводиться самопливом в резервуарний парк. При необхідності є можливість подачі пари в лінію стабільної нафти після Т-1/1-4 на КСУ для її підігріву.

Для покращення процесу зневоднення та знесолення передбачена подача води з ЕГ-1 БЗЗН на прийом насосів Н-1/1-4. Для захисту обладнання від корозії впроваджена схема подачі інгібітора з ємності Е-8 насосом Н-8 в ТК.

Опис технологічного процесу блоку зневоднення та знесолення нафти

Попередньо зневоднена нафта після УПС подається в теплообмінники Т-2/1-6 і Т-2/7-12 типу "труба в трубі" в трубний простір, де нагрівається до температури 80 °С за рахунок гарячої стабільної нафти, яка поступає з УСН-1 в Т-2/1-6, з УСН-2 в Т-2/7-12.

Підігріта до температури 80 °С нафта через трубопровід-коалесцентор ТК-2 поступає у відстійники О-1/1-6, які працюють паралельно. Вода автоматично з О-1/1-6 дренується і через вузол обліку поступає на УПС для підігріву сирої нафти в ТК для раціонального використання тепла.

Нафта з відстійників через гідродинамічний диспергатор РГД-1 поступає в електродегідратор ЕГ-1. Для вимивання хлористих солей насосом Н-3/1-2 через РГД-1 подається вода з ємності Е-3. В ємність Е-3 вода скидається з електродегідратора ЕГ-2. Вода з ЕГ-1 скидається через вузол обліку на УПС в ТК. При необхідності ця вода або її частина для покращення процесу підготовки нафти поступає на прийом насосів Н-1/1-4 УПС.

З електродегідратора ЕГ-1 нафта через РГД-2 поступає в електродегідратор ЕГ-2. В РГД-2 подається промивочна прісна вода насосом Н-4/1-2 з ємності Е-6. В ємність Е-6 вода поступає з технічного водопроводу.

Зневоднена і знесолена нафта з ЕГ-2 поступає в дві паралельні ємності Е-2/1 і Е-2/2. Насосами Н-2/1-2 нафта через вузол обліку і якості відкачується на установку стабілізації нафти УСН-1, а насосами Н-2/3-4 – на УСН-2. Схемою передбачена віддувка газу з Е-2/1-2 в сепаратори С-1/3-4 УПС, а також дренаж води в каналізацію.

Скид з запобіжних клапанів апаратів проводиться в ємність Е-5. Дренаж з апаратів проводиться в ємність Е-4. Рідина з Е-4 відкачується в резервуарний парк або в ТК на УПС.

Газ з обох ємностей направляється на факел або в сепаратори С-1/3-4 УПС.

При зупинці одного з блоків стабілізації частина знесоленої нафти після насосів Н-2/1-2 або Н-2/3-4 направляється на відповідну групу теплообмінників Т-2, де нафта охолоджується і поступає на КСУ УПС, де забезпечується її стабілізація при надлишковому тиску до 0,03 МПа із зниженням пружності парів до 500 мм.рт.ст. і далі нафта направляється в товарний резервуарний парк. Підігріта в цій же групі теплообмінників частина потоку попередньо зневодненої нафти після УПС подається в підігрівач ПТ-1/1. В підігрівачі нафта нагрівається до 80 °С і з цією температурою поступає в ТК-2.

Стабільна нафта з УСН-1,2 поступає в теплообмінники Т-2, де охолоджується, і далі поступає в теплообмінники Т-1/1-4 УПС. З теплообмінників Т-1/1-4 з температурою до 40 °С нафта направляється в товарний резервуарний парк через КСУ або мимо нього.

Нафта із підігрівача ПТ-1/1 скидається в аварійну ємність УСН-1,2. Аварійна відкачка нафти з апаратів блоку передбачена насосами Н-2 в ТК (УПС) і далі на КСУ.

При промивці однієї УСН-1,2 для вимивання солей в теплообмінниках Т-2/1-12 передбачена схема подачі прісної промивочної води із температурою 80 °С з міжтрубного простору в трубний простір з послідуєчим скидом її на очисні споруди № 3.

Для захисту обладнання від корозії передбачена подача інгібітора корозії з ємності Е-7 насосами Н-7/1-2 в прийомні трубопроводи насосів

Н-2/1-2 і Н-2/3-4, а також на вході сирої нафти в теплообмінники Т-2/1-6 та Т-2/7-12.

Установка стабілізації нафти № 1 (УСН-1)

Установка стабілізації нафти № 1 призначена для вилучення з нафти легких вуглеводнів для попередження їх втрат при транспортуванні і зберіганні.

Продуктивність установки – 1 млн.т/рік по стабільній нафті. Установка складається з одного технологічного потоку. Метод виробництва – стабілізація нафти шляхом ректифікації.

Установка стабілізації нафти УСН-1 утворена в 1999 році внаслідок реконструкції установки комплексної підготовки нафти УКПН-1, введеної в

експлуатацію в 1968 році, яка включала в себе зневоднення, знесолення та стабілізацію нафти.

Сировиною для УСН-1 являється підготовлена на УПН сира нафта.

Продукцією установки стабілізації нафти являється залишок кубовий по СОУ 11.1-00135390-130:2012 "Залишок кубовий газофракційних установок. Технічні умови" та стабільна нафта. Стабільна нафта з тиском насичених парів до 500 мм.рт.ст. поступає на установку підготовки нафти, де віддає своє тепло сирій нафті і далі в товарний резервуарний парк.

Основне обладнання УСН-1:

- ректифікаційна колона К-1 $V = 159$ м³;
- бензосепаратор С-1 $V = 83,5$ м³;
- газосепаратор С-5 $V = 7$ м³;
- ресивер повітряний Р-1, Р-2 $V = 12$ м³ – 2 шт.;
- конденсатор-холодильник Х-3/1/4 $V = 10$ м³;
- піч безполум'яного горіння ПБ-6 продуктивністю 6 млн.ккал/год та ПБ-9 продуктивністю 9 млн.ккал/год;
- теплообмінник спарений Т-2/1/4 – 4 шт.;
- аварійна ємність Е-1 $V = 100$ м³ та Е-4/2 $V = 10$ м³;
- балон-шлюз Б-1 $v = 2$ м³;
- інгібіторна ємність Е-5;
- насоси для перекачування нафти: Н-3/1-2 8НГД6/2 – 200 м³/год.; Н-3/3 НК200/120 – 200 м³/год.; Н-5/1-2 АНГМ 150-125У 2,5 – 150 м³/год.; Н-5/3-5 НК 200/120 – 200 м³/год.;
- насоси перекачування кубового залишку: Н-6/1 НК 65/125 – 65 м³/год.; Н-6/2 НК 200/120 – 200 м³/год.;
- насос перекачування інгібітора Н-7 НД 1,025/40К14В – до 0,025 м³/год.

Опис технологічного процесу УСН-1

Нафта після підготовки на УПН з тиском до 1,2 МПа і температурою до 80 °С насосами Н-2/1-2 (БЗЗН) подається в теплообмінники Т-2/1-4 в міжтрубний простір, де нагрівається до температури 200 °С за рахунок тепла стабільної нафти, що виходить із стабілізаційної колони К-1. Після теплообмінників нафта подається на 11-у тарілку колони К-1.

З верху колони К-1 газова суміш поступає в три паралельно працюючі конденсатори-холодильники Х-3/1-3, для охолодження і конденсації, а потім для остаточного охолодження і конденсації до температури не вище 45 °С – в кінцевий конденсатор-холодильник Х-3/4 та в сепаратор С-1.

Конденсація в конденсаторах-холодильниках Х-3/1-4 здійснюється за рахунок зворотної води, яка насосами Н-1-4 із водообертової насосної подається в холодительник Х-3/4, а потім в Х-3/1-3. В сепараторі С-1 проходить відокремлення фаз: вода – кубовий залишок. З низу сепаратора С-1 з обох секцій вода дренується в

каналізацію, а кубовий залишок поступає на прийом насосів Н-6/1-2. Насосом Н-6 кубовий залишок подається на зрошення колони К-1, а надлишок відкачується в товарний парк цеху переробки газу.

Тиск в колоні К-1 та сепараторі С-1 підтримується до 1,0 МПа.

Температура низу колони К-1 підтримується до 240 °С. Для підтримки температури низу колони частина нафти поступає на прийом насосів Н-5/1-5 і прокачується через печі безполум'яного горіння ПБ-6,9, де нагрівається до температури 260 °С і з цією температурою повертається на четверту тарілку колони К-1. Паливом для печей ПБ-6,9 служить газ із загально-заводської мережі. Газ поступає в сепаратор С-5 (продувка сепаратора С-5 проводиться на факел). Після С-5 газ поступає на кожну піч (ліву і праву сторони).

З низу колони К-1 стабільна нафта поступає в трубний простір теплообмінників Т-2/1-4, далі поступає на БЗЗН, в теплообмінники Т-2/1-6, де віддає своє тепло сирій нафті. Після Т-2/1-6 охолоджена нафта поступає в

Т-1/1-4, де нагріває Талалаївську нафту і поступає на КСУ, або мимо неї в товарний парк НГВУ "Чернігівнафтогаз".

Температура нафти на вході в товарний парк не повинна перевищувати 40 °С. У випадках накопичення води на глухих тарілках колони К-1 вона повинна скидатися в балон-шлюз Б-1, з якого вода дренується в каналізацію, а газ повертається в К-1 на 30-ту тарілку.

Із запобіжних клапанів колони К-1 і сепаратора С-1 газова суміш скидається в аварійну ємність Е-4/2, з якої газ скидається на факел, а рідина повинна дренуватись в каналізацію. Ручне стравлювання тиску з К-1 і С-1 проводиться в атмосферу.

Для безпечної роботи печей ПБ-6, 9 передбачена подача пари в камеру згорання, на ретурбенди і в змійовик печей, а також на парову завісу. Пара в камеру згорання, на ретурбенди подається дистанційно з операторної за допомогою пневмоклапанів, а в змійовик і парову завісу по місцю. Нафта з печей і колони в аварійних випадках скидається в аварійну ємність Е-1. Перед скидом передбачена подача пари в трубопровід.

Рівень рідини в аварійній ємності контролюється і по мірі її накопичення в Е-1, вона повинна відкачуватись в трубопровід сирої нафти "Талалаївка – Гнідинці". В ємність Е-1 також виведено продувку насосів Н-3/1-3 і Н-5/1-5. В Е-1 при необхідності проводиться скид газового конденсату з цеху переробки газу.

При експлуатації установки проходить відкладання солей на стінках труб теплообмінної апаратури і змійовиках печей. Для видалення цих солей проводиться промивка системи прісною водою. Промивка ведеться при температурі на виході із печей не більше 150 °С.

Для запобігання (зменшення) корозії трубних пучків Х-3/1-3, Х-4 передбачено подача інгібітора корозії в шлемову трубу К-1. Розчин інгібітору корозії

приготовляється в каліброваній ємності Е-5 і насосом Н-7 відкачується в шлемову трубу колони К-1.

Установка стабілізації нафти № 2 (УСН-2)

Установка стабілізації нафти УСН-2 утворена в 1999 році внаслідок реконструкції установки комплексної підготовки нафти УКГІН-2, введеної в експлуатацію в 1970 році, яка включала в себе зневоднення, знесолення та стабілізацію нафти.

Продуктивність установки 1 млн.т/рік по стабільній нафті. Установка складається з одного технологічного потоку. Метод виробництва – стабілізація нафти шляхом ректифікації. Сировиною для установки стабілізації нафти

УСН-2 являється підготовлена на УПН сира нафта.

Продукцією установки стабілізації нафти УСН-2 являється залишок кубовий по СОУ 11.1-00135390-130:2012, стабільна нафта та абсорбент. Кубовий залишок являється сировиною для абсорбційно-газофракціонуючої установки. Стабільна нафта з тиском насичених парів до 500 мм.рт.ст. поступає на установку підготовки нафти, де віддає своє тепло сирій нафті і далі в товарний резервуарний парк.

Основне обладнання УСН-2:

- ректифікаційна колона К-1 $V = 160$ м³,
- бензосепаратор С-1 $V = 83,5$ м³;
- газосепаратор С-5 $V = 7$ м³,
- ресивер повітряний Р-1, Р-2 $V = 12$ м³ – 2 шт.,
- конденсатор-холодильник Х-3/1-4 $V = 10$ м³ – 4 шт.;
- піч безполум'яного горіння ПБ-9 продуктивністю 6 млн.ккал/год та ПБГ-9 продуктивністю 9 млн.ккал/год;
- теплообмінники спарені Т-2/1; Т-2/3, Т-2/4, Т-5/1 та теплообмінники одинарні Т-2/2 – 2 шт.; Т-5/2 – 2 шт.;
- аварійна ємність Е-4/2 $V = 10$ м³ та Е-1 $V = 100$ м³;
- інгібіторна ємність Е-5 $V = 5$ м³;
- ємність абсорбенту Е-7 $V = 16$ м³;
- бензинова колона К-2 $V = 14$ м³;
- балон-шлюз Б-1 $V = 2$ м³;
- рибойлер В-1 $V = 5,3$ м³;
- холодильник повітря Х-1,2 $V = 0,2$ м³ – 2 шт.;
- масловідділювач М-1 $V = 0,2$ м³;
- сепаратор С-3 $V = 0,2$ м³;
- фільтр Ф-1 – 2шт.;

- насоси перекачування нафти: Н-5/1,2 GSM 4□3□13 – 150 м³/год.; Н-5/3-5 НК-200/120 – 200 м³/год.; Н-3/1,2 8НГД 6□1 – 200 м³/год.; Н-3/3 НК-210/200 – 210 м³/год.; насоси Н-6/1,2 НК-65/35-125 – 65 м³/год.;
- насос подачі інгібітора Н-7 НД 1,0-25/40 – 25 м³/год.;
- насоси перекачування абсорбенту Н-15/1,2 1ЦГ 12,5/50-А-4-2 продуктивністю 12,5 м³/год.;
- насос відкачування аварійної ємності Н-12 4МС-10 – 60 м³/год.;
- насоси перекачування технічної води Н-8, Н-11.

Опис технологічного процесу стабілізації нафти

Нафта після підготовки на УПН з тиском до 1,2 МПа і температурою до 80 °С насосами Н-2/3-4 (БЗЗН) подається в теплообмінники Т-2/1-4 в міжтрубний простір, де нагрівається до температури 200 °С за рахунок тепла стабільної нафти, що виходить із стабілізаційної колони К-1. Після теплообмінників Т-2/1-4 нафта подається на 11-у тарілку колони К-1.

З верху колони К-1 газова суміш поступає в три паралельно-працюючі конденсатори-холодильники Х-3/1-3, де охолоджується і конденсується за рахунок зворотньої води. Після Х-3/1-3 газова суміш поступає для остаточного охолодження і конденсації до температури не вище 45 °С в кінцевий конденсатор-холодильник Х-3/4, а потім в сепаратор С-1. Конденсація в конденсаторах-холодильниках Х-3/1-4 здійснюється за рахунок зворотньої води, яка насосами Н-1-4 із водообертової насосної подається в холодильник Х-3/4, а потім в Х-3/1-3. В сепараторі С-1 проходить відокремлення фаз: вода – кубовий залишок. З низу сепаратора С-1 з обох секцій вода дренується в каналізацію, а кубовий залишок поступає на прийом насосів Н-6/1-2. Насосом Н-6/1-2 кубовий залишок подається на зрошення колони К-1, а надлишок відкачується в резервуарний парк цеху переробки газу.

Температура низу колони К-1 підтримується до 240 °С. Для підтримки температури низу колони частина нафти поступає на прийом насосів Н-5/1-5 і прокачується через печі безполум'яного горіння ПБГ-9 або ПБ-9, де нагрівається відповідно до температури 300 °С або 260 °С і з цією температурою повертається на четверту тарілку колони К-1. Паливом служить газ із загальнозаводської мережі. Газ поступає в сепаратор С-5 (продувка сепаратора С-5 проводиться на факел). Після С-5 газ поступає на кожну піч (ліву і праву сторони).

Для забезпечення нормального ведення нагріву продукту і горіння палива в топковому просторі печі ПБГ-9 передбачені прилади контролю і автоматики. Повнота згорання палива в печі контролюється по вмісту в димових газах оксиду вуглецю і кисню.

З низу колони К-1 стабільна нафта поступає в трубний простір теплообмінників Т-2/1-4, далі в теплообмінники Т-2/7-12 БЗЗН, де віддає своє тепло сирій нафті. Після Т-2/7-12 охолоджена нафта поступає на УПС в Т-1/1-4, де підігріває Талалаївську

нафту і поступає на КСУ, або мимо неї в товарний парк НГВУ. Температура нафти на вході в товарний парк не повинна перевищувати 40° С.

Із запобіжних клапанів колони К-1, бензосепаратора С-1, випаровувача

В-1, ємності Е-7 з ПЗК газова суміш скидається в аварійну ємність Е-4/2, із якої газ скидається на факел, а рідина повинна дренуватися в каналізацію. Ручне стравлення тиску з К-1 і С-1 проводиться в атмосферу.

Нафта з печей і колони в аварійних випадках скидається в аварійну ємність Е-1. По мірі накопичення рідини в Е-1, вона повинна відкачуватись в трубопровід сирої нафти з Талалаївської НДС. В ємність Е-1 також виведено продувку насосів Н-3/1-3 і Н-5/1-5. На УСН-2 існує можливість зливання автоцистерн з відпрацьованими нафтопродуктами, не придатними для використання за призначенням (у тому числі відпрацьовані масла та їх суміші) та сумішей масло/вода (вуглеводні/вода), в аварійну ємність Е-1 з послідуною утилізацією шляхом закачування в трубопровід сирої нафти з Талалаївсько-Роменських родовищ на установку підготовки нафти (УПН).

При експлуатації установки проходить відкладання солей на стінках труб теплообмінної апаратури і змійовиках печей. Для видалення цих солей проводиться промивка прісною водою. Промивка ведеться при температурі на виході із печей не більше 150 °С.

Для запобігання (зменшення) корозії трубних пучків Х-3/1-3, Х-4 передбачена подача інгібітора корозії в шлемову трубу К-1. Розчин інгібітору корозії приготується в каліброваній ємності Е-5 і насосом Н-7 відкачується в шлемову трубу.

Опис технологічного процесу одержання абсорбенту

Для одержання абсорбенту з стабілізаційної колони К-1 з кишень тарілок №18, 22 легка вуглеводнева фракція у вигляді бокового погону з температурою до 133 °С поступає у відпарну секцію колони К-2. У колоні К-2 проводиться відпарка легких вуглеводнів з бокового погону колони К-1. Відпарені легкі вуглеводні з колони К-2 повертаються в колону К-1 на 32 тарілку.

Для відпарення вуглеводнева фракція з низу і глухої тарілки колони К-2 поступає в рибойлер В-1 (випарювач). Випарювання здійснюється за рахунок підведення тепла стабільної нафти з колони К-1 в рибойлер В-1. Відпарені пари (легкі вуглеводні) з рибойлера В-1 поступають під глуху тарілку колони К-2.

Абсорбент з рибойлера В-1 проходить через теплообмінники Т-5/1-2, холодильник Х-4, де охолоджується зворотною водою до температури 35 °С і поступає в ємність Е-7. Охолоджена стабільна нафта з В-1 поступає в лінію стабільної нафти. В ємності Е-7 проходить відстій води від абсорбенту. Вода автоматично скидається в промислову каналізацію, а абсорбент насосом Н-15/1-2 відкачується в товарний парк.

Очисні споруди

Установка очисних споруд призначена для очищення стічних вод, які поступають з технологічних установок заводу, товарного резервуарного парку НГВУ "Чернігівнафтогаз" від нафтопродуктів і механічних домішок методом відстою.

Установка очисних споруд складається з двох технологічних потоків. Перший технологічний потік – пластова вода, що поступає з установки підготовки нафти на очисні споруди № 3 (ОС № 3), другий технологічний потік – промливневі стоки з технологічних установок заводу і товарного резервуарного парку, що надходять на очисні споруди промзливових стічних вод і при необхідності на очисні споруди № 2.

В склад очисних споруд промзливових стічних вод входять: сепаратори піску; буферні резервуари; регулювальні резервуари; шламонакопичувач з вузлом зневоднення осаду; дренажна ємність; насосна відстоюної води; каналізаційна насосна станція . Рік вводу в експлуатацію ОС промзливових стічних вод – 2013 р.

В склад ОС № 2 входять: пісколовка; нафтоловка; став додаткового відстою; насосна по відкачці очищеної води та нафти; став-накопичувач “Довжок”; став-накопичувач №3. Рік вводу в експлуатацію ОС №2- 1975р.

В склад ОС №3 входять: відстійні резервуари РВС-5000 - 2 шт.; відстійний резервуар РВС-3000; резервуар для нафти РВС-700; відкрита насосна по відкачці очищеної води; відкрита насосна по відкачці нафти. Рік вводу в експлуатацію ОС №3- 1984 р.

Проектна потужність ОС промзливових стічних вод - 3428 м3/добу.

Проектна потужність ОС №2 - 2400 м3/добу.

Проектна потужність ОС №3 - 21600 м3/добу.

Фактична потужність очисних споруд із-за зменшення видобутку нафти менша проектної. Сировиною для установки являються стічні води – пластова вода з установок підготовки нафти, промзливові стоки:

Готовою продукцією установки являється підготовлена вода та зловлена нафта. Підготовлена вода відкачується на кущову насосну станцію КНС НГВУ "Чернігівнафтогаз" для закачки її в підземні горизонти. Зловлена нафта відкачується на УПС заводу для підготовки.

Для захисту від корозії внутрішньої поверхні трубопроводів і резервуарів на установці можуть застосовуватися інгібітори корозії.

Цех переробки газу

Компресорна станція з блоками охолодження і сепарації II і III ступеню компримування і пропанового охолодження

Компресорна станція служить для компримування, охолодження і сепарації газу Талалаївського, Артюхівського, Лесяківського та інших родовищ, а також газу після I ступеню компримування.

Рік пуску станції в експлуатацію – грудень 1973 року. Проектна потужність – 420 млн.м3 газу/рік. Фактична потужність – 490 млн.м3 газу/рік. Кількість технологічних ліній (потоків) – один.

Метод виробництва – відбензинювання газу шляхом компримування, охолодження і сепарації.

Виробництво реконструкції і розширення не зазнавало.

Готовою продукцією компресорної станції є нестабільний газовий бензин конденсат; і відбензинений газ. Нестабільний газовий бензин є прозорою рідиною.

Опис технологічного процесу компресорної станції № 3 з блоками охолодження і сепарації II і III ступеню

Основне обладнання I – II ступені компримування:

- газосепаратор Е-8;
- акумулятор А-2 – 2 шт.;
- масловідділювач МС-2 – 2 шт.;
- холодильний повітряний Х-2А;
- холодильний водяний Х-2/1 – 2/4 – 4 шт.
- газосепаратор С-2 – 2 шт.

Основне обладнання III ступені компримування:

- масловідділювач МС-3/1 – 2 – 2 шт.;
- холодильний повітряний Х-3А;
- холодильний Х-3 – 3 шт.
- випарювач Х-4 – 2 шт.
- сепаратор С-3 – 2 шт.
- відстійник конденсату О-2 – 2 шт.;
- сепаратор С-6;
- сепаратор С-7;
- насос Н-7 НК-65/35-240 для перекачування конденсату продуктивністю

65 м3/год

Попутний газ після I ступеню компримування змішується з Лесяківським, Талалаївським і Артюхівським газом, який проходить через ємність Е-8 і акумулятори А-2/1-2, де звільнюється від мехсумішей і поступає на прийом компресорів II ступеню компримування К-2/1-4.

Після компримування газ поступає в масловідділювачі МС-2/1-2, де відокремлюється компресійне масло. Масло періодично дренується в підземну ємність МН-1.

Після масловідділювачів газ вступає в апарат повітряного охолодження Х-2а, де охолоджується, частково конденсується і подається в водяні холодильники Х-2/1-4.

Технологічною схемою передбачене скидання газу на факел при підвищенні тиску газу на прийом II ступеню компримування через регулюючий клапан, встановлений на трубопроводі виходу газу із сепараторів С-1/1-2 I ступеню компримування.

Газорідинна суміш із холодильників Х-2/1-4 поступає в сепаратори С-2/1-2, де проходить відділення вуглеводневого конденсату із газу. Технологічною схемою передбачена часткова подача газу після сепаратора С-2/1-2 в прийомний трубопровід акумуляторів А-2/1-2, для підтримування постійного тиску газу на прийомі II ступеню компримування.

Вуглеводневий конденсат із сепараторів С-2/1-2 по перепаду тиску поступає в відстійники О-2/1-2. В відстійниках О-2/1-2 відбувається відділення води від вуглеводневого конденсату. Вода з відстійників скидається періодично в каналізацію. Газ із сепараторів С-2/1-2 поступає на блок осушки газу, де звільнюється від вологи.

Злив конденсату з автоцистерни здійснюється методом витіснення рідини з цистерни газом. Газ подається з трубопроводу від МС-3/1-2 через регулятор тиску і надходить в автоцистерну.

Осушений газ з блоку осушки газу поступає на прийом компресора III ступеню К-3/5-7.

Після компресії газ поступає в масловідділювачі III ступеню МС-3/1-2, де відділяється компресійне масло.

Компресійне масло періодично скидається в ємність МН-1.

Технологічною схемою передбачений скид газу на факел при підвищенні тиску газу на прийом III ступеню компримування.

Для звільнення прийомних колекторів компресорів всіх ступенів компримування з колектора паливного газу є схема дренажу. Дренаж здійснюється в ємність МН-1 в відповідності з графіком дренажу.

Опис технологічного процесу блоку пропанового охолодження

Основне обладнання пропанового блоку:

- масловідділювач МС-1 – 2 шт.;
- адсорбер А-1 – 2 шт.;
- холодильний повітряний ПК-3А;
- холодильний конденсатор ПК-1 – 2 шт.;
- фільтр дегідратор Ф-1 – 2 шт.;
- переохолоджувач П-1 – 2 шт.;
- ємність Е-1 V = 50 м³;
- ємність Е-1А V = 100 м³;
- ємність Е-2 V = 4 м³;

- ємність Е-2А V = 20 мЗ;
- факельна ємність Ф-1 V = 100 мЗ;
- відділювач О-1;
- відділювач рідкого пропану ОЖ

Для більш глибокого вилучення із нафтового газу вуглеводнів С₃+в технологічною схемою передбачене пропанове охолодження.

Як холодоагент використовується технічний пропан.

Газоподібний пропан із випарювачів Х-4/1-2 поступає в відділювач О-1, де відділяються краплі рідкого пропану.

Газоподібний пропан компримується до тиску 1-1,3 МПа і поступає в масловідділювачі МС-1/1-2, де відділяється від компресійного масла, потім проходить вугільні адсорбери А-1/1-2 і подається в апарат повітряного охолодження ПК-3а. В апараті ПК-3а пропан охолоджується до температури 30 – 50 °С, а потім поступає в водяні холодильники ПК-1/1-2, де доохолоджується до 25 – 30 °С і конденсується. Рідкий пропан збирається в буферній ємності Е-2а. Далше рідкий пропан поступає в трубний простір переохолоджувачів П-1/1-2, де доохолоджується до 20 – 25 °С потоком газоподібного пропану. Із переохолоджувачів пропан поступає в ємність Е-1 і цикл повторюється.

Для обладнання і безпечної роботи газомотокомпресорів і технологічного обладнання існує ряд допоміжних систем і технологічних схем.

Ступінь контролю і автоматизації технологічних установок, компресорів і іншого технологічного обладнання дозволяє працювати в умовах нормальної експлуатації в автоматичному режимі. При виникненні на об'єктах аварійної ситуації і відхилення від норм технологічних параметрів здійснюється автоматичний захист і блокування обладнання, а також спрацьовує попереджувальна і аварійна сигналізація в приміщенні операторної і компресорного залі.

Газомотокомпресори

Для компримування застосовують такі види компресорів:

- II ступінь – 10ГКН1/3,5-14 – 4 шт.;
- III ступінь – 10ГКН1/16-40 – 3 шт.;
- пропанові компресори – 10ГКН1/3,5-14 – 2 шт.

Газомотокомпресори 10ГКН/3,5-14, 10ГКН1/16-40 обладнанні системою автоматики "Компресор-3", яка забезпечує автоматичний контроль, захист і сигналізацію по робочих параметрах ГМК і візуальний контроль за приладами, встановленими на агрегатному щиті; можливість пуску (ручного) агрегату шляхом дії на виконавчі механізми по місцю.

Аварійна сигналізація включається в тих випадках, коли неполадки, які виникли при роботі компресорів, ведуть до аварійного стану агрегату.

Схема паливного газу

Паливний газ для компресорів 10 ГКН подається з компресорного цеху на вузол прийому і видачі газу. На вузлі прийому газ редукується до тиску

0,4 – 0,45 МПа і через сепаратор С-6 поступає в загальний паливний колектор КС-3, звідки розподіляється по машинах.

Схема забезпечення маслом

Масло зберігається на складі паливо мастильних матеріалів.

Для змазування вузлів і деталей компресорів 10 ГКН застосовується авіаційне масло МС-20. Масло з складу ПММ насосом закачується в мірний бак чистого масла КС-3, звідки розподіляється в картера машин. Відпрацьоване масло відкачується насосом в бак використаного масла, а потім на склад ПММ для регенерації.

Схема водяного охолодження система охолодження компресорів:

- холодильник водяний "холодного" циклу ТХ – 4 шт.;
- холодильник водяний "гарячого" циклу ТГ – 2 шт.;
- розширювач води "гарячого" циклу Е-5 – 1 шт;
- розширювач води "холодного" циклу Е-6;
- насос "холодного" циклу Н-1 8НДВ-60 продуктивністю 600 м³/год. та 200Д-60 продуктивністю 600 м³/год для охолодження компресійних циліндрів і циркулюючого масла – 2шт.;
- насос "гарячого" циклу Н-2 продуктивністю 500 м³/год для подачі води для охолодження силової частини ГМК – 3шт.;
- насос Н-4 Ш-5/25 для відкачування відпрацьованого масла продуктивністю 3,6 м³/год;

Для постійного відведення тепла від вузлів і механізмів силової і компресійної частини газомотокомпресорів існують дві системи водяного охолодження: система "гарячого" циклу і система "холодного" циклу. Вода "гарячого" циклу служить для охолодження циліндрів силової частини, вихлопних колекторів і турбокомпресорів 10 ГКН.

Вода "холодного" циклу застосовується для охолодження компресійних циліндрів, охолоджувачів повітря, газомотокомпресорів 10 ГКН і охолодження циркулюючого масла. Вода "гарячого" циклу з розширювального баку Е-5 забирається насосом Н-2/1-2 і подається в холодильники ТГ-1/1-3, де вона охолоджується водою оборотного відкритого циклу, потім поступає в рубашки силових циліндрів, вихлопних колекторів і турбін ТК-30 компресорів 10 ГКН. Нагріта вода збирається в загальний колектор і поступає в розширювальний бак і цикл повторюється. Вода "холодного" циклу забирається з розширювального баку Е-6 насосом Н-1/1-3 і подається в холодильники ТХ-1/1-5, де охолоджується водою відкритого оборотного циклу, після чого поступає в рубашки компресорних циліндрів, повітряних і масляних холодильників газомотокомпресорів. Нагріта вода збирається в загальному колекторі, звідки поступає в розширювальний бак і цикл повторюється.

Для запобігання відкладання солей рідини, утворення мікроорганізмів, корозії вода піддається спеціальній хімічній обробці (інгібіруванню).

Установка осушки газу

Рік вводу в експлуатацію установки осушки газу (УОГ) - 1973р. Проектна продуктивність установки 270 млн. м³ газу на рік. Фактична продуктивність установки становить 270 млн. м³ газу на рік і залежить від того, скільки буде поставлено газу на переробку.

Установка запроектована одним технологічним потоком. Метод виробництва – виділення вологи із газу (осушення газу) абсорбцією з застосуванням діетиленгліколю.

Реконструкції і розширення виробництво не знавало.

Готовою продукцією установки являється осушений газ з точкою роси при тиску 1,2 МПа до мінус 10°С, що направляється на третю ступінь компримування і установку низькотемпературної конденсації і сепарації газу та газовий конденсат.

Сировиною для установки осушення газу являється суміш природного і нафтового газу після другої ступені компримування.

Основне обладнання установки осушки газу:

- контактор К-4;
- випарна колона К-5;
- сепаратор С-5
- резервуар діетиленгліколю Е-8;
- проміжна ємність конденсату Е-94
- ємність конденсату Е-9а;
- проміжна ємність діетиленгліколю Е-10;
- випарник В-34
- теплообмінник ДЕГу Т-3/1-2;
- холодильник ДЕГу Х-7/1-2;
- конденсатор Х-8/1-2.

Газ після II ступеню компримування поступає на установку осушення газу, в нижню частину контактора К-4. В якості контактних пристосувань використовуються 18 ситчатих прямоточних однопоточних і двупоточних тарілок. На виході газу з контактора встановлена секція з фільтропатронами, призначеними для запобігання винесення абсорбенту з потоком газу. Тиск в контакторі К-4 підтримується 0,8-1,2 МПа, регулюється в залежності від завантаження газомотокомпресорів II і III ступені компримування.

На першу зверху тарілку контактора К-4 подається свіжий (регенерований) абсорбент - діетиленгліколь (ДЕГ). Подача здійснюється насосами Н-6/1-3.

По мірі накопичення ДЕГу і газового конденсату в кубовій частині контактора К-4, діетиленгліколь дренується в ємність-вивітрювач Е-10, а газовий конденсат – в підземну ємність МН-1 I ступені охолодження і сепарації газу. Осушений газ із контактора К-4 поступає в сепаратор С-5, де в мінімальних кількостях додатково відділяється ДЕГ і газовий конденсат. Діетиленгліколь із С-5 по мірі заповнення відводиться в ємність-вивітрювач Е-10, а газовий конденсат в підземну ємність МН-1 I ступені охолодження і сепарації газу.

Газ після сепаратора С-5 направляється на прийом газомотокомпресорів III ступені компримування, які обладнані системою захисту (блокування) по високому рівню в сепараторі С-5.

Насичений ДЕГ з збірника контактора К-4 під власним тиском поступає в вмонтований в верхній частині випарної колони К-5 парціальний конденсатор, де за рахунок теплообміну підтримує температуру верха колони, а потім поступає в теплообмінники Т-3/2 і Т-3/1. В теплообмінниках Т-3/1-2 насичений ДЕГ нагрівається за рахунок теплообміну з потоком регенованого ДЕГу до температури 70-100 °С і направляється в проміжну ємність-вивітрювач Е-10. В ємності частина абсорбованих вуглеводнів за рахунок зниження тиску і підвищеної температури виділяється і в газоподібному стані скидається на факел або в акумулятори А-1/1-3 на прийом I ступені компримування. Тиск в ємності Е-10 підтримується 0,15-0,2 МПа.

Дегазований, насичений вологою діетиленгліколь із ємності Е-10 під власним тиском поступає на регенерацію у випарну колону К-5.

Випарна колона К-5 – апарат колонного типу, діаметром 1 м. Випарна колона обладнана випарником В-3, через трубний пучок якого циркулює теплоносій (гас-ТС-1) з температурою 200-250 °С. В міжтрубному просторі випарника, підтримується постійний рівень ДЕГу 60-90 %. Температура низу колони К-5 підтримується в межах 145-165 °С.

В колоні К-5 волога і залишки вуглеводнів відганяються. Для повного їх видалення застосовується вакуум. Температура верху підтримується в межах 60-95°С за рахунок подачі насиченого ДЕГу в парціальний конденсатор. Відгінні пари води і вуглеводневі гази з верху колони К-5 поступають в міжтрубний простір водяних холодильників Х-8/1-2, де охолоджуються до температури 10-35 °С і конденсуються.

Водяний конденсат і вуглеводні з холодильників Х-8/1-2 поступають в проміжну ємність Е-9. По мірі накопичення в Е-9 вуглеводневого конденсату і води, вони перетікають в ємність Е-9А, де проходить розділення вуглеводневого конденсату і води. Рівень води і вуглеводневого конденсату в ємності Е-9А підтримується до 60 %. Вода з ємності Е-9 і Е-9А дренується в каналізацію при зупиненому вакуумному насосі Н-9/1-2.

Регенований ДЕГ із випарника В-3 через теплообмінники Т-3/1-2, поступає в холодильники Х-7/1-2, в яких охолоджується водою до температури 20-35 °С і насосами Н-6/1-3 подається в контактор К-4 і цикл повторюється.

В процесі осушування газу від вологи основних та побічних реакцій, теплових ефектів немає.

Викиди шкідливих речовин в атмосферу є тільки періодичної дії при технічному огляді і ремонтах.

4.3 Установа переробки нафтових шламів та нафтових емульсій

Установа переробки нафтових шламів та нафтових емульсій введена в дію в 2012 р. Проектна потужність виробництва складає 500 м³/місяць.

Установа призначена для переробки нафтовмісних відходів (шламів, стійких нафтових емульсій), що накопичились в процесі видобування, підготовки, зберігання нафти. У процесі діяльності Гнідинцівського ГПЗ утворюються ресурсно-цінні відходи виробництва у вигляді стійких нафтових емульсій, нафтошламів, відпрацьованих паливно-мастильних матеріалів, "нафти пасткової", "нафти вільної". Як правило всі ці відходи містяться в супутніх пластових водах в тій чи іншій кількості. Основними джерелами їх утворення є технологічні процеси видобутку, збору, підготовки та зберігання нафти, робота технологічного обладнання, автотракторної техніки тощо.

Нафтошлами, донні осади, відпрацьовані нафтопродукти зі значним вмістом мехдомішок та інші вуглеводневі суміші, що не піддаються переробленню та утилізації з використанням існуючого обладнання ЦПіСН, направляються на перероблення з використанням центрифуги та додатковим обробленням шламомаси деемульгаторами, флокулянтами.

В результаті нафтошлами розділяються на дві фази.

Установа з перероблення та утилізації нафтошламів дозволяє методом центрифугування з додаванням необхідних хімічних реагентів та додаткової термічної підготовки, отримати:

- продукт вуглеводневий від переробки нафтошламів, що відповідає СОУ 11.1-00135390-088:2008 "Продукція переробки нафтошламів. Сировина для суміші вуглеводневої важких фракцій. Технічні умови";
- воду (СТП320.00135390.026-99 "Вода для заводнення нафтових покладів. Технічні вимоги"), яка використовується у системі ППТ і позитивно впливає на збільшення нафтовидобутку і в цілому на екологічну ситуацію на об'єктах нафтогазового комплексу (НГК)
- пастоподібний залишок (кек), що направляється на біодеструкцію або передається стороннім організаціям для виробництва суспензійного палива.

За існуючої технології нафтошлами, що накопичуються у ставках додаткового відстою очисних споруд № 1, при середньодобовій температурі за умов недостатньої рухливості, додатково розігрівається паровим регістром та за допомогою шламозабірною пристрою (насос ВШН) Н-1 відкачується в ємність з змішувиком Е-1

об'ємом 6,8 м³. З неї підігріта маса до температури 40-60 °С самоплином подається на вібросито ЛВС-1, де проходить грубе очищення від механічних домішок. Завдяки універсальності конструкції вібросито видаляє частинки твердої фази, розмір сітки вибирається експериментально. Механічні домішки (каміння, пісок, залишки рослинності та інші сторонні предмети, які затримуються на сітці вібросита) вивантажуються в контейнер об'ємом 1,0 м³. Очистка вібросита від забруднень здійснюється водою та паром. Суміш попередньо очищена на віброситі надходить в ємність Е-2 об'ємом 20 м³, оснащеною змієвиком для підігріву в ній рідини до температури 95 °С. Також ємність Е-2 обладнана міксером для перемішування в ній рідини. Ємності Е-1 та Е-2 обладнані переливним пристроєм для запобігання переливу рідини в ємностях. Підігрів нафтошлямомаси здійснюється паром, що подається по паропроводу. Підтримання теплового режиму в ємності можливе також введенням "гострої" пари в нафтовмісну масу.

Для кращої коагуляції, тобто укрупнення механічних частинок та відділення води в ємність Е-2 здійснюється подача деемульгатору та флокулянту з хімреагентного блоку. Дозування хімреагентів визначаються експериментально. В ємності Е-2 суміш перемішується мішалкою і далі насосом Н-2 подається через теплообмінник на центрифугу Ц-1.

Нафтошляма під дією відцентрової сили розділяється на дві фази: рідку – воду з продуктом вуглеводневим від переробки нафтошлявів – та залишковий продукт від переробки нафтошлявів. На вході і виході із центрифуги передбачено відбір проб. Для очищення центрифуги технологією передбачено подачу гострої пари в трубопровід безпосередньо перед центрифугою.

Отриманий із центрифуги продукт вуглеводневий від переробки нафтошлявів поступає в ємність Е-3 об'ємом 6,0 м³, оснащеною змієвиком для підігріву. Вода з ємності Е-3 частково дренується в ставки-відстійники, а продукт насосом Н-3 перекачується по трубопроводу подачі нафти на УПН або автотранспортом для подальшої підготовки в суміші з сировою нафтою.

При необхідності, для рогод;ня продукту вуглеводневого від переробки нафтового шляму в ємність Е-3 додається вуглеводневий розчинник. Звідти насосом Н-3 продукт перекачується в трубопровід подачі нафти на УПН для подальшої підготовки в суміші з сировою нафтою.

У випадку недостатньої якості продукту вуглеводневого від переробки нафтошлявів, за результатами проведених аналізів, продукт вуглеводневий може подаватися повторно для переробки в ємність Е-2. Зневоднений осадок від переробки нафтошлявів поступає в контейнер об'ємом 1,0 м³.

Джерелами утворення забруднюючих речовин являються ємності

Е-1 – Е-3, насоси Н-1 – Н-3, вібросито, центрифуга, бункер для збирання кеку, ставки додаткового відстоювання.

Допоміжні виробництва

Котельня обладнана чотирма водогрійними котлоагрегатами:

- ДКВР 4/13 номінальною паропродуктивністю 4 т/год,;
- Е-4,0-1,4ГН номінальною паропродуктивністю 4 т/год,;
- ДКВР 10/13 (2 шт.) номінальною паропродуктивністю 10 т/год.

В котельні використовується паливо – природний газ, що відповідає вимогам ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия". Витрата палива протягом року – 5000 тис.м³.

Заправка автомобілів, що обслуговуються виробництво, здійснюється через пункт заправки спецтехніки, який обладнаний паливороздавальними колонками для видачі бензину і дизельного палива.

Для зберігання палива встановлені:

- ємність дизпалива об'ємом 50 м³;
- ємність і бензину об'ємом 3 м³;
- ємність бензину об'ємом 10 м³.

Приміщення лабораторії Гнідинцівського ГПЗ обладнано вентиляційними трубами. В лабораторії проводиться контроль параметрів вхідної сировини і якості готової продукції.

В ремонтно-механічній дільниці проводиться поточний (дрібний) ремонт технологічного обладнання. Виділення забруднюючих речовин проходить при роботі заточного верстату, що використовується для заточування інструменту.

На території виробництва проводяться зварювальні роботи електрозварювальними апаратами з використанням електродів УОНИ-13/55 та роботи по газовій різці металу. Крім того обладнаний стаціонарний зварювальний пост, оснащений витяжною трубаою.

На території проммайданчика знаходиться дільниця приготування бетонного розчину. Розчинно-бетонний вузол працює для внутрішніх потреб підприємства .

На столярній дільниці розміщується деревообробне обладнання. Під час роботи деревообробних верстатів утворюється пил деревини, який збирається в загальний колектор і за допомогою вентилятора ЦПВ 6-45-6,3 подається на очищення до газоочисної установки УЦ-900.

Основні виробництва

Джерела викиду №№ 11 – 13 – організовані – труби димові трьохтрубного підігрівача нафти ПТ–6,3/200. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі спалювання газу. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N₂O).

Джерело викиду № 37 – організоване – труба димова від виробничої котельні цеху пароводопостачання. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі спалювання газу в двох котлах: ДКВР 4/13 ст. № 2 та Е-4,0-1,4ГН ст. № 3. Забруднюючі речовини – ртуть та її сполуки, оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Джерело викиду № 38 – організоване – труба димова від виробничої котельні цеху пароводопостачання. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі спалювання газу в двох котлах ДКВР 10/13 ст. № 4, 5. Забруднюючі речовини – ртуть та її сполуки, оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Джерела викиду №№ 64 – 67 – організовані – труби для відводу вихлопних газів від газомотокомпресорів, які встановлені в машинному залі компресорної станції. Викиди в атмосферу відбуваються при спалюванні газу в камерах згорання газомотокомпресорів II ступені ГМК 10 ГКН 3,5x14 (один робочий, три резервних) для компримування газу. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Джерела викиду №№ 68 – 70 – організовані – труби для відводу вихлопних газів від газомотокомпресорів, які встановлені в машинному залі компресорної станції. Викиди в атмосферу відбуваються при спалюванні газу в камерах згорання газомотокомпресорів III ступені ГМК 10 ГКН 13x35 (один робочий, два резервних) для компримування газу. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Джерела викиду №№ 71 – 72 – організовані – труби для відводу вихлопних газів від газомотокомпресорів, які встановлені в машинному залі компресорної станції. Викиди в атмосферу відбуваються при спалюванні газу в камерах згорання пропанових газомотокомпресорів ГМК 10 ГКН 3,5x14 (один робочий, один резервний) для компримування газу. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N_2O).

Технічний огляд газомотокомпресорів проводиться через 720 годин роботи обладнання; поточний ремонт – через 4320 годин; середній ремонт – через 8640 годин; капітальний ремонт – через 51840 годин.

Джерело викиду № 99 – організоване – труба вентиляційна від зварювального поста. Викиди в атмосферу відбуваються при виконанні робіт по зварюванні металу з використанням електродів УОНИ 13/55. Забруднюючі речовини – залізо та його сполуки, манган та його сполуки, оксид азоту, оксид вуглецю, фтор і його пароподібні та газоподібні сполуки в перерахунку на фтористий водень, фториди добре та погано розчинні неорганічні, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом.

Джерело викиду № 100 – неорганізоване. Джерело утворення – пост газової різки металу. Викиди відбуваються при виконанні робіт по газовій різці металу.

Забруднюючі речовини – залізо та його сполуки, манган та його сполуки, оксид азоту, оксид вуглецю.

Джерело викиду № 103 – неорганізоване площинне. Джерело утворення – зварювальний пост. Викиди в атмосферу відбуваються при зварювальних роботах на території проммайданчика. В атмосферу виділяються залізо та його сполуки, манган та його сполуки, оксиди азоту, вуглецю, фтор і його пароподібні та газоподібні сполуки в перерахунку на фтористий водень, фториди добре та погано розчинні неорганічні, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом.

Допоміжні виробництва

Джерело викиду № 1 – неорганізоване. Джерелом утворення являється відкрита насосна установки підготовки нафти УПН. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насосів НК 200/120 (4 шт.) в процесі перекачування нафтової сировини. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 2 – організоване – дихальний клапан ємності інгібітору корозії $V = 2,5 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 3 – неорганізоване. Джерелом утворення являється насос інгібітору корозії НД 40/25. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 4 – неорганізоване. Джерелом утворення являється блочна насосна станція для відкачування реагенту БР-10 (насоси НД 16/400 та НД 2,5/160). Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування деемульгатора. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду № 5 – організоване – дихальний клапан ємності інгібітору корозії $V = 25 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 6 – неорганізоване. Джерелом утворення являються насоси інгібітору корозії НД 40/25 – 2 шт. (один робочий, один резервний). Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерела викиду № 7, 8 – організовані – труби вентиляційні з виробничого приміщення нафтової насосної УПН. Джерела утворення – насоси подачі обезсоленої нафти на УСН-1 НК 210/210 (2 шт.), насоси подачі обезсоленої нафти на УСН-2 НК 200/210 (2 шт.). Пари вуглеводнів виділяються через ущільнення насосів і видаляються з приміщення за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційні труби. Забруднюючі речовини – вуглеводні, (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викиду № 17 – 20, 231, 232 – організовані – труби вентиляційні з виробничого приміщення нафтової насосної. Джерела утворення – насоси подачі підготовленої нафти. Пари вуглеводнів виділяються через ущільнення насосів і видаляються з приміщення за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційні труби. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело 233 – організоване – труби вентиляційні з виробничого приміщення цеху підготовки і стабілізації нафти. Джерела утворення - 3 насоси для зрідженого газу. Забруднюючі речовини - вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 21 – неорганізоване. Джерело утворення – насосна ШФЛВ. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насоса в процесі перекачування ШФЛВ. Забруднюючі речовини – вуглеводні, (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 22 – організоване – дихальний клапан. ємності інгібітора корозії $V=2,5 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 23 – неорганізоване. Джерело утворення – насос НК 40/35. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 25 – організоване – дихальний клапан ємності інгібітору корозії $V = 6 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітору корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 26 – неорганізоване. Джерело утворення – насос НД 40/35. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерела викиду №№ 29 – 31 – організовані – труби вентиляційні та № 32 – 34 – організовані – дефлектори з виробничого приміщення нафтової насосної УСН-2. Джерелами утворення даного джерела викиду є насоси подачі підготовленої нафти. Пари вуглеводнів виділяються через ущільнення насосів і видаляються з приміщення

за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційні труби та через дефлектори. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 35 – неорганізоване. Джерело утворення – насоси БНГК–9х1 (2 шт.). Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 39 – нафтоуловлювач установки очисних споруд ОС-2 – ліквідовано.

Джерела викиду №№ 43 – 45 – організовані – дихальні клапани резервуарів-відстійників РВС-5000 ОС-3. Викиди в атмосферу відбуваються при відстої нафти та пластової води. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 46 – організоване – дихальний клапан резервуару нафти РВС-700 ОС-3. Викиди в атмосферу відбуваються при наливі, зберіганні та зливі нафти. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 47 – неорганізоване. Джерело утворення – насос НК 65/35. Викиди в атмосферу відбуваються в процесі перекачування нафти. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викиду №№ 73 – 81 – організовані – труби вентиляційні машинного залу дільниці КС. Пари вуглеводнів виділяються через арматуру та нещільності фланцевих з'єднань і видаляються з приміщення за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційні труби. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерела викиду №№ 86, 87 – організовані – труби вентиляційні від виробничого приміщення технологічної насосної "холодного" циклу. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насосів: НК-200/120-210 (один робочий, один резервний) при перекачуванні скрапленого вуглеводневого газу; НПС-65/35-500 (один робочий, один резервний) при перекачуванні кубового залишку; НК-200/120-210 (один робочий, один резервний) при перекачуванні пропану; ПТ-6,3/6,3 (один робочий, два резервних) при перекачуванні діетиленгліколю.

Пари вуглеводнів виділяються через ущільнення насосів і видаляються з приміщення за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційні труби. Забруднюючі речовини – діетиленгліколь та вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 88 – організоване – труба вентиляційна від виробничого приміщення насосної "гарячого" циклу. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насосу при перекачуванні гасу. Забруднюючі речовини – гас.

Джерело викиду № 89 – організоване – дихальний клапан ємності інгібітора корозії

V = 5 м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітора

корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 90 – неорганізоване. Джерело утворення – насос-дозатор. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насосу в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 91 – організоване – труба вентиляційна приміщення насосної метанольного господарства. Пари метанолу виділяються через ущільнення насосу і видаляються з приміщення за допомогою механічної вентсистеми через вентиляційну трубу. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду № 92 – організоване – труба метанольного господарства. Викиди в атмосферу відбуваються при скиді з запобіжного клапану ємності метанолу. Забруднюючі речовини – спирт метиловий.

Джерело викиду № 93 – організоване – дефлектор насосної ПММ. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні гасу та масла мінерального нафтового. Пари вуглеводнів виділяються через ущільнення насосів і видаляються з приміщення через дефлектор. Забруднюючі речовини – масло мінеральне нафтове, гас.

Джерело викиду № 96 – неорганізоване площинне. Джерелом утворення даного джерела викиду являються втрати від запірно-регулювальної арматури, запобіжних клапанів, фланців на проммайданчику ЦПГ та ЦПіСН. Координата джерела викиду прив'язана до центру проммайданчика. Забруднюючі речовини – вуглеводні (бутан, гексан, пентан, метан, пропан, етан).

Джерело викиду № 188 – неорганізоване – люк ємності накопичувальної Е-1 $V = 6,8 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при прийманні вуглеводневміщуючих сумішей. Максимальна температура в ємності $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $\text{C}_{12} - \text{C}_{19}$.

Джерело викиду № 189 – неорганізоване – люк ємності технологічної Е-2 $V = 20 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при прийманні вуглеводневміщуючих сумішей. Максимальна температура в ємності $95 \text{ }^\circ\text{C}$. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $\text{C}_{12} - \text{C}_{19}$.

Джерело викиду № 190 – організоване – дихальний клапан ємності для збору продукту Е-3 $V = 6 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при прийманні вуглеводневміщуючих сумішей. Максимальна температура в ємності $95 \text{ }^\circ\text{C}$. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $\text{C}_{12} - \text{C}_{19}$.

Джерело викиду № 191 – неорганізоване площинне – вібраційне сито ЛВС-1. Викиди в атмосферу відбуваються при очищенні від механічних домішок вуглеводневміщуючої суміші. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $\text{C}_{12} - \text{C}_{19}$.

Джерело викиду № 192 – неорганізоване площинне – бункер для вивантаження кеку $V = 1,0 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при вивантаженні кеку. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 193 – неорганізоване площинне – центрифуга ОГШ-459У. Викиди в атмосферу відбуваються при сепарації вуглеводневміщуючої суміші. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 194 – неорганізоване площинне – насос Н-1 типу ВШН-150 продуктивністю $150 \text{ м}^3/\text{год}$. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні нафтошламу. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 195 – неорганізоване площинне – насос Н-2 типу Ш 40-4-19,5/4 продуктивністю $19,5 \text{ м}^3/\text{год}$. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні підготовленого нафтошламу. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 196 – неорганізоване площинне – насос Н-3 типу НМШ12-25-10-10-1 продуктивністю $10 \text{ м}^3/\text{год}$. Викиди в атмосферу відбуваються при перекачуванні продукту вуглеводневого від переробки нафтошламу. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 222 – організоване – дихальний патрубок ємності інгібітора корозії $V = 2 \text{ м}^3$. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерело викиду № 223 – неорганізоване. Джерело утворення – насос-дозатор НД. Викиди в атмосферу відбуваються через ущільнення насосу в процесі перекачування 15 % розчину інгібітора корозії у кубовому залишку. Забруднюючі речовини – інгібітор корозії, вуглеводні (бутан, гексан, пентан).

Джерела викидів №№ 224 – 225 – організовані – дихальні патрубкі від регулюючих ємностей Р-1/1 та Р-1/2 $V = 100 \text{ м}^3$ кожна. Викиди в атмосферу відбуваються при випаровуванні вуглеводневої рідини через дихальні патрубкі ємностей. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерела викидів №№ 226 – 227 – організовані – дихальні патрубкі від регулюючих ємностей Р-2/1, Р-2/2 $V = 50 \text{ м}^3$ кожна. Викиди в атмосферу відбуваються при випаровуванні вуглеводневої рідини через дихальні патрубкі ємностей. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерела викидів №№ 228 – 229 – організовані – дихальні клапани сепараторів піску С-1/1 та С-1/2 $V = 30 \text{ м}^3$ кожна. Викиди в атмосферу відбуваються при випаровуванні вуглеводневої рідини через дихальні клапани. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 230 – неорганізоване площинне – шламонакопичувач. Викиди в атмосферу відбуваються при випаровуванні продукту вуглеводневого. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені $C_{12} - C_{19}$.

Джерело викиду № 24 – неорганізоване. Джерело утворення – паливороздавальні колонки пункту заправки спецтехніки. Викиди в атмосферу відбуваються при заправці автотранспорту бензином та дизпаливом. Забруднюючі речовини – бензин (нафтовий, малосірчистий, у перерахунку на вуглець), вуглеводні насичені C₁₂-C₁₉.

Джерело викиду № 94 – організоване – труба вентиляційна з виробничого приміщення лабораторії Гнідинцівського ГПЗ. Викиди в атмосферу відбуваються при проведенні лабораторних аналізів. Забруднюючі речовини – кислота соляна та кислота сірчана.

Джерело викиду № 205 – організоване – дихальний клапан ємності дизпалива V = 50 м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні дизпалива. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені C₁₂ – C₁₉.

Джерело викиду № 206 – організоване – дихальний клапан ємності бензину V = 3 м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні бензину. Забруднюючі речовини – бензин (нафтовий, малосірчистий, у перерахунку на вуглець).

Джерело викиду № 207 – організоване – дихальний клапан ємності бензину V = 10 м³. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні бензину. Забруднюючі речовини – бензин (нафтовий, малосірчистий, у перерахунку на вуглець).

Джерела викидів №№ 215 – 218 – організовані – дихальні клапани ємностей масла складу ПММ. Викиди в атмосферу відбуваються при зберіганні масла в ємностях V = 50 м³ кожна. Забруднюючі речовини – масло мінеральне нафтове.

Джерела викидів №№ 219 – 220 – організовані – труби вентиляційні з виробничого приміщення лабораторії Гнідинцівського ГПЗ. Викиди в атмосферу відбуваються при проведенні лабораторних аналізів. Забруднюючі речовини – вуглеводні насичені C₁₂-C₁₉.

Джерело викиду № 101 – неорганізоване. Джерело утворення – дільниця приготування бетонного розчину. Викиди в атмосферу відбуваються при виконанні робіт по приготуванню бетонного розчину. Забруднюючі речовини – речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом.

Джерело викиду № 102 – організоване – циклон (ГОУ-1) для очистки повітря від забруднюючих речовин, що утворюються під час роботи деревообробного обладнання, розміщеного в столярній дільниці РМД. Під час роботи деревообробних верстатів утворюється пил деревини, який збирається в загальний колектор і за допомогою вентилятора ЦПВ 6-45-6,3 подається на очищення до газоочисної установки УЦ-900. Забруднюючі речовини – речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом.

Джерело викиду № 97 – неорганізоване – заточний верстат. Викиди в атмосферу відбуваються при виконанні мехробіт. Забруднюючі речовини – речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом.

Джерела викидів № 50, 200 – неорганізовані – факельні стояки ЦПіСН. Викиди в атмосферу відбуваються при спалюванні газу на факелі. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N₂O).

Джерела викидів №№ 95, 221 – неорганізовані – факельні стояки ЦПГ. Викиди в атмосферу відбуваються при спалюванні газу на факелі. Забруднюючі речовини – оксиди азоту, оксид вуглецю, речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом, метан, вуглецю діоксид, азоту (1) оксид (N₂O).

2.16.2 Відомості про наявність Висновку з оцінки впливу на довкілля, в якому зазначено допустимість впровадження планованої діяльності, яка згідно з вимогами Закону України «Про оцінку впливу на довкілля» підлягає оцінці впливу на довкілля

Для виробничого майданчика Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» наявний висновок ОВД № 21/01-202310511143/1, в якому зазначено допустимість провадження планованої діяльності Гнідинцівського газопереробного заводу. Копія Висновку наведена в Додатках.

Визначення необхідності здійснення оцінки впливу на довкілля для об'єктів та видів діяльності, здійснюється суб'єктом господарювання з урахуванням вимог постанови Кабінету Міністрів України від 13.12.2017 №1010.

2.16.3 Відомості щодо виду та обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами

У відомостях щодо виду та обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами наводяться дані, які отримані в результаті проведення інвентаризації викидів забруднюючих речовин на об'єкті / промисловому майданчику, шляхом систематизації інформації стосовно розміщення джерел утворення та викидів, видів і кількості забруднюючих речовин, що надходять з таких джерел в атмосферне повітря, пилогазоочисного обладнання, а також даних, які є складовою документів, в яких обґрунтовуються обсяги викидів, і наведені у пункті 18 цього розділу.

Відповідно до Переліку найбільш поширених і небезпечних забруднюючих речовин, викиди яких в атмосферне повітря підлягають регулюванню, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 29 листопада 2001 року № 1598, та Переліку забруднюючих речовин та порогових значень потенційних викидів, за якими здійснюється державний облік, що є додатком 1 до Інструкції про порядок та критерії взяття на державний облік об'єктів, які справляють або можуть справити шкідливий вплив на здоров'я людей і стан атмосферного повітря, видів та обсягів забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря, затвердженої

наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 10 травня 2002 року № 177, зареєстрованої у Міністерстві юстиції України 22 травня 2002 року за № 445/6733, надаються:

перелік найбільш поширених забруднюючих речовин та їх обсяги, викиди яких підлягають регулюванню та за якими здійснюється державний облік;

перелік небезпечних забруднюючих речовин та їх обсяги, викиди яких підлягають регулюванню та за якими здійснюється державний облік;

перелік інших забруднюючих речовин та їх обсяги, які викидаються в атмосферне повітря стаціонарними джерелами об'єкта / промислового майданчика;

перелік забруднюючих речовин та їх обсяги, для яких не встановлені гігієнічні регламенти допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць.

Інформація надається у таблиці 6.1.

Характеристика джерел утворення та джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря та їх параметрів, характеристика викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, що відводяться від окремих типів обладнання і споруд та надходять до джерела викиду в атмосферне повітря, характеристика установок очистки газів, їх технічний стан та ефективність роботи, параметри газопилового потоку, характеристика джерел залпових та неорганізованих викидів складається за формами, наведеними у таблицях 6.2-6.6.

Характеристика параметрів викидів приймається за річний період у реальних умовах експлуатації об'єкта / промислового майданчика.

Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами від об'єкта / промислового майданчика та дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок) надаються у таблицях 6.7, 6.8.

Таблиця 6.1. Відомості щодо виду та обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами

Порядковий номер	Забруднююча речовина		Фактичний обсяг викидів (т/рік)	Потенційний обсяг викидів (т/рік)	Порогові значення потенційних викидів для взяття на державний облік (т/рік)
	Код	Найменування			
1	2	3	4	5	6
Усього для об'єкта/промислового майданчика					
1	04002/-	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	0,284	0,328752	0,1
2	07000/-	Вуглецю діоксид	22629,595	36153,427629	500,0
3	01003/ 1309-37-1	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,041	0,02180	0,1
4	01104/ 1313-13-9	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,002	0,00132	0,005
5	01007/7439- 97-6	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	-	0,00001641	0,0003

6	04001/301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	87,712	108,965924	1,0
7	06000/337	Оксид вуглецю	41,676	468,393644	1,5
8	05004/7664-93-9	Сульфатна кислота (H ₂ SO ₄) [сірчана кислота]	-	0,00019	0,5
9	03000/-	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом, в т.ч.:	0,489	49,978105	3
10	03000/-	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом		49,977085	
11	03000/7631-86-9	Кремнію діоксид аморфний		0,00102	
12	11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	635,555	36,23592911	1,5
13	11000/106-97-8	Бутан		3,320887	
14	11000/110-54-3	Гексан		0,09454	
15	11000/74-84-0	Етан		13,64669	
16	11000/109-66-0	Пентан		0,871398	
17	11000/74-98-6	Пропан		6,91488	
18	11000/8032-32-4	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)		0,04039	
19	11000/8008-20-6	Гас		0,068	
20	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)		0,007614	
21	11000/-	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)		0,021900107	
22	11000/-	Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець		11,24963	
23	11036/ 67-56-1	Спирт метиловий	0,001	0,018950	0,004
24	12000/410	Метан	180,030	290,057043	10,0
25	15003/7647-01-0	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	-	0,00096	0,1

26	16000/-	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,008	0,000102	0,05
27	16001/ 7664-39-3	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	-	0,00129	0,05
Усього для підприємства:			23575,393	31107,4316255	
Перелік найбільш поширених забруднюючих речовин					
1	2	3	4	5	6
1	04001/301	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	87,712	108,965924	1,0
2	06000/337	Оксид вуглецю	41,676	468,393644	1,5
3	05004/7664- 93-9	Сульфатна кислота (H ₂ SO ₄) [сірчана кислота]	-	0,00019	0,5
4	03000/2902	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,489	49,978105	3
Усього:			129,877	627,337863	
1	2	3	4	5	6
1	01007/7439- 97-6	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	-	0,00001641	0,0003
2	01003/ 1309- 37-1	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,041	0,02180	0,1
3	01104/ 1313- 13-9	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,002	0,00132	0,005
4	11036/ 67-56- 1	Спирт метиловий	0,001	0,018950	0,004
5	12000/410	Метан	180,030	290,057043	10,0
6	15003/ 7647- 01-0	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	-	0,00096	0,1
7	16000/-	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,008	0,000102	0,05
8	16001/ 7664- 39-3	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	-	0,00129	0,05
Усього:			180,082	290,1014814	
Перелік інших забруднюючих речовин, присутніх у викидах об'єкта					
1	2	3	4	5	6
1	11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	635,555	36,23592911	1,5

2	11000/106-97-8	Бутан		3,320887	
3	11000/110-54-3	Гексан		0,09454	
4	11000/74-84-0	Етан		13,64669	
5	11000/109-66-0	Пентан		0,871398	
6	11000/74-98-6	Пропан		6,91488	
7	11000/8032-32-4	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)		0,04039	
8	11000/8008-20-6	Гас		0,068	
9	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)		0,007614	
10	11000/-	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)		0,021900107	
11	11000/-	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець		11,24963	
Усього:			635,555	36,23592911	
Перелік забруднюючих речовини, для яких не встановлені ГДК (ОБРД) в атмосферному повітрі населених міст					
1	2	3	4	5	6
1	04002/-	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	0,284	0,328752	0,1
2	07000/-	Вуглецю діоксид	22629,595	36153,427629	500,0
Усього:			22629,879	36153,75638	

Примітка: потенційний обсяг викидів (к. 5) заповнено згідно даних інвентаризації, фактичний обсяг викидів (к. 4) заповнено згідно довідки 2-ТП повітря за 2023 рік. Підприємство взято на державний облік об'єктів, які справляють або можуть справити шкідливий вплив на здоров'я людей і стан атмосферного повітря, видів та обсягів забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря від 30.08.2023 р. під номером 02573, копія витягу наведена в Додатках

Табл. 6.2: Характеристика джерел утворення т																														
ТЕСТ 1																														
Код та найменування виробництва	Найменування цеху, виробничої ділянки	Номер джерела викиду	Назва джерела викиду	Параметри джерел викиду		Джерело утворення			Координати джерела на карті-схемі, м				довжина площинного джерела відносно ОХ заводу	Місце відбору проб	Параметри газолизового потоку в місці відбору проб					Стандартний вміст катіонів	Забруднююча речовина					Методика вимірювань параметрів викидів забруднюючої речовини				
				Висота, м	розмір вихідного отвору (діаметр або А х В), м	номер	назва	кількість	Точкового або лінійного; центра симетрії		X1	Y1			X2	Y2	об'ємна витрата, м ³ /с	швидкість, м/с	температура, оС		вміст вологи, %	вміст кисню, %	CAS № або CAS/ код	Найменування	55,2		масова витрата забруднюючої речовини			
									X	Y															максимальна		середня	г/с	кг/год	т/рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	2,31	21	22	23	24	25	26	27	28	29		
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	1	Неорганізоване	2,0	-	1	УПН. Відкрита насосна (НК-200/120)	4	416	462	2	2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00082	0,0030	0,02589	розрахунок		
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00201	0,0072	0,06346	розрахунок		
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00473	0,0170	0,14917	розрахунок		
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00275	0,0099	0,08669	розрахунок		
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00074	0,0027	0,02320	розрахунок		
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00006	0,0002	0,00200	розрахунок		
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	2	дих клапан	3,0	0,050	2	Ємність інгібітора корозії V=2,5 м3	1	428	550	-	-	-	-	0,003	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,000057	0,0002	0,000090	розрахунок		
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,000004	0,00001	0,000006	розрахунок		
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,000247	0,0009	0,000390	розрахунок		
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,000128	0,0005	0,000202	розрахунок		
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	3	Неорганізоване	2,0	-	3	Насос інгібітора корозії	1	428	548	2	2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок		
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00007	0,0003	0,00009	розрахунок		
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00472	0,0170	0,00612	розрахунок		
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00245	0,0088	0,00318	розрахунок		
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	4	Неорганізоване	2,0	-	3	БР насосна	2	414	488	2	2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	67-56-1/ 11000	Спирт метиловий	-	-	0,000080	0,0003	0,002450	розрахунок		
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	5	дих клапан	3,0	0,050	5	Ємність інгібітора корозії V=25 м3	1	363	510	-	-	-	-	0,003	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,000057	0,0002	0,000090	розрахунок		
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,000004	0,0000	0,000006	розрахунок		
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,000247	0,0009	0,000390	розрахунок		
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,000128	0,0005	0,000202	розрахунок		

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	6	Неорганізоване	2,0	-	6	Насосна інгібітора корозії	2	364	504	2	2	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00007	0,0003	0,00009	розрахунок
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00472	0,0170	0,00612	розрахунок
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00245	0,0088	0,00318	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	7	Труба	8,0	0,500	7	УПН. Нафтова насосна	4	328	452	-	-	-	-	-	0,621	3,5	24	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																						74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																						74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	8	Труба	8,0	0,500	8	УПН. Нафтова насосна	4	364	456	-	-	-	-	-	0,639	3,6	24	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																						74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																						74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	9	Труба	25,0	1,140	9	УСН-1 Піч ПБ-6	1	259	466	-	-	-	-	-	1,91	12,1	438	10,2	12,8	3	10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	175,2	170,6	0,372506	1,3410	0,242768	ОКСІ 5М-5НД
																						630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	85,6	83,33	0,182052	0,6554	0,312131	ОКСІ 5М-5НД
																						124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	196,839199	розрахунок
																						10024-97-2 /04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,000347	розрахунок
																						74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,017341	розрахунок
																						1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	10	Труба	25,0	1,140	10	УСН-1 Піч ПБ-9
630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	188,8	184,73	0,458401	1,6502	1,24852	ОКСІ 5М-5НД																						
124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	787,35680	розрахунок																						
10024-97-2 /04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00139	розрахунок																						
74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,06936	розрахунок																						

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	11	Труба	11,5	0,700	11	УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200	1	254	444	-	-	-	-	0,598	5,7	341	10,2	8,5	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	264,5	261,04	0,176168	0,6342	0,060692	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	326,6	323,05	0,217501	0,7830	0,078033	ОКСІ 5М-5НД
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	49,209800	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,000087	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,004335	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	12	Труба	11,5	0,700	12	УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200	1	257	444	-	-	-	-	0,593	5,8	337	10,2	8,9	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	261,1	257,15	0,172341	0,6204	0,060692	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	365,7	361,52	0,241376	0,8690	0,078033	ОКСІ 5М-5НД
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	49,209800	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,000087	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,004335	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	13	Труба	11,5	0,700	13	УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200	1	259	445	-	-	-	-	0,586	5,5	327	10,2	8,6	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	270,7	266,81	0,176616	0,6358	0,060692	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	339,7	337,12	0,221598	0,7978	0,078033	ОКСІ 5М-5НД
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	49,209800	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,000087	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,004335	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	17	Дефлектор	9,0	0,500	17	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	202	516	-	-	-	-	0,285	1,6	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	18	Дефлектор	9,0	0,500	18	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	202	504	-	-	-	-	0,266	1,5	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	19	Дефлектор	9,0	0,500	19	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	204	482	-	-	-	-	0,265	1,5	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	20	Дефлектор	9,0	0,500	20	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	200	476	-	-	-	-	0,248	1,4	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	21	Неорганізоване	9,0	-	21	УСН-1. Насосна ШФЛВ	2	260	512	2	2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00164	0,0059	0,05179	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00402	0,0145	0,12691	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00946	0,0341	0,29833	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00550	0,0198	0,17338	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00147	0,0053	0,04639	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00013	0,0005	0,00399	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	22	дих клапан	5,0	0,050	22	Ємність інгібітора корозії V=2,5 м3	1	246	516	-	-	-	-	0,003	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (галоле масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,000057	0,0002	0,000090	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,000004	0,0000	0,000006	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,000247	0,0009	0,000390	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,000128	0,0005	0,000202	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	23	Неорганізоване	2,0	-	23	Насосна інгібітора корозії	1	250	519	2	2	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефттехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок		
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00007	0,0003	0,00009	розрахунок		
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00472	0,0170	0,00612	розрахунок		
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00245	0,0088	0,00318	розрахунок		
1.В.2.а.V Розподіл нафтопродуктів / 050503 Автозаправні станції (включючи заправку автомобілів паливом)	ПРК	24	Неорганізоване	2,0	-	24	паливороздавальні колонки пункту заправки спецтехніки	2	148	423	2	2	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	8032-32-4/ 11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)	-	-	0,00353	0,0127	0,00085	розрахунок		
																						-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,00251	0,0090	0,0006	розрахунок		
1.В.2.а.IV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	25	дих клапан	4,5	0,050	22	Ємність інгібітора корозії V=6 м3	1	272	380	-	-	-	-	-	0,003	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефттехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,000164	0,0006	0,000258	розрахунок		
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,000011	0,0000	0,000017	розрахунок		
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,000712	0,0026	0,001122	розрахунок		
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,000370	0,0013	0,000583	розрахунок		
1.В.2.а.IV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	26	Неорганізоване	2,0	-	26	Насос інгібітора корозії	1	272	372	2	2	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефттехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок		
																						106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00007	0,0003	0,00009	розрахунок		
																						109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00472	0,0170	0,00612	розрахунок		
																						110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00245	0,0088	0,00318	розрахунок		
1.В.2.а.IV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	27	Труба	25,0	1,140	27	УСН-2 Пич ПБГ-9	1	271	308	-	-	-	-	-	5,683	16,7	438	10,2	3,2	3	10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	102,5	99,7	0,648960	2,3363	16,993778	ОКСІ 5М-5НД		
																						630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	75,7	72,44	0,479360	1,7257	21,849143	ОКСІ 5М-5НД		
																						124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	13778,74392	розрахунок		
																						10024-97-2 /04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,024277	розрахунок		
																						74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	1,213841	розрахунок		
1.В.2.а.IV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	28	Труба	25,0	1,140	28	УСН-2 Пич ПБГ-9	1	260	312	-	-	-	-	-	6,202	24,8	396	10,2	8,7	3	10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	125,6	121,14	0,867181	3,1219	0,242768	ОКСІ 5М-5НД		
																						630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	55,2	53,27	0,381034	1,3717	0,312131	ОКСІ 5М-5НД		
																						124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	196,83920	розрахунок		
																						10024-97-2 /04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,000347	розрахунок		
																						74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,017341	розрахунок		

1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	29	Труба	9,0	0,3 x 0,3	29	УСН-2 Насосна нафтова	5	211	368	-	-	-	-	0,57	7	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	30	Труба	9,0	0,3 x 0,3	30	УСН-2 Насосна нафтова	5	216	368	-	-	-	-	0,562	6,9	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	31	Труба	9,0	0,3 x 0,3	31	УСН-2 Насосна нафтова	5	213	341	-	-	-	-	0,284	1,6	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	32	Труба	9,0	0,3 x 0,3	30	УСН-2 Насосна нафтова	5	218	340	-	-	-	-	0,248	1,4	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	33	Труба	9,0	0,3 x 0,3	33	УСН-2 Насосна нафтова	5	213	335	-	-	-	-	0,266	1,5	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	34	Труба	9,0	0,3 x 0,3	34	УСН-2 Насосна нафтова	5	218	333	-	-	-	-	0,266	1,5	22	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00021	0,0008	0,00647	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00050	0,0018	0,01586	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00118	0,0042	0,03729	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00069	0,0025	0,02167	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00018	0,0006	0,00580	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00050	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	35	Неорганізоване	2,0	-	35	УСН-2 Насосна ШФЛВ	5	256	376	-	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00164	0,0059	0,05179	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00402	0,0145	0,12691	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00946	0,0341	0,29833	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00550	0,0198	0,17338	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00147	0,0053	0,04639	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00013	0,0005	0,00399	розрахунок
1.А.4.а. – мале спалювання, комерційний сектор / 020202 установки для спалювання <50 МВт	Цех пароводопостачання	37 *	Труба	30,0	0,800	37	Котел ДКВР 4/13 ст. № 2, Котел Е-4,0-1,4ГН ст. № 3	2	432	381	-	-	-	-	1,025	5,1	262	10,2	5	3	7439-97-6/01007	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	-	-	-	-	0,00000814	розрахунок
																					10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	223,5	219,71	0,255131	0,9185	7,32701	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	34,1	32,49	0,038905	0,1401	1,38399	ОКСІ 5М-5НД
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	5021,61509	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00814	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,08141	розрахунок
1.А.4.а. – мале спалювання, комерційний сектор / 020202 установки для спалювання <50 МВт	Цех пароводопостачання	38 *	Труба	32,0	1,240	38	Котел ДКВР 10/13 ст. № 4, 5	2	443	340	-	-	-	-	2,058	4,9	288	10,2	6,4	3	7439-97-6/01007	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	-	-	-	-	0,00000827	розрахунок
																					10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	259	254,07	0,593743	2,1375	7,43955	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	21,8	20,98	0,050020	0,1801	1,40525	ОКСІ 5М-5НД
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	5098,74420	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00827	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,08266	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	43	Дих клапан	15,0	0,350	43	ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000	1	517	412	-	-	-	-	0,1443	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00282	0,0102	0,05327	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00690	0,0248	0,13055	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,01622	0,0584	0,30687	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00943	0,0339	0,17834	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00252	0,0091	0,04772	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00022	0,0008	0,00411	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	44	Дих клапан	15,0	0,350	44	ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000	1	551	429	-	-	-	-	0,1443	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00282	0,0102	0,05327	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00690	0,0248	0,13055	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,01622	0,0584	0,30687	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00943	0,0339	0,17834	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00252	0,0091	0,04772	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00022	0,0008	0,00411	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	45	Дих клапан	12,0	0,350	45	ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000	1	587	438	-	-	-	-	0,1443	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00282	0,0102	0,05327	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00690	0,0248	0,13055	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,01622	0,0584	0,30687	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00943	0,0339	0,17834	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00252	0,0091	0,04772	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00022	0,0008	0,00411	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	46	Дих клапан	9,0	0,025	46	ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-700	1	526	380	-	-	-	-	0,1443	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00039	0,0014	0,00746	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00097	0,0035	0,01828	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00227	0,0082	0,04296	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00132	0,0048	0,02497	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00035	0,0013	0,00668	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00003	0,0001	0,00058	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	47	Неорганізоване	2,0	-	47	ОС № 3 Насос	1	549	387	-	2	2	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00062	0,0022	0,00089	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00151	0,0054	0,00217	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00355	0,0128	0,00511	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00206	0,0074	0,00297	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00055	0,0020	0,00079	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00005	0,0002	0,00007	розрахунок
1.В.2.с Вентилювання та факельне спалювання /090203 - факельне спалювання на нафтогазопереробних заводах	Цех підготовки і стабілізації нафти	50	Неорганізоване	20,0	-	50	факельний стояк ЦПІСН	1	836	222	0,2	0,2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	-	-	10,905000	39,2580	4,710960	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	метан	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок
																					10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,087240	0,3141	0,037688	розрахунок
																					-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	50,152	розрахунок
																					10024-97-2 /04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00009	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	64	Труба	15,0	0,350	64	Цех переробки газу. Газомотокомпресор ІІ ст. ГМК-1 10 ГКНА	4	590	36	-	-	-	-	0,518	39,5	377	10,2	14,4	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	3505,6	3448,42	2,023220	7,2836	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	1326,8	1314,27	0,765751	2,7567	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (І) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	65	Труба	15,0	0,350	65	Цех переробки газу. Газомотокомпресор ІІ ст. ГМК-2 10 ГКНА	4	582	37	-	-	-	-	0,453	38,8	380	10,2	15,1	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	3932,5	3891,05	1,982482	7,1369	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	1510,2	1498,58	0,761310	2,7407	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (І) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	66	Труба	15,0	0,350	66	Цех переробки газу. Газомотокомпресор ІІ ст. ГМК-3 10 ГКНА	4	566	39	-	-	-	-	0,727	42	332	10,2	12,9	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	4343,1	4299,73	3,517920	12,6645	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	836,7	831,2	0,677700	2,4397	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (І) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	67	Труба	15,0	0,350	67	Цех переробки газу. Газомотокомпресор ІІ ст. ГМК-4 10 ГКНА	4	558	39	-	-	-	-	0,85	48	305	10,2	13,1	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	2538,2	2509,52	2,402898	8,6504	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	985,4	960,65	0,932903	3,3585	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (І) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	68	Труба	15,0	0,350	68	Цех переробки газу. Газомотокомпресор ІІ ст. ГМК-5 10 ГКНА	4	552	38	-	-	-	-	0,559	35,2	311	10,2	13,9	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	1914,1	1856,28	1,177800	4,2401	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	461,4	450,76	0,283920	1,0221	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/ 12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (І) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок

1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	69	Труба	15,0	0,350	69	Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-6 10 ГКНА	4	535	37	-	-	-	-	0,534	36,7	385	10,2	13,6	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	3106,2	3076,54	1,846542	6,6476	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	1102,4	1088,37	0,655327	2,3592	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	70	Труба	15,0	0,350	70	Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-7 10 ГКНА	4	528	37	-	-	-	-	0,568	30	355	10,2	11,8	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	4738,7	4711,7	2,996014	10,7857	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	997,8	991,13	0,630870	2,2711	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	71	Труба	15,0	0,350	71	Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-8 10 ГКНА	4	519	36	-	-	-	-	0,524	40,2	302	10,2	15,2	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	2716,8	2691,56	1,584474	5,7041	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	1617,2	1585,18	0,943191	3,3955	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	72	Труба	15,0	0,350	72	Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-9 10 ГКНА	4	512	37	-	-	-	-	0,34	35,5	402	10,2	16	3	10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	4154,4	4089,6	1,571748	5,6583	8,02783	ОКСІ 5М-5НД
																					630-08-0/06000	Оксид вуглецю	1953	1931,4	0,738885	2,6600	3,07219	ОКСІ 5М-5НД
																					74-82-8/12000	Метан	-	-	-	-	0,30876	розрахунок
																					10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,03088	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	724,27398	розрахунок
1.В.2.а.і.в – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	73	Труба	15,0	0,600	73	Машзал КС	3	511	47	-	-	-	-	2,053	8	23	-	-	-	74-82-8/12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0/11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6/11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8/11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0/11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3/11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок

1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	74	Труба	15,0	0,600	74	Машзал КС	3	517	46	-	-	-	-	1,975	7,7	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	75	Труба	15,0	0,600	75	Машзал КС	3	520	47	-	-	-	-	1,924	7,5	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	76	Труба	15,0	0,600	76	Машзал КС	3	536	47	-	-	-	-	1,95	7,6	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	77	Труба	15,0	0,600	77	Машзал КС	3	541	48	-	-	-	-	2,028	7,9	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	78	Труба	15,0	0,600	78	Машзал КС	3	552	48	-	-	-	-	2,047	8	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.і.v – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	79	Труба	15,0	0,600	79	Машзал КС	3	560	49	-	-	-	-	1,995	7,8	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	80	Труба	15,0	0,600	80	Машзал КС	3	564	49	-	-	-	-	2,072	8,1	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	81	Труба	15,0	0,600	81	Машзал КС	3	576	50	-	-	-	-	2,021	7,9	23	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00014	0,0005	4,50008	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00001	3,6E-05	0,22721	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,000002	7,2E-06	0,04736	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,0000004	1,4E-06	0,01334	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,0000001	3,6E-07	0,00373	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00000001	3,6E-08	0,00044	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	91	Труба	2,5	0,15 x 0,15	91	Метанольне г-во Насосна	3	492	194	-	-	-	-	0,108	5,6	24	-	-	-	67-56-1/ 11036	Спирт метиловий	3,8	3,746	0,000410	0,0015	0,01276	[1],с.196
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	92	Труба	3,5	0,100	92	Метанольне г-во	1	190	256	-	-	-	-	0,109	15,4	24	-	-	-	67-56-1/ 11036	Спирт метиловий	3,97	3,944	0,000433	0,0016	0,00374	[1],с.196
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	93	Труба	5,0	0,500	93	Насосна ПММ	1	452	166	-	-	-	-	0,92	5,2	24	-	-	-	8008-20-6/11000	Газ	-	-	0,02222	0,0800	0,06800	розрахунок
																					- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	-	-	0,00278	0,0100	0,0219	розрахунок
Б.А Інше	Лабораторія	94	Дефлектор	13,0	0,28 x 0,28	94	Лабораторія	1	436	80	-	-	-	-	1,034	14,5	22	-	-	-	7647-01-0/ 15003	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	2,14	2,106	0,00221	0,0080	0,00096	MBV 081/12-0162-05
																					7664-93-9/ 05004	Сульфатна кислота (H2SO4) [сірчана кислота]	-	-	0,00003	0,0001	0,00019	розрахунок
1.В.2.с Вентилювання та факельне спалювання / 090203 – Факельне спалювання на нафтогазопереробних заводах	Цех переробки газу	95	Неорганізоване	30,0	-	95	факельний стояк ЦПГ	1	764	262	0,35	0,35	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	-	-	12,796019	46,0657	399,850000	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	метан	-	-	1,535522	5,5279	47,982000	розрахунок
																					10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,102368	0,3685	3,198800	розрахунок
																					-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	1,535522	5,5279	47,982000	розрахунок
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	4256,738	розрахунок
																					10024-97-2 /04002	Азоту (1) оксид (N:O)	-	-	-	-	0,00753	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	96	Неорганізоване	2,0	-	96	Проммашинний ЦПГ та ЦПІСН (ЗРА, ЗК, ФЗ)	-	344	244	120	80	3	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	6,180254106	22,2489	194,90058	розрахунок	
																							74-84-0 /11000	етан	-	-	0,312042902	1,1234	9,84059	розрахунок	
																								74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,065048218	0,2342	2,05136	розрахунок
																								106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,018315854	0,0659	0,57761	розрахунок
																								109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,005117665	0,0184	0,16139	розрахунок
																								110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,000606039	0,0022	0,01911	розрахунок
6.А Інше	Майстерня	97	Неорганізоване	2,0	-	97	Заточний верстат	1	736	156	2	2	-	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	0,048000	0,1728	0,01089	розрахунок	
6.А Інше	Майстерня	99	Труба	5,0	0,120	99	Пост зварювальний	1	724	218	-	-	-	-	-	-	0,171	16,8	25	-	-	-	-	1309-37-1/ 01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	-	-	0,004656	0,0168	0,00775	розрахунок
																								1313-13-9/ 01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,85	0,83	0,000145	0,0005	0,00057	МВВ № 081/12-0402-06
																								7631-86-9 /03000	Кремнію діоксид аморфний	-	-	0,000313	0,0011	0,00052	розрахунок
																								- /16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	-	-	0,000313	0,0011	0,00052	розрахунок
																								7664-39-3 /16001	Фтор і його пароподібні та газоподібні сполуки в перерахунку на фтористий водень	2,3	2,16	0,000394	0,0014	0,00066	розрахунок
																								10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	2,18	2,154	0,000373	0,0013	0,00140	Інструкція з експлуатації ОКСІ 5М-5НД
630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	10,48	10,402	0,001792	0,0065	0,00692	розрахунок																								
6.А Інше	Територія п-ва	100	Неорганізоване	2,0	-	100	Пост газової різки металу	1	700	183	2	2	-	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	1309-37-1/ 01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	-	-	0,003638	0,0131	0,00330	розрахунок	
																							1313-13-9/ 01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	-	-	0,000113	0,0004	0,00010	розрахунок	
																							10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,001000	0,0036	0,00091	розрахунок	
																							630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	-	-	0,001221	0,0044	0,00111	розрахунок	
6.А Інше	Майстерня	101	Неорганізоване	2,0	-	101	Дільниця приготування бетонного розчину	1	251	106	2	2	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	0,11728	0,4222	0,0532	розрахунок		
6.А Інше	Майстерня	102	Труба	2,0	0,300	102	Столярна дільниця	1	572	672	-	-	-	-	-	1,208	18,9	24	-	-	-	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	51,8	50,42	0,062574	0,2253	0,23505	розрахунок		
6.А Інше	Територія п-ва	103	Неорганізоване	2,0	-	103	Зварювальний пост	1	494	524	2	2	-	-	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-	1309-37-1/ 01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	-	-	0,00364	0,0131	0,01075	розрахунок
																								1313-13-9/ 01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	-	-	0,00014	0,0005	0,00065	МВВ № 081/12-0402-06
																								7631-86-9 /03000	Кремнію діоксид аморфний	-	-	0,00013	0,0005	0,00050	розрахунок
																								- /16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	-	-	0,00013	0,0005	0,00050	розрахунок
																								7664-39-3 /16001	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	-	-	0,00016	0,0006	0,00063	розрахунок
																								10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,00100	0,0036	0,00226	Інструкція з експлуатації ОКСІ 5М-5НД
630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	-	-	0,00166	0,0060	0,00776	розрахунок																								

1.В.2.с.Вентилювання та фанельне спалювання / 090203 - фанельне спалювання на нафтогазопереробних заводах	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	188	Неорганізоване	3,0	-	188	Ємність накопичувальна E-1 V = 6,8 м3	1	714	586	0,5	0,5	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,21531	0,7751	2,11839	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	189	Неорганізоване	3,0	-	189	Ємність технологічна E-2 V = 20 м3	1	714	587	0,5	0,5	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,27250	0,9810	2,68102	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	190	Неорганізоване	3,0	-	190	Ємність для збору продукту E-3 V = 6 м3	1	716	573	0,05	0,05	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,24772	0,8918	2,30817	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	191	Неорганізоване	3,0	-	191	Вібростол ЛВРС-1	1	714	588	3	2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	1,25000	4,5000	0,46800	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	192	Неорганізоване	2,0	-	192	Бункер для кеку V = 1,0 м3	1	714	582	1	1	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,20833	0,7500	0,07800	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	193	Неорганізоване	2,0	-	192	Центрифуга ОГШ-459У	1	713	582	1	1	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,85277	3,0700	1,14766	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	194	Неорганізоване	2,0	-	192	Насос Н-1 ВШН-150	1	715	578	1	1	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,01486	0,0535	0,0104	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	195	Неорганізоване	2,0	-	192	Насос Н-2 Ш 40-4-19,5/4	1	713	578	1	1	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,01486	0,0535	0,0078	розрахунок
	1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	196	Неорганізоване	2,0	-	192	Насос Н-2 Ш 40-4-19,5/4	1	714	576	1	1	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,01486	0,0535	0,0078	розрахунок
	1.В.2.с.Вентилювання та фанельне спалювання / 090203 - фанельне спалювання на нафтогазопереробних заводах	Цех підготовки і стабілізації нафти	200	Неорганізоване	20,0	-	200	факельний стояк ЦПІСН	1	812	240	0,2	0,2	-	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	630-08-0/06000	Оксид вуглецю	-	-	10,905000	39,2580	4,710960	розрахунок
																					74-82-8/ 12000	метан	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок	
																					10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,087240	0,3141	0,037688	розрахунок	
																					-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок	
																					124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	50,152	розрахунок	
																					10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00009	розрахунок	

1.В.2.а.v Розподіл нафтопродуктів / 050503 Автозаправні станції (включаючи заправку автомобілів паливом)	ПРК	205	Дих клапан	5,0	0,050	205	Ємність дизпалива	1	141	432	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	6,20E-05	0,0002	0,00001	розрахунок
1.В.2.а.v Розподіл нафтопродуктів / 050503 Автозаправні станції (включаючи заправку автомобілів паливом)	ПРК	206	Дих клапан	5,0	0,050	206	Ємність бензину	1	144	431	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	8032-32-4/11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець)	-	-	0,34244	1,2328	0,00659	розрахунок
1.В.2.а.v Розподіл нафтопродуктів / 050503 Автозаправні станції (включаючи заправку автомобілів паливом)	ПРК	207	Дих клапан	5,0	0,050	207	Ємність бензину	1	148	431	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	8032-32-4/11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець)	-	-	0,34573	1,2446	0,03295	розрахунок
1.В.2.а.iv - Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 - зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	208	Дих клапан	3,0	0,025	208	ємність нафти V= 100 м3	1	578	344	-	-	-	0,007	57,1	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,01385	0,0499	0,27787	розрахунок
																				74-84-0 /11000	етан	-	-	0,03393	0,1221	0,68095	розрахунок
																				74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,07976	0,2871	1,60067	розрахунок
																				106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,04635	0,1669	0,93024	розрахунок
																				109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,01240	0,0446	0,24892	розрахунок
																				110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00107	0,0039	0,02143	розрахунок
1.В.2.а.iv - Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 - зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	209	Неорганізоване	2,0	-	209	насос N6MG50/32S	1	576	352	2	2	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00062	0,0022	0,00213	розрахунок
																				74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00151	0,0054	0,00522	розрахунок
																				74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00355	0,0128	0,01226	розрахунок
																				106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00206	0,0074	0,00713	розрахунок
																				109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00055	0,0020	0,00191	розрахунок
																				110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00005	0,0002	0,00016	розрахунок
1.В.2.а.iv - Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 - зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	210	Дих клапан	3,0	0,100	210	Ємність V= 12 м3	1	710	902	-	-	-	0,007	3,6	27,8	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00112	0,0040	0,02248	розрахунок
																				74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00275	0,0099	0,05509	розрахунок
																				74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00645	0,0232	0,12951	розрахунок
																				106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00375	0,0135	0,07526	розрахунок
																				109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00100	0,0036	0,02014	розрахунок
																				110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00009	0,0003	0,00173	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	215	Дих клапан	2,0	0,050	215	Ємність V= 50 м3	1	432	178	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	-	-	1,70E-08	6,12E-08	2,68E-08	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	216	Дих клапан	2,0	0,050	216	Ємність V= 50 м3	1	432	173	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	-	-	1,70E-08	6,12E-08	2,68E-08	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	217	Дих клапан	2,0	0,050	217	Ємність V= 50 м3	1	432	168	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	-	-	1,70E-08	6,12E-08	2,68E-08	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	218	Дих клапан	2,0	0,050	218	Ємність V= 50 м3	1	432	161	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	-	-	1,70E-08	6,12E-08	2,68E-08	розрахунок
6.А Інше	Лабораторія	219	Труба	16,0	0,35 x 0,35	219	Лабораторія	1	442	80	-	-	-	1,988	17,8	21	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	6,5	6,248	0,012922	4,65E-02	4,51E-02	ПНД Ф 13.1.2:3.59-07
6.А Інше	Лабораторія	220	Труба	16,0	0,35 x 0,35	220	Лабораторія	1	454	80	-	-	-	1,396	12,5	21	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	8,14	8,038	0,011363	4,09E-02	0,04072	ПНД Ф 13.1.2:3.59-07
1.В.2.с.Вентилювання та факельне спалювання / 060203 - Факельне спалювання на нафтогазопереробних заводах	Цех переробки газу	221	Неорганізоване	30,0	-	200	факельний стовп ЦПГ	1	767	266	0,35	0,35	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	630-08-0/06000	Оксид вуглецю	-	-	10,905000	39,2580	4,710960	розрахунок
																				74-82-8/ 12000	метан	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок
																				10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	-	-	0,087240	0,3141	0,037688	розрахунок
																				-03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	-	-	1,308600	4,7110	0,565315	розрахунок
																				124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-	-	-	50,152	розрахунок
																				10024-97-2/04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-	-	-	0,00009	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	222	дих клапан	3,0	0,080	222	Ємність інгібітора корозії V=2 м3	1	610	85	-	-	-	0,007	5,6	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,000023	0,0001	0,000036	розрахунок
																				106-97-8/11000	бутан	-	-	0,000002	0,0000	0,000002	розрахунок
																				109-66-0/11000	пентан	-	-	0,000099	0,0004	0,000156	розрахунок
																				110-54-3/11000	гексан	-	-	0,000051	0,0002	0,000081	розрахунок
																				11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех переробки газу	223	Неорганізоване	2,0	-	223	Насосна інгібітора корозії	1	613	86	2	2	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	-	-	0,00109	0,0039	0,00141	розрахунок
																				106-97-8/11000	бутан	-	-	0,00007	0,0003	0,00009	розрахунок
																				109-66-0/11000	пентан	-	-	0,00472	0,0170	0,00612	розрахунок
																				110-54-3/11000	гексан	-	-	0,00245	0,0088	0,00318	розрахунок

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ

Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	224	Дих клапан	5,0	0,100	224	Смність технологічна P-1/1 V = 100 м3	1	682	496	-	-	-	0,007	3,6	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0038	0,0137	0,06488	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	225	Дих клапан	5,0	0,100	225	Смність технологічна P-1/2 V = 100 м3	1	687	492	-	-	-	0,007	3,6	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0038	0,0137	0,06488	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	226	Дих клапан	5,0	0,050	226	Смність технологічна P-2/1 V = 50 м3	1	693	538	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0019	0,0068	0,03244	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	227	Дих клапан	5,0	0,050	227	Смність технологічна P-2/2 V = 50 м3	1	689	538	-	-	-	0,007	14,3	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0019	0,0068	0,03244	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	228	Дих клапан	2,0	0,100	228	Сепаратор піску C-1/1 V = 30 м3	1	694	532	-	-	-	0,007	3,6	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0011	0,0040	0,01946	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	229	Дих клапан	2,0	0,100	229	Сепаратор піску C-1/2 V = 30 м3	1	690	532	-	-	-	0,007	3,6	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,0011	0,0040	0,01946	розрахунок
Установка переробки нафтових шламів та нафтових емульсій	230	Неорганізоване	2,0	-	230	Шламонакопичувач	1	740	532	2	2	-	0,294	1,5	27,8	-	-	-	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	-	-	0,06667	0,2400	2,1024	розрахунок

1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	231	Труба	9,0	0,2 x 0,2	231	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	208	476	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	232	Труба	9,0	0,3 x 0,3	232	УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)	5	208	484	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00027	0,0010	0,00863	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00067	0,0024	0,02115	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,00158	0,0057	0,04972	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00092	0,0033	0,02890	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00025	0,0009	0,00773	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок
1.В.2.а.ІV – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Цех підготовки і стабілізації нафти	233	Труба	2,0	-	233	насоси № Н-15/1, Н-15/2, Н-15/3	3	267	350	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	74-82-8/ 12000	метан	-	-	0,00001	0,0000	0,00035	розрахунок
																					74-84-0 /11000	етан	-	-	0,00117	0,0042	0,03679	розрахунок
																					74-98-6 /11000	пропан	-	-	0,01217	0,0438	0,38369	розрахунок
																					106-97-8 /11000	бутан	-	-	0,00846	0,0305	0,26693	розрахунок
																					109-66-0 /11000	пентан	-	-	0,00041	0,0015	0,01303	розрахунок
																					110-54-3 /11000	гексан	-	-	0,00002	0,0001	0,00067	розрахунок

* Котли одночасно не працюють, масова концентрація та масова витрата прийняті за максимальним значенням

Примітка 2 : Параметри пилогазової суміші (ПГПС) для джерел викидів №205-208, 215-219, 210, 222, 224-229) розраховані згідно пункту 2.1 ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Витрата ПГПС V (m^3/c) здійснюється за формулою: $V = \omega_0 \times \pi d^2 / 4$, звідки $\omega_0 = 4 \times V / \pi d^2$

де d - діаметр гирла джерела викиду, м;

ω_0 - середня швидкість виходу суміші з гирла джерела викиду, м/с.

Паспортна пропускна здатність дихальних клапанів складає - 25 m^3 /годину (0,007 m^3 /с).

$\omega_0 = 4 \times 0,007 / (3,14 \times 0,025^2) = 14,3$ м/с (Дж. 205-207, 215-219, 226, 227)

$\omega_0 = 4 \times 0,007 / (3,14 \times 0,0125^2) = 57,1$ м/с (Дж. 208)

$\omega_0 = 4 \times 0,007 / (3,14 \times 0,05^2) = 3,6$ м/с (Дж. 210, 224, 225, 228, 229)

$\omega_0 = 4 \times 0,007 / (3,14 \times 0,04^2) = 5,6$ м/с (Дж. 222)

Величини об'ємної витрати для неорганізованих джерел викидів прийнято згідно із ОНД-86

Таблиця 6.3. Характеристика викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, що відводяться від окремих типів обладнання і споруд та надходять до джерела викиду в атмосферне повітря

Номер джерела викиду	Джерела утворення		Місце відбору проб	Діаметр газоходу або А × В, мм	Параметри газопилового потоку в газоході			Забруднююча речовина			Максимальна масова концентрація забруднюючої речовини, мг/м ³	Масова витрата	
	найменування	номер			витрата, на вході в ГОУ, м ³ /с	швидкість, м/с	температура, 0° С	CAS N/ CAS	код	найменування		г/с	кг/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
37	Котел ДКВР 4/13 ст. № 2	37.1	труба	0,8	1,027	5,0-	257	10102-44-0	04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	206,3	0,236025	0,8497
								630-08-0	06000	Оксид вуглецю	13,0	0,014871	0,0535
	Котел Е-4,0-1,4ГН ст. № 3	37.2	труба	0,8	1,025	5,1	262	10102-44-0	04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	223,5	0,255131	0,9185
								630-08-0	06000	Оксид вуглецю	34,1	0,038905	0,1401
38	Котел ДКВР 10/13 ст. № 4	38.1	труба	1,24	2,109	5,8	322	10102-44-0	04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид	244,6	0,574525	2,0683

	Котел ДКВР 10/13 ст. № 5	38.2	труба	1,24	2,058	4,9	288	630-08-0	0600 0	азоту Оксид вуглецю	16,1	0,037860	0,1363
								10102-44-0	0400 1	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	259,0	0,593743	2,1375
								630-08-0	0600 0	Оксид вуглецю	21,8	0,050020	0,1801

Примітка. Котли працюють по чергово, одночасно не працюють. Перерахуно параметрів газопилового потоку при одночасній роботі котлів не здійснювався.

Таблиця 6.4. Характеристика установок очистки газів

Номер джерела викиду	Найменування ГОУ	Забруднюючі речовини, за якими проводиться газоочистка			Ступень очищення	Назва та тип установки очистки газу	На вході в ГОУ			На виході з ГОУ			Ступінь очищення газу, %
							об'ємна витрата газопилового потоку, м ³ /с	масова концентрація, мг/ м ³	масова витрата, г/с	об'ємна витрата газопилового потоку, м ³ /с	масова концентрація, мг/ м ³	масова витрата, г/с	
		CAS N/CAS	код	найменування									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
102	Циклон УЦ-900	-	03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	86,0	Циклон УЦ-900	1,195	435,8-	0,520781	1,208	51,8	0,062574	88,2

Примітка. згідно правил експлуатації ГОУ, ефективність очищення визначається за середнім значенням г/с, перерахунок додається

Таблиця 6.5. Характеристика джерел залпових викидів

Номер джерела викиду	Забруднююча речовина			Максимальна масова концентрація мг/м ³	Потужність викиду		Періодичність, раз/доба, місяць, рік	Тривалість викиду, хвилин, годин	Річна величина залпових викидів, т/рік	Методика визначення показника
	CAS N/ CAS	код	найменування		г/с	Кг /год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
92	67-56-1	11036	Спирт метиловий	3,97	0,000433	0,0016	365 разів/рік	3 с	0,00374	розрахунок

Таблиця 6.6. Характеристика джерел неорганізованих викидів

Номер джерела викиду	Найменування джерела викиду	Забруднююча речовина		Потужність викиду	
		CAS№ / CAS	Найменування	г/сек	кг/год
1	2	3	4	5	6
1	УПН. Відкрита насосна (НК-200/120)	74-82-8/12000	метан	0,00082	0,0030
		74-84-0/11000	етан	0,00201	0,0072
		74-98-6/11000	пропан	0,00473	0,0170
		106-97-8/11000	бутан	0,00275	0,0099
		109-66-0/11000	пентан	0,00074	0,0027
		110-54-3/11000	гексан	0,00006	0,0002
3	Насос інгібітора корозії	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,00109	0,0039
		106-97-8/11000	бутан	0,00007	0,0003
		109-66-0/11000	пентан	0,00472	0,0170
		110-54-3/11000	гексан	0,00245	0,0088
4	БР насосна	67-56-1/11000	Спирт метиловий	0,000080	0,0003
6	Насосна інгібітора корозії	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,00109	0,0039
		106-97-8/11000	бутан	0,00007	0,0003
		109-66-0/11000	пентан	0,00472	0,0170
		110-54-3/11000	гексан	0,00245	0,0088
21	УСН-1. Насосна ШФЛВ	74-82-8/12000	метан	0,00164	0,0059
		74-84-0/11000	етан	0,00402	0,0145
		74-98-6/11000	пропан	0,00946	0,0341
		106-97-8/11000	бутан	0,00550	0,0198
		109-66-0/11000	пентан	0,00147	0,0053
		110-54-3/11000	гексан	0,00013	0,0005
23	Насосна інгібітора корозії	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,00109	0,0039

		106-97-8 /11000	бутан	0,00007	0,0003
		109-66-0 /11000	пентан	0,00472	0,0170
		110-54-3 /11000	гексан	0,00245	0,0088
24	паливороздавальні колонки пункту заправки спецтехніки	8032-32-4/ 11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)	0,00353	0,0127
		-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,00251	0,0090
26	Насос інгібітора корозії	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,00109	0,0039
		106-97-8 /11000	бутан	0,00007	0,0003
		109-66-0 /11000	пентан	0,00472	0,0170
		110-54-3 /11000	гексан	0,00245	0,0088
35	УСН-2 Насосна ШФЛВ	74-82-8/ 12000	метан	0,00164	0,0059
		74-84-0 /11000	етан	0,00402	0,0145
		74-98-6 /11000	пропан	0,00946	0,0341
		106-97-8 /11000	бутан	0,00550	0,0198
		109-66-0 /11000	пентан	0,00147	0,0053
		110-54-3 /11000	гексан	0,00013	0,0005
47	ОС № 3 Насос	74-82-8/ 12000	метан	0,00062	0,0022
		74-84-0 /11000	етан	0,00151	0,0054
		74-98-6 /11000	пропан	0,00355	0,0128
		106-97-8 /11000	бутан	0,00206	0,0074
		109-66-0 /11000	пентан	0,00055	0,0020
		110-54-3 /11000	гексан	0,00005	0,0002
50	факельний стояк ЦПіСН	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	10,905000	39,2580
		74-82-8/ 12000	метан	1,308600	4,7110
		10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,087240	0,3141
		-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	1,308600	4,7110
		124-38- 9/07000	Вуглецю діоксид	-	-
		10024-97-2 /04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	-	-
95	факельний стояк ЦПГ	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	12,796019	46,0657
		74-82-8/ 12000	метан	1,535522	5,5279
		10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,102368	0,3685
		-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	1,535522	5,5279

		124-38-9/07000	Вуглецю діоксид	-	-
		10024-97-2/04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-
96	Проммайданчик ЦПГ та ЦПіСН (ЗРА, ЗК, ФЗ)	74-82-8/12000	метан	6,18025411	22,2489
		74-84-0/11000	етан	0,3120429	1,1234
		74-98-6/11000	пропан	0,06504822	0,2342
		106-97-8/11000	бутан	0,01831585	0,0659
		109-66-0/11000	пентан	0,00511767	0,0184
		110-54-3/11000	гексан	0,00060604	0,0022
97	Заточний верстат	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,048000	0,1728
100	Пост газової різки металу	1309-37-1/01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,003638	0,0131
		1313-13-9/01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,000113	0,0004
		10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,001000	0,0036
		630-08-0/06000	Оксид вуглецю	0,001221	0,0044
101	Дільниця приготування бетонного розчину	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,11728	0,4222
103	Зварювальний пост	1309-37-1/01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,00364	0,0131
		1313-13-9/01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,00014	0,0005
		7631-86-9/03000	Кремнію діоксид аморфний	0,00013	0,0005
		-/16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,00013	0,0005
		7664-39-3/16001	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	0,00016	0,0006
		10102-44-0/04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,00100	0,0036
		630-08-0/06000	Оксид вуглецю	0,00166	0,0060
188	Ємність накопичувальна E-1 V = 6,8 м3	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,21531	0,7751
189	Ємність технологічна E-2 V = 20 м3	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,27250	0,9810
190	Ємність для збору продукту E-3 V = 6 м3	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,24772	0,8918
191	Вібросито ЛВС-1	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	1,25000	4,5000
192	Бункер для кеку V = 1,0 м3	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,20833	0,7500
193	Центрифуга ОГШ-459У	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у	0,85277	3,0700

			перерахунку на сумарний органічний вуглець		
194	Насос Н-1 ВШН-150	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,01486	0,0535
195	Насос Н-2 Ш 40-4-19,5/4	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,01486	0,0535
196	Насос Н-2 Ш 40-4-19,5/4	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,01486	0,0535
200	факельний стояк ЦПіСН	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	10,905000	39,2580
		74-82-8/ 12000	метан	1,308600	4,7110
		10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,087240	0,3141
		-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	1,308600	4,7110
		124-38-9/ 07000	Вуглецю діоксид	-	-
		10024-97-2/ 04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-
209	насос N6MG50/32S	74-82-8/ 12000	метан	0,00062	0,0022
		74-84-0/ 11000	етан	0,00151	0,0054
		74-98-6/ 11000	пропан	0,00355	0,0128
		106-97-8/ 11000	бутан	0,00206	0,0074
		109-66-0/ 11000	пентан	0,00055	0,0020
		110-54-3/ 11000	гексан	0,00005	0,0002
221	факельний стояк ЦПГ	630-08-0/ 06000	Оксид вуглецю	10,905000	39,2580
		74-82-8/ 12000	метан	1,308600	4,7110
		10102-44-0/ 04001	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,087240	0,3141
		-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	1,308600	4,7110
		124-38-9/ 07000	Вуглецю діоксид	-	-
		10024-97-2/ 04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	-	-
223	Насосна інгібітора корозії	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,00109	0,0039
		106-97-8/ 11000	бутан	0,00007	0,0003
		109-66-0/ 11000	пентан	0,00472	0,0170
		110-54-3/ 11000	гексан	0,00245	0,0088
230	Шламонакопичувач	-/11000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,06667	0,2400

Таблиця 6.7. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами від об'єкта / промислового майданчика

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього для об'єкта / промислового майданчика	37107,434
01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,022
01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,001
01007	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	0,000
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	49,978
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	49,977
03000	Кремнію діоксид аморфний	0,001
04000	Сполуки азоту	109,295
04001	Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO ₂])	108,966
04002	Азоту (I) оксид (N ₂ O)	0,329
05004	Сульфатна кислота (H ₂ SO ₄) [сірчана кислота]	0,000
06000	Оксид вуглецю	468,394
11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	36,256
11000	Бутан	3,321
11000	Гексан	0,095
11000	Етан	13,647
11000	Пентан	0,871
11000	Пропан	6,915
11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)	0,040
11000	Гас	0,068
11000	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,008
11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,022
11000	Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	11,250
11036	Спирт метиловий	0,019
12000	Метан	290,057
15000	Хлор та сполуки хлору (у перерахунку на хлор)	0,001

15003	Водню хлорид (соляна кислота за молекулою HCL)	0,001
16000	Фтор та його сполуки (у перерахунку на фтор), в т.ч.:	0,002
16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,001
16001	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	0,001
07000	Вуглецю діоксид	36153,428

Таблиця 6.8. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок)

Найменування виробничого та технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)

Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ Код 1.В.2.а.іv /040104

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього за процесом 1.В.2.а.іv /040104:	22045,012
04000	Сполуки азоту	91,188
04001	Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO ₂])	90,883
04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	0,305
06000	Оксид вуглецю	51,606
11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	36,129
11000	Бутан	3,321
11000	Гексан	0,095
11000	Етан	13,647
11000	Пентан	0,871
11000	Пропан	6,915
11000	Гас	0,068
11000	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,008
11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,022
11000	Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	11,163
11036	Спирт метиловий	0,019
12000	Метан	240,215
07000	Вуглецю діоксид	21625,874

Таблиця 6.8. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок)

Найменування виробничого та технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)

Розподіл нафтопродуктів / Автозаправні станції (включаючи заправку автомобілів паливом)

Код 1.В.2.а.в / 050503

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього за процесом 1.В.2.а.в / 050503:	0,041
11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	0,041
11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий в перерахунку на вуглець)	0,040
000011000	Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,001
07000	Вуглецю діоксид	-

Таблиця 6.8. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок)

Найменування виробничого та технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)

Вентилювання та факельне спалювання / Факельне спалювання на нафтогазопереробних заводах Код 1.В.2.с /090203

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього за процесом 1.В.2.с /090203:	4923,853
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	49,678
04000	Сполуки азоту	3,32
04001	Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO ₂])	3,312
04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	0,008
06000	Оксид вуглецю	413,983
12000	Метан	49,678
07000	Вуглецю діоксид	4407,194

Таблиця 6.8. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок)

Найменування виробничого та технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)

мале спалювання, комерційний сектор / установки для спалювання <50 МВт

Код 1.А.4.а / 020202

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього за процесом 1.А.4.а / 020202:	10138,095
01007	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	0,000
04000	Сполуки азоту	14,783
04001	Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO ₂])	14,767
04002	Азоту (1) оксид (N ₂ O)	0,016
06000	Оксид вуглецю	2,789
12000	Метан	0,164
07000	Вуглецю діоксид	10120,359

Таблиця 6.8. Дані щодо потенційних обсягів викидів забруднюючих речовин від виробничих і технологічних процесів, технологічного устаткування (установок)

Найменування виробничого та технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)

Інше Код 6.А

Забруднююча речовина		Потенційний викид забруднюючої речовини, тонн, з трьома десятковими знаками
Код	найменування	
1	2	3
00000	Усього за процесом 6.А:	0,433
01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,022
01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,001
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,3
03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,299
03000	Кремнію діоксид аморфний	0,001
04000	Сполуки азоту	0,005
04001	Оксиди азоту (у перерахунку на діоксид азоту [NO + NO ₂])	0,005

05004	Сульфатна кислота (H ₂ SO ₄) [сірчана кислота]	0,000
06000	Оксид вуглецю	0,016
11000	Неметанові леткі органічні сполуки (НМЛОС), в т.ч.:	0,086
11000	Вуглеводні насичені C ₁₂ - C ₁₉ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,086
15000	Хлор та сполуки хлору (у перерахунку на хлор)	0,001
15003	Водню хлорид (соляна кислота за молекулою HCL)	0,001
16000	Фтор та його сполуки (у перерахунку на фтор), в т.ч.:	0,002
16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,001
16001	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	0,001
07000	Вуглецю діоксид	-

2.16.4 Інформація про заходи щодо впровадження найкращих існуючих технологій виробництва

На Гнідинцівському ГПЗ до технологічного устаткування, на якому повинні впроваджуватися найкращі доступні технології та методи керування, відносяться такі газомотокомпресори:

- II ступінь – 10ГКН1/3,5-14 – 4 шт.;
- III ступінь – 10ГКН1/16(13-24)-40 – 3 шт.;
- пропанові компресори – 10ГКН1/3,5-14 – 2 шт.

Газомоторний компресор має силову та компресорну частину. Силова частина газомотокомпресора представляє собою десятициліндровий двотактний двигун внутрішнього згорання. Паливом служить відбензинений газ. Газовий двигун є приводом нагнітачів. Нагнітачі включаються в роботу паралельно або послідовно в залеженості від технологічного регламенту. Кількість палива (відбензиненого газу), що використовується в ГМК, визначається лічильниками. Повітря, що подається до камери згорання ГПА, попередньо стискується у відцентровому компресорі двигуна.

Кількість паливного газу ГМК, що використовується для компримування природного газу, складає 13000 тис.м³/рік. Густина паливного газу дорівнює 0,807 кг/м³, нижча теплотворна здатність 43,3 МДж/кг.

Димові гази організовано виводяться через димові труби, що розташовані на вихлопі двигунів. Встановлення газоочисних установок на газомотокомпресорах конструктивно та технологічно не передбачено.

На Гнідинцівському ГПЗ регулярно проводяться технічні огляди, ревізія та ремонти газомотокомпресорів.

Паспортні (заводські) характеристики нових газомотокомпресорів (виробництво Російської Федерації) такого типу, що експлуатуються Гнідинцівським газопереробним заводом, за показниками викидів забруднюючих речовин не відповідають гранично допустимим викидам, які затверджені законодавством.

Враховуючи, що облаштування газомотокомпресорів комплексом технічних засобів автоматизації лише частково дає змогу зменшити обсяги викидів оксиду азоту та оксиду вуглецю до затверджених законодавством нормативів, на довгострокову перспективу суб'єктом господарювання – ПАТ "Укрнафта" заплановано провести та здійснюються заходи що передбачають в майбутньому заміну (модернізацію) даного устаткування.

Діючим Дозволом на викиди № 7421181201-8 від 20.12.2018, терміном дії до 20.12.2025 р. було передбачено заміну компресорів цеху переробки газу (основне виробництво, с. Гнідинці) на сучасне з використанням газових двигунів, термін виконання заходу – 31.12.2023. Проте згідно п. 55 Плану заходів щодо дерегуляції господарської діяльності та покращення бізнес-клімату, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 4 грудня 2019 р. № 1413 (в редакції розпорядження Кабінету Міністрів України від 3 вересня 2024 р. №838-р) на період воєнного стану та протягом двох років після його припинення/скасування продовжено строки виконання природоохоронних заходів, встановлених дозволами на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами. На основі даного документу, термін виконання заходів перенесено.

Згідно "Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «УКРНАФТА» до 2030 р" передбачено наступні етапи:

- розроблення ТЕО по технічному переоснащенню для всіх виробництв Гнідинцівського ГПЗ (заміна компресорного обладнання на сучасне з використанням назомоторного приводу) – до 2023 р. Заклучено Договір №13/1504-Р між ПАТ «УКРНАФТА» та ТОВ «НАУКОВО_ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО ТЕХНОГАЗ» (Підрядник) на виконання Підрядником проектних робіт по об'єкту «Розробка ТОЕ на «Реконструкція компресорної станції ЦПГ Гнідинцівського ГПЗ».
- розроблення та погодження в установленому порядку проектно-кошторисної документації на модернізацію обладнання. Отримання позитивних висновків відповідних експертиз – до 2025 р.
- закупівля обладнання, послуг та проведення технічного переоснащення цеху переробки газу – до кінця 2030 р. Очікувані витати на заміну (модернізацію) – 240,0 млн. грн.

Термін впровадження заходів – до 31.12.2030 р.

Зазначений процес є довготерміновим і складним у зв'язку з тим, що заміна газомотокомпресорів передбачає проведення робіт не лише по їх безпосередній заміні, а необхідності проведення реконструкції всієї системи переробки та забезпечення узгодженості технологічних процесів з іншими процесами, в тому числі суміжними суб'єктами господарювання.

В якості приводу компресорів можливе використання газових двигунів Caterpillar G3516. Згідно технічних характеристик:

- потужність двигуна 1000 кВт (1340 к.с.);
- розрахункова температура відпрацьованих газів 457 °С;
- витрата вихлопних газів при усередненій температурі 217,6 м³/хв;
- показники емісії забруднюючих речовин становлять:
 - оксидів азоту NO_x – 1,5 г/к.с. · год;
 - оксиду вуглецю CO – 1,9 г/к.с. · год.

Розрахунковий максимальний викид забруднюючих речовин при роботі одного газового двигуна Caterpillar G3516:

- оксиди азоту NO_x $1,5 \cdot 1340/3600 = 0,558$ г/с;
- оксид вуглецю CO $1,9 \cdot 1340/3600 = 0,707$ г/с.

Валовий викид забруднюючих речовин при середньому напрацюванні 973 год на один двигун (одночасно працює 1 двигун, $8760/9=973$) становить:

- оксиди азоту NO_x $0,558 \cdot 973 \cdot 3600/1000000 = 1,955$ т/рік;
- оксид вуглецю CO $0,707 \cdot 973 \cdot 3600/1000000 = 2,476$ т/рік.

Валовий викид забруднюючих речовин в атмосферне повітря після впровадження заходу для дев'яти газомотокомпресорів становить:

- оксиди азоту NO_x $1,955 \cdot 9 = 17,595$ т/рік;
- оксид вуглецю CO $2,476 \cdot 9 = 22,284$ т/рік.

Очікуване зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря після впровадження заходу для дев'яти газомотокомпресорів становить:

- оксиди азоту NO_x $72,25047 - 17,595 = 54,656$ т/рік;
- оксид вуглецю CO $27,64971 - 22,284 = 5,36571$ т/рік.

Газомоторні компресори – це газопереробне обладнання, яке входить до "Переліку типів устаткування, для яких розробляються нормативи граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел", затвердженого наказом Мінікоресурсів України від 16.08.2004р. № 317. Відповідно до ст. 7 Закону України "Про охорону атмосферного повітря" для газомотокомпресорів будуть розроблені технологічні нормативи допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

Суб'єкт господарювання – ПАТ «Укрнафта», спільно з Інститутом вугільних енерготехнологій Національної академії наук України виконує заходи по спільній співучасті з іншими суб'єктами господарювання нафтогазової галузі в розробленні

галузових технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від газомотокомпресорних установок, які реалізуються в два етапи:

- Аналіз технічного стану газотурбінних та газомотокомпресорних установок середньої потужності щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря;
- Розроблення технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від газотурбінних та газомотокомпресорних установок на основі положень Директиви 2015/2193/EU про обмеження викидів забруднюючих речовин у повітрі від спалювальних установок середньої потужності.

Таблиця. 7. Інформація про заходи щодо впровадження найкращих доступних технологій та методів керування для виробництв та технологічного устаткування (для об'єктів першої групи)

Код виробничого і технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)	Найменування заходу	Строк виконання заходу	Номер джерела викиду на карті-схемі	Загальний обсяг витрат за кошторисною вартістю, тис.грн	Очікуване зменшення викидів забруднюючих речовин після впровадження заходу, т/рік
1	2	3	4	5	6
1.В.2.а.iv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	розроблення та погодження в установленому порядку проектно-кошторисної документації, проходження процедури ОВД	2025	64-72	2500	-
1.В.2.а.iv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Закупівля обладнання, послуг та проведення технічного переоснащення цеху переробки газу, в т.ч.:	31.12.2030	64-72	240000	NO _x – на 54,656 т/рік, CO – на 5,36571 т/рік
	Заміна компресорів цеху переробки газу (основне виробництво, с. Гнідинці) на сучасне з	31.12.2030	64-72		

	використанням газових двигунів				
--	--------------------------------	--	--	--	--

2.16.5 ПЕРЕЛІК ЗАХОДІВ ЩОДО СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН

На об'єкті Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» до технологічного устаткування, на якому повинні впроваджуватися найкращі доступні технології та методи керування, відносяться такі газомотокомпресори:

- II ступінь – 10ГКН1/3,5-14 – 4 шт.;
- III ступінь – 10ГКН1/16(13-24)-40 – 3 шт.;
- пропанові компресори – 10ГКН1/3,5-14 – 2 шт.

Постановою Кабінету Міністрів України від 3 березня 2021р. №179 (далі Постанова) затверджена «Національна економічна стратегія на період до 2030 року» <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-%D0%BF#Text>.

Відповідно до Національної економічної стратегії завданням являється формування сприятливої політики для технічного переоснащення та модернізації нафтопереробних заводів та газопереробних заводів з використанням сучасних технологій глибокої переробки. Шляхами досягнення стратегічної цілі у відповідності до стратегії є модернізація та оптимізація роботи потужностей.

Реалізація «Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «Укрнафта» до 2030 року здійснюється в рамках стратегічного курсу розвитку енергетики та в терміни визначені та затверджені Національною економічною стратегією на період до 2030 року, яка затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 03 березня 2021 року №179.

Паспортні характеристики нових газомотокомпресорів такого типу, що експлуатуються Гнідинцівським газопереробним заводом, за показниками викидів забруднюючих речовин не відповідають гранично допустимим викидам, які затверджені законодавством. Тому за метою виконання заходів із впровадження найкращих доступних технологій та методів керування та з метою скорочення викидів заплановано технічне переоснащення газопереробного заводу в рамках «Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «Укрнафта» до 2030 року». Укладено договір з ТОВ «Науково-виробниче підприємство Техногаз» № 13/1504-Р від 26.04.2024 р. на розробку ТЕО по технічному переоснащенню всіх виробництв Гнідинцівського ГПЗ (заміна компресорного обладнання на сучасне з використанням газомоторного приводу).

Заходи відносно досягнення встановлених нормативів граничнодопустимих викидів для найбільш поширених і небезпечних забруднюючих речовин.

Для розроблення заходів щодо скорочення викидів забруднюючих речовин проведений:

– аналіз відповідності фактичних викидів забруднюючих речовин встановленим нормативам граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел, затверджених Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 27.06.06 за № 309 (в розділі 12);

– аналіз розрахунку розсіювання забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери (в розділі 10).

Стаціонарні джерела викидів та забруднюючі речовини, для яких необхідно розробити заходи щодо скорочення викидів

На підставі проведеного аналізу визначені стаціонарні джерела викидів основного виробництва Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» та забруднюючі речовини, для яких необхідно розробити заходи щодо скорочення викидів.

Забруднюючі речовини, для яких необхідно розробити заходи щодо скорочення викидів – це оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту, які утворюються при роботі газомотокомпресорів ГМК, що надходять в атмосферне повітря через вихлопні труби (джерела №№ 64-72).

На об'єкті Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» до технологічного устаткування, на якому повинні впроваджуватися найкращі доступні технології та методи керування, відносяться такі газомотокомпресори:

II ступінь – 10ГКН1/3,5-14 – 4 шт.;

III ступінь – 10ГКН1/16(13-24)-40 – 3 шт.;

пропанові компресори – 10ГКН1/3,5-14 – 2 шт.

Газомотокомпресор типу 10 ГК – газовий компресор з десятициліндровим двигуном. Додаткові позначення: Н – з наддувом; М – модернізований, А – обладнаний системою автоматики "Компресор". Газомотокомпресор складається з компресора (компресорної частини) та газового двигуна внутрішнього згорання (силової частини), які механічно з'єднані за допомогою колінвала та змонтовані на одній рамі. Силова частина газомотокомпресора представляє собою десятициліндровий двотактний двигун внутрішнього згорання. Паливом служить відбензинений газ. Газовий двигун є приводом нагнітача. Нагнітачі включаються в роботу паралельно або послідовно в залежності від технологічного регламенту.

Кількість палива (відбензиненого газу), що використовується в ГМК, визначається лічильниками. Токсичні гази утворюються при спалюванні палива двигунами внутрішнього згорання та напряму залежать від спожитого двигуном палива. Кількість паливного газу ГМК, що використовується для компримування природного газу, складає 13750 тис.м³/рік. Густина паливного газу дорівнює 0,757

кг/м³, нижча теплотворна здатність 47,69 МДж/кг.

Димові гази організовано виводяться через труби, що розташовані на вихлопі двигунів (джерела викиду №№ 1 – 9, 72). Встановлення газоочисних установок на газомотокомпресорах конструктивно та технологічно не передбачено.

Плановані заходи щодо скорочення викидів

З метою приведення гранично-допустимих викидів забруднюючих речовин від роботи газомотокомпресорного устаткування у відповідності до "Нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел", які затверджені наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України від 27.06.2006 №309, ПАТ "Укрнафта" у 2013 році була розроблена відповідна "Програма по заміні (модернізації) газомотокомпресорного обладнання структурних одиниць ПАТ "Укрнафта" на 2013-2024 роки".

Проте, у зв'язку із наявним у минулі періоди значним податковим боргом перед державою, стало неможливим залучення власних коштів Товариства, а також коштів інвесторів та здійснення експортно-імпортних операцій для заміни газомотокомпресорів (виробництво рф) згідно Програми. Наявні ресурси були спрямовані на модернізацію існуючих газомотокомпресорів. Модернізація повинна була забезпечити зниження витрат палива, зменшення зношування деталей, підвищення надійності і безпеки експлуатації та, відповідно, зниження обсягів викидів забруднюючих речовин.

Реалізація в попередні періоди Товариством заходів, а саме:

- регулювання та оптимізація експлуатаційних режимно-технологічних параметрів;
- модернізація технологічних вузлів ГМК;
- проведення науково-дослідних і конструкторських робіт по моніторингу параметрів роботи, пошук оптимальних техніко-технологічних рішень та їх впровадження, не дало змоги досягти затверджених нормативів викидів забруднюючих речовин (газоподібних неорганічних сполук) в атмосферне повітря для стаціонарного джерела викиду - газомотокопресор.

Крім того, ситуація значно ускладнилася внаслідок поширення пандемії та введення протиепідеміологічних заходів, які затягнулися на невизначений, тривалий період та мало значний вплив на структуру фінансових, матеріальних та трудових ресурсів.

Військова агресія проти України, яка розпочалася 24.02.2022, обумовила необхідність мобілізації фінансових, матеріальних та людських ресурсів для забезпечення обороноздатності країни та організації роботи газопереробних заводів в умовах воєнних дій.

Авіаційно-бомбові удари по виробничих об'єктах товариства (Качанівський ГПЗ, НГВУ "Охтирканафтогаз"), здійснення часткового оперативного контролю окупаційними військами окремих об'єктів Товариства в Східному

нафтопромислового районі обмежили необхідні ресурси для впровадження раніше передбачених заходів та змушують Товариство здійснювати перерозподіл витрат на відновлювані роботи з ліквідації наслідків збройної агресії, бойових дій та поступового відновлення знищеної та зруйнованої виробничої інфраструктури Товариства. В умовах обмежених фінансових ресурсів лише на відновлення зруйнованої виробничої інфраструктури об'єктів Східного регіону за попередніми розрахунками витрати будуть становити понад 126,0 млн. грн.

Наказом Міністерства оборони України від 15.12.2022 № 434/нм "Про функціональне управління об'єктами державної власності, що належать до сфери управління Міністерства оборони України", ПАТ "Укрнафта" віднесено до об'єктів державної власності, що належать до сфери управління Міністерства оборони України. З урахуванням цього та у відповідності до Закону України "Про правовий режим воєнного стану" діяльність ПАТ "Укрнафта" спрямована на видобування, зберігання, підготовку, транспортування вуглеводневої сировини, виробництво продуктів перероблення вуглеводнів для різних споживачів та забезпечення оборони країни.

Положеннями Директиви ЄС 2015/2193 "Про обмеження викидів у повітря певних забрудників від середніх спалювальних установок" за певних умов (застосування значень ГДВ призведе до непропорційно високих витрат, використання спалювальних установок у надзвичайних випадках, впродовж обмежених періодів часу, ключова роль газокompресорних станцій для надійної та безпечної експлуатації національних газотранспортних мереж, специфічні обмеження, пов'язані з їхнім удосконаленням, інфраструктурні обмеження) передбачає надання більше часу для адаптації до значень гранично допустимих викидів визначених директивою. Зазначені умови стосуються та поширюються на газомотокомпресорне устаткування газопереробних заводів.

У зв'язку з вищевикладеним, зважаючи на можливі непропорційно високі витрати на заміну газомотокомпресорів газопереробних заводів в раніше визначені терміни, наявні інфраструктурні обмеження місць розташування газопереробних заводів (відсутність необхідних електричних потужностей, в тому числі в наслідок ракетних обстрілів генеруючих потужностей (ТЕЦ), що призвело до обмеження електропостачання цілих регіонів), та з урахуванням нових викликів, а саме військова агресія проти України, що обумовлює мобілізаційні заходи фінансових, матеріальних та людських ресурсів для забезпечення обороноздатності країни, а також беручи до уваги важливу роль газопереробних заводів у забезпеченні обороноздатності шляхом забезпечення необхідними енергетичними ресурсами промислового та соціально-економічного сектору окремих регіонів, та в цілому держави в умовах ведення бойових дій, ПАТ "Укрнафта" забезпечує поступову реалізацію "Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ "Укрнафта" до 2030 року" (наведена в Додатках).

Програма заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «Укрнафта» до 2030 року розроблена у відповідності та на виконання стратегічної цілі 2 «Забезпечення функціонування розумної, модернізованої та надійної енергосистеми, яка повністю задовольняє вимоги та потреби кінцевих споживачів» Національної економічної стратегії на період до 2030 року, яка затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 03 березня 2021 р. №179, Відповідно до Національної економічної стратегії завданням являється формування сприятливої політики для технічного переоснащення та модернізації нафтопереробних заводів та газопереробних заводів з використанням сучасних технологій глибокої переробки. Шляхами досягнення стратегічної цілі у відповідності до стратегії є модернізація та оптимізація роботи потужностей. (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/179-2021-%D0%BF#Text>).

Реалізація Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «Укрнафта» до 2030 року здійснюється в рамках стратегічного курсу розвитку енергетики та в терміни визначені Національною економічною стратегією на період до 2030 року, яка затверджена постановою Кабінету Міністрів України від 03 березня 2021 року № 179.

Згідно Програми передбачено наступні етапи:

1. Згідно "Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «УКРНАФТА» до 2030 р" передбачено наступні етапи:

– розроблення ТЕО по технічному переоснащенню для всіх виробництв Гнідинцівського ГПЗ (заміна компресорного обладнання на сучасне з використанням назомоторного приводу) – до 2023 р. Заключено Договір №13/1504-Р між ПАТ «УКРНАФТА» та ТОВ «НАУКОВО_ВИРОБНИЧЕ ПІДПРИЄМСТВО ТЕХНОГАЗ» (Підрядник) на виконання Підрядником проєктних робіт по об'єкту «Розробка ТОЕ на «Реконструкція компресорної станції ЦПГ Гнідинцівського ГПЗ».

– розроблення та погодження в установленому порядку проектно-кошторисної документації на модернізацію обладнання. Отримання позитивних висновків відповідних експертиз – до 2025 р.

Відповідно до неодноразових обговорень даного питання в Міністерстві захисту довкілля та природних ресурсів України, враховуючи рекомендації міністерства, Програма погоджена НАК "Нафтогаз України (лист від 03.11.2021 №52-2874/1.15.1-21) та Міністерством енергетики України (лист від 21.01.2022 №26/1.6-7.4.2-1160).

На виконання програми ПАТ "Укрнафта" укладено договір з ТОВ «Науково-виробниче підприємство Техногаз» № 13/1504-Р від 26.04.2024 р. на розробку ТЕО по технічному переоснащенню всіх виробництв Гнідинцівського ГПЗ (заміна компресорного обладнання на сучасне з використанням газомоторного приводу).

Реалізація Програми по технічному переоснащенню газопереробних заводів

передбачає встановлення технологічного устаткування, що відповідає європейським вимогам.

Розроблення галузевих технологічних нормативів

Постанова Кабінету Міністрів України № 1780 від 28.12. 2001 "Про затвердження Порядку розроблення та затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел" дозволяє розроблення "поточних технологічних нормативів для діючих окремих типів обладнання, споруд на рівні підприємств з найкращою існуючою технологією виробництва аналогічних за потужністю технологічних процесів" [9]. Мета такого розроблення – забезпечення дотримання нормативів екологічної безпеки атмосферного повітря з урахуванням економічної доцільності, рівня технологічних процесів, технічного стану обладнання та газоочисних установок, вимог національного законодавства і законодавства Європейського Союзу".

"Нафтопереробне та газопереробне устаткування" ПАТ "Укрнафта" якраз і входить до пункту 1 "Переліку типів устаткування, для яких розробляються нормативи граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел" відповідно до Наказу № 317 Мінприроди. Тому для нього можливе застосування п. 6 Постанови КМУ № 1780. Постанова КМУ № 1780 надає можливість встановлення технологічні нормативи граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для діючих окремих типів обладнання, споруд на рівні підприємств з найкращою існуючою технологією виробництва аналогічних за потужністю технологічних процесів. При цьому враховується економічна доцільність, рівень технологічних процесів, технічний стан обладнання та газоочисних установок, вимоги національного законодавства і законодавства ЄС.

Суб'єкт господарювання – ПАТ "Укрнафта", спільно з Інститутом вугільних енерготехнологій Національної академії наук України виконує заходи по спільній співучасті з іншими суб'єктами господарювання нафтогазової галузі, які експлуатують даний тип обладнання – середні спалювальні установки, в розробленні галузевих технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від газомотокомпресорних установок, які реалізуються в два етапи:

- Аналіз технічного стану газотурбінних та газомотокомпресорних установок середньої потужності щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря;
- Розроблення технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від газотурбінних та газомотокомпресорних установок на основі положень Директиви 2015/2193/EU про обмеження викидів забруднюючих речовин у повітрі від спалювальних установок середньої потужності.

На даний час в рамках виконання зазначеної роботи з Інститутом вугільних

енерготехнологій Національної академії наук України надано "Звіт про науково-дослідну роботу "Аналіз технічного стану газотурбінних та газокompресорних установок середньої потужності ПАТ "Укрнафта" щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря".

Розроблення галузевих технологічних нормативів забруднюючих в атмосферне повітря для середніх спалювальних установок відбувається під егідою АТ "Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України". В додатках наведено Протокол наради щодо розгляду проекту технологічних нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин від газомотокомпресорного та іншого обладнання підприємств нафтогазової галузі України (протокол затверджено 23.05.2023р.).

Заходи відносно запобігання перевищення встановлених нормативів граничнодопустимих викидів в процесі виробництва - чітке дотримання норм експлуатації обладнання (технологічних регламентів, виробничих інструкцій, технологічних карт).

Заходи відносно обмеження об'ємів залпових викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря не плануються, залпові викиди не перевищують встановлені нормативи.

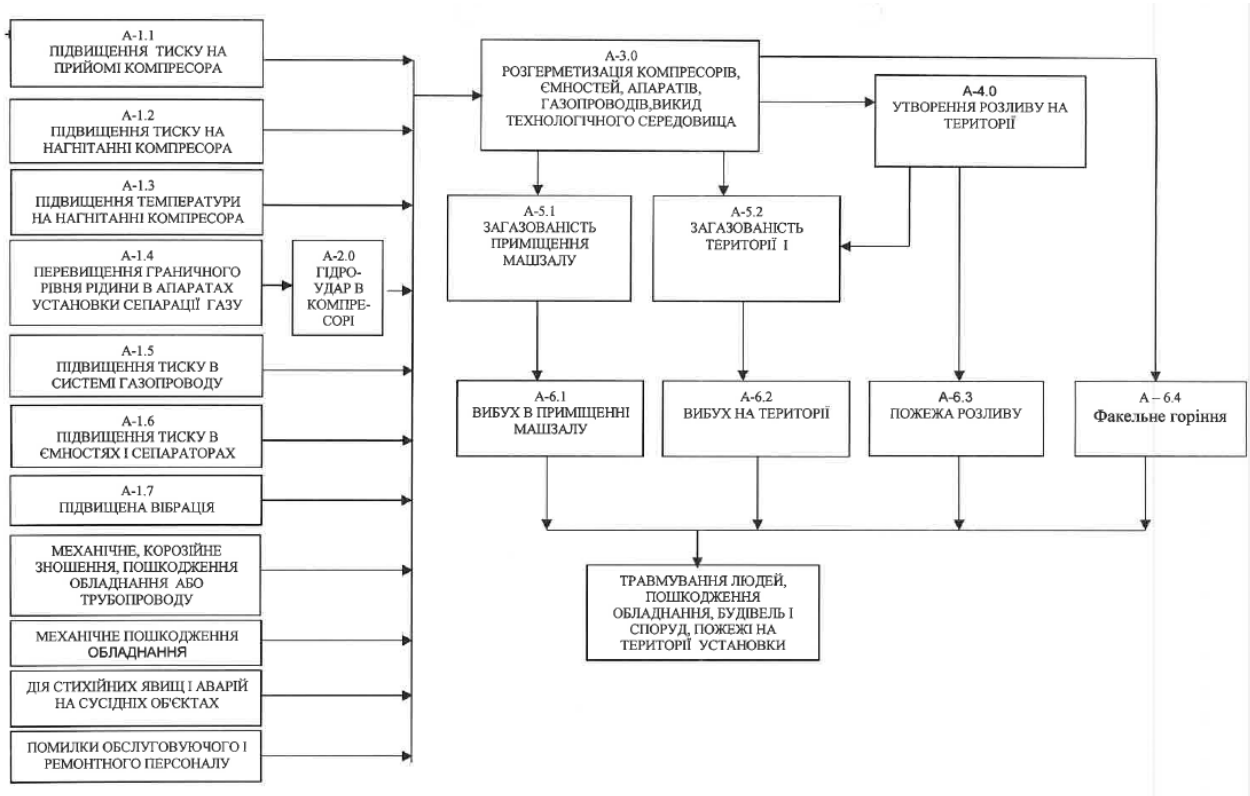
Заходи відносно остаточного припинення діяльності, пов'язаної з викидами забруднюючих речовин в атмосферне повітря, і приведення місця діяльності в задовільний стан не плануються.

Заходи щодо охорони атмосферного повітря на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, ліквідації наслідків забруднення атмосферного повітря.

На об'єкті Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» передбачені заходи щодо охорони атмосферного повітря на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, ліквідації наслідків забруднення атмосферного повітря. При виникненні надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру необхідно діяти згідно «Плану локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій Гнідинцівського газопереробного заводу».

Сценарій виникнення і розвитку аварій на установці компримування газу наведений на схемі нижче.

Перелік заходів щодо охорони атмосферного повітря на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, ліквідації наслідків забруднення атмосферного повітря розробляються для об'єктів, які відповідно до законодавства вважаються об'єктами підвищеної небезпеки, і надаються в таблиці 10.2 згідно з додатком 10 до Інструкції.



Сценарій виникнення і розвитку аварій на установці компримування газу Гнідинцівського газопереробного заводу

Заходи відносно охорони атмосферного повітря за несприятливих метеорологічних умов здійснюються відповідно до вимог методичних вказівок. «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. РД 52.04.52.85».

По с. Гнідинці Чернігівський обласний центр з гідрометеорології прогнозування НМУ не проводить. Тому заходи щодо охорони атмосферного повітря при несприятливих метеорологічних умовах не розробляються.

Інші заходи, спрямовані на скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, залежно від виробництв, технологічного устаткування не плануються. Аналіз результатів розрахунку забруднення атмосферного повітря показав, що за усіма забруднюючими речовинами, які викидаються джерелами підприємства, приземні концентрації за межами підприємства на межі СЗЗ від власних викидів не перевищують санітарні норми.

Узагальнена інформація по цьому розділу приведена нижче в таблицях.

Таблиця 10.1. Заходи щодо скорочення викидів забруднюючих речовин

Код виробничого і технологічного процесу, технологічного устаткування (установки)	Найменування заходу	Строк виконання заходу	Номер джерела викиду на карті-схемі	Загальний обсяг витрат за кошторисною вартістю, тис.грн	Очікуване зменшення викидів забруднюючих речовин після впровадження

					заходу, т/рік
1	2	3	4	5	6
1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	розроблення та погодження в установленому порядку проектно- кошторисної документації, проходження процедури ОВД	2025	64-72	2500	-
1.В.2.а.іv – Неорганізовані викиди: переробка та зберігання нафти / 040104 – зберігання та обробка нафтопродуктів на НПЗ	Закупівля обладнання, послуг та проведення технічного переоснащення цеху переробки газу	31.12.2030	64-72	240000	NOx – на 54,656 т/рік, CO – на 5,36571 т/рік

Примітка: *Остаточне очікуване зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря після впровадження заходу буде визначене після розроблення та погодження в установленому порядку проектно-кошторисної документації на етапі оцінки впливу на довкілля.

Таблиця 10.2. Перелік заходів щодо охорони атмосферного повітря у разі виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру, ліквідації наслідків забруднення атмосферного повітря

Найменування об'єкта підвищеної небезпеки	Місцезнаходженн я об'єкта підвищеної небезпеки	Найменування, маса, категорія небезпечної речовини чи групи речовин, що тимчасово або постійно використовуютьс я, переробляються, виготовляються, транспортуються, зберігаються на об'єкті	Індивідуальн а назва, клас небезпечних речовин та категорія небезпеки, за якими проводилася ідентифікаці я об'єкта	Найменуванн я забруднюючи х речовин, які у разі виникнення надзвичайної ситуації техногенного або природного характеру можуть надійти в атмосферне повітря	Найменування заходів щодо охорони атмосферного повітря у разі виникнення надзвичайної ситуації	Найменуванн я заходів щодо ліквідації наслідків забруднення атмосферного повітря у разі виникнення надзвичайної ситуації
1	2	3	4	5	6	7
Котлоагрегати ДКВР	Гнідинцівський ГПЗ (основне виробництво)	Газ / Нафтопродукти / 5000тис. м3 (клас P2 ЗАЙМИСТІ ГАЗИ)	Горючий газ	Метан	Перекрити подачу паливного газу	Пожежо- гасіння
Печі безполум'яного горіння	Гнідинцівський ГПЗ (основне виробництво)	Газ / Нафтопродукти / 14073тис. м3 (клас P2 ЗАЙМИСТІ ГАЗИ)	Горючий газ	Метан	Перекрити подачу паливного газу	Пожежо- гасіння

Газомотокомпресор и	Гнідинцівський ГПЗ (основне виробництво)	Газ / Нафтопродукти / 13000тис. м3 (клас Р2 ЗАЙМИСТІ ГАЗИ)	Горючий газ	Метан	Система сигналізації та блокувань параметрів технологічног о режиму та роботи обладнання	Пожежо- гасіння
Підігрівач газу ПТ	Гнідинцівський ГПЗ (основне виробництво)	Газ / Нафтопродукти / 75тис. м3 (клас Р2 ЗАЙМИСТІ ГАЗИ)	Горючий газ	Метан	Відсічення подачі паливного газу шляхом автоматичног о закриття клапанів.	Пожежо- гасіння

2.16.6 Дотримання виконання природоохоронних заходів щодо скорочення викидів

Паспортні характеристики нових газомотокомпресорів такого типу, що експлуатуються Гнідинцівським газопереробним заводом, за показниками викидів забруднюючих речовин не відповідають гранично допустимим викидам, які затверджені законодавством. Тому за метою виконання заходів із впровадження найкращих доступних технологій та методів керування та з метою скорочення викидів заплановано технічне переоснащення газопереробного заводу в рамках «Програми заходів по технічному переоснащенню газопереробних заводів ПАТ «Укрнафта» до 2030 року». Укладено договір з ТОВ «Науково-виробниче підприємство Техногаз» на розробку ТЕО по технічному переоснащенню всіх виробництв Гнідинцівського ГПЗ (заміна компресорного обладнання на сучасне з використанням газомоторного приводу).

2.16.7 Відповідність пропозицій щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами законодавству

2.16.7.1 Оцінка впливу викидів забруднюючих речовин на стан забруднення атмосферного повітря

Здійснюється за даними результатів розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі та даними, що одержані при проведенні інструментальних методів досліджень акредитованими лабораторіями в установленому законодавством порядку:

- на межі СЗЗ;
- в сельбищній зоні;
- в зоні відпочинку.

Гігієнічним критерієм для визначення гранично допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферу є відповідність їх розрахункових концентрацій на межі СЗЗ гігієнічним регламентам.

Надається аналіз одержаних результатів розрахунків розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі, проведених на електронно-обчислювальних машинах (далі - ЕОМ) за програмами розрахунку розсіювання. Використано програму ЕОЛ-2000, 3-тя редакція модифікації 2024 року, яка погоджена Міністерством охорони навколишнього природного середовища України, лист 3141/10/2-10 від 27.03.2007.

Визначення доцільності проведення розрахунку розсіювання забруднюючих речовин на ЕОМ проводиться відповідно до вимог пункту 5.21 розділу 5 ОНД-86. Розмір розрахункового майданчика визначається згідно з пунктом 2.19 розділу 2 ОНД-86 і повинен бути розміром 50 висот найвищого джерела викиду, але не менше ніж 2 кілометри.

Розрахунок забруднення на ЕОМ проводиться з кроком сітки в залежності від класу об'єкта / промислового майданчика, а саме, 5 клас - 25 метрів.

При роздрукуванні результатів проведених розрахунків забруднення атмосфери на ЕОМ таблиця за результатами розрахунку концентрацій у заданих точках розрахункового майданчика надається за такими речовинами або групами сумачій, максимальна концентрація яких перевищує 0,4 гігієнічного регламенту.

Розрахунки розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі на ЕОМ проводяться на існуючий період з метою визначення зони впливу джерел даного об'єкта / промислового майданчика;

Згідно Наказу Міністерства охорони здоров'я України від 19 червня 1996 р. № 173, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 24 липня 1006 р. за № 379/1404 «Про затвердження державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів», промислові підприємства, які є об'єктами забруднення атмосфери, повинні відокремлюватися від жилої зони санітарно-захисними зонами.

Оцінка впливу забруднюючих речовин на стан атмосферного повітря проводиться в установленому законодавством порядку: на межі санітарно-захисної зони, в контрольних точках житлової забудови.

Проводиться порівняльний аналіз відповідності фактичних викидів ЗР в атмосферне повітря зі встановленими нормативами граничнодопустимих викидів (табл. 8.1).

Гігієнічним критерієм для визначення граничнодопустимих викидів ЗР в атмосферне повітря є відповідність їх розрахункових концентрацій на межі СЗЗ гігієнічним нормативам.

Доцільність проведення розрахунків розсіювання атмосферного повітря для всіх забруднюючих речовин, що відводяться підприємством, згідно ОНД-86 визначається виконанням нерівностей:

$$\frac{M}{\text{ПДК}} > \Phi$$

, де $\Phi = 0,01 \cdot \bar{H}$ при $\bar{H} > 10$ м; $\Phi = 0,1$ при $\bar{H} \leq 10$ м;

M (г/с) – сумарне значення від всіх джерел підприємства, що відповідає найбільш несприятливим із встановлених умов викиді, включаючи вентиляційні джерела і неорганізовані викиди;

ПДК(мг/м³) – максимальна разова граничнодопустима концентрація;

\bar{H} (м) – середньозважена по підприємству висота джерел викидів.

\bar{H} для i –ї речовини визначається за формулою:

$$\bar{H} = \frac{5M_{(0-10)} + 15M_{(11-20)} + 25M_{(21-30)} + \dots}{M}$$

$$M = M(0-10) + M(11-20) + M(21-30) + \dots$$

Визначення доцільності проведення розрахунків розсіювання додається.

Розрахунок доцільності:												
№	Код	Найменування	ГДКм.р.	M0-10	M11-20	M21-30	M31-40	Mj	Hi	Ф	Mj/ГДК	
1	10102-44-0	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,2	0,002373	19,802703	2,757958	0,593743	23,15677700	16,7027719	0,1670277	115,7838850	доцільно
2	106-97-8	Бутан	200	0,10748	0,02829			0,13577000	7,0836709	0,1000000	0,0006789	недоцільно
3	110-54-3	Гексан	60	0,01555	0,000066			0,01561600	5,0422643	0,1000000	0,0002603	недоцільно
4	74-84-0	Етан	65	0,37195	0,02079			0,39274000	5,5293578	0,1000000	0,0060422	недоцільно
5	74-82-8/ 12000	Метан	50	6,20426	2,62692	2,844122		11,67530200	12,1220119	0,1212201	0,2335060	доцільно
6	109-66-0 /11000	Пентан	100	0,05215	0,00756			0,05971000	6,2661196	0,1000000	0,0005971	недоцільно
7	74-98-6 /11000	Пропан	65	0,21537	0,04868			0,26405000	6,8435902	0,1000000	0,0040623	недоцільно
8	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,15	0,227854	2,6172	2,844122		5,68917600	19,5986765	0,1959868	37,9278400	доцільно
9	630-08-0	Оксид вуглецю	5	0,004673	28,880332	25,240771	0,05002	54,17579600	19,6766527	0,1967665	10,8351592	доцільно
10	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	1	3,174052	0,024285			3,19833700	5,0759301	0,1000000	3,1983370	доцільно
11	8032-32-4/ 11000	Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець)	5	0,6917				0,69170000	0,004	0,1000000	0,1383400	доцільно
12	7664-39-3 /16001	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	0,02	0,000554				0,00055400	0,004	0,1000000	0,0277000	недоцільно
13	8008-20- 6/11000	Газ	1,2	0,02222				0,02222000	0,004	0,1000000	0,0185167	недоцільно
14	1309-37-1/ 01003	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,04	0,011934				0,01193400	0,004	0,1000000	0,2983500	доцільно
15	11000/-	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, газ - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,5	0,005808				0,00580800	0,004	0,1000000	0,0116160	недоцільно
16	7631- 86-9 /03000	Кремнію діоксид аморфний	0,02	0,000443				0,00044300	0,004	0,1000000	0,0221500	недоцільно
17	1313-13-9/ 01104	Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану)	0,01	0,000398				0,00039800	0,004	0,1000000	0,0398000	недоцільно
18	7439-97- 6/01007	Ртуть та її сполуки в перерахунку на ртуть	0,0003			0,00000814	0,00000827	0,00001641	0,004	0,1000000	0,0547000	недоцільно
19	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,05	0,00278007				0,00278007	0,004	0,1000000	0,0556014	недоцільно
20	7647-01-0/ 15003	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	0,2	0,00221				0,00221000	0,004	0,1000000	0,0110500	недоцільно
21	67-56-1/ 11000	Спирт метиловий	1	0,000923				0,00092300	0,004	0,1000000	0,0009230	недоцільно
22	7664-93-9/ 05004	Сульфатна кислота (H2SO4) [сірчана кислота]	0,3	0,00003				0,00003000	0,004	0,1000000	0,0001000	недоцільно
23	- /16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,2	0,000443				0,00044300	0,004	0,1000000	0,0022150	недоцільно

Відповідно до вимог, зазначених у п. 5.21 ОНД-86, розрахунок розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі проводити доцільно по наступних речовинах: Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту, Метан, Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом, Оксид вуглецю, Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець, Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець), Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо). Концентрації по всім іншим забруднюючим речовинам складуть менше 0,1 ГДК.

Для визначення рівня забруднення були прийняті максимально разові концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі населених міст згідно Наказу від 10.05.2024 №813 Про затвердження державних медико-санітарних нормативів допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць

Майданчик має форму багатокутника, поверхня – рівно спланована з перепадом висот, що не перевищує 50 м на один кілометр в радіусі 50 висот самої високої труби.

Коефіцієнт рельєфу місцевості прийнято рівним 1.

Розрахунки виконувались для розрахункового прямокутника розміром 2500x2500 м з центром $X = 465$, $Y = 338$, з кроком сітки 25 м.

При проведенні розрахунку розсіювання приймалися максимальні викиди забруднюючих речовин з врахуванням фонових концентрацій та доцільності проведення розрахунку.

Для оцінки впливу підприємства на оточуюче середовище було проведено розрахунок розсіювання на межі СЗЗ, зверненої до житлової забудови. Розрахунок на житловій забудові та в зонах відпочинку не здійснювався, оскільки дані об'єкти в межах нормативної СЗЗ відсутні.

Найближча житлова забудова розташована на відстані 684 м на Пн від Дж. №210 (будинок у селі Гнідинці з координатами $50^{\circ}26'25.8''N$ $32^{\circ}47'46.9''E$). Нормативна СЗЗ витримана.

Координати точок контролю:

T.1 - $X = 457$; $Y = 1330$ – на межі СЗЗ, зверненій до житлової забудови;

Результати розрахунків розсіювання:

№ з/п	Код	Найменування речовини/групи сумарної	Концентрація на СЗЗ, Т1. $X = 457$ $Y = 1330$
1	1309-37-1	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	0,400000
2	1313-13-9	Манган та його сполуки (у перерахунку на манган)	0,400000
3	7631-86-9	Кремнію діоксид аморфний	0,400000
4	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	0,400000
5	10102-44-0	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,400000
6	7664-93-9	Сульфатна кислота (H_2SO_4) [сірчана кислота]	0,399998
7	630-08-0	Оксид вуглецю	0,400000
8	106-97-8	Бутан	0,400000
9	110-54-3	Гексан	0,400000
10	109-66-0	Пентан	0,400000
11	8032-32-4	Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець)	0,400000
12	8008-20-6	Гас	0,399716
13	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,399146
14	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	0,400000
15	74-98-6	Пропан	0,400000
16	74-84-0	Етан	0,400000

17	- / 11000	Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%)	0,400000
18	67-56-1	Спирт метиловий	0,400000
19	74-82-8	Метан	0,400000
20	7647-01-0	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	0,399831
21	- /16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,400000
22	7664-39-3	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	0,400000
23	-	Група сумачії 11002	0,800000

За результатами розрахунків розсіювання шкідливих речовин в приземному шарі атмосфери згідно «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» затвердженої Головою Державного комітету СРСР по гідрометеорології та контролю природного середовища 04.08.86 (ОНД-86) максимальні приземні концентрації не перевищують допустимі за жодною речовиною.

Технологічний процес не супроводжується аварійними викидами, що можуть різко погіршити стан атмосферного повітря прилеглих житлових районів.

Для оцінки впливу викидів забруднюючих речовин об'єкта Основне виробництво Гнідинцівського газопереробного заводу ПАТ «УКРНАФТА» було проведено заміри на межі СЗЗ, зверненій до житлової забудови (Т.1)

Заміри було проведено вимірною лабораторією ТОВ «Моноліт Еко» (Свідоцтво про відповідність системи керування вимірюваннями ДП ЛНВЦСМС №РЛ 024/23, чинне до 28.03.2028 р.), протокол вимірювань наведено в Додатках.

Результати вимірювань:

№ з/п	Код	Найменування речовини	Концентрація на СЗЗ, долей ГДК X = 457 Y = 1330
1	1309-37-1	Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо)	н.ч.м.
2	1313-13-9	Манган та його сполуки (у перерахунку на манган)	н.ч.м.
3	-/03000	Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	н.ч.м.
4	10102-44-0	Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	0,4
5	7664-93-9	Сульфатна кислота (H ₂ SO ₄) [сірчана кислота]	н.ч.м.
6	630-08-0	Оксид вуглецю	0,25
7	106-97-8	Бутан	н.ч.м.
8	110-54-3	Гексан	н.ч.м.
9	109-66-0	Пентан	н.ч.м.
10	8032-32-4	Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець)	н.ч.м.
11	8008-20-6	Гас	н.ч.м.
12	- / 11000	Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.)	0,08

13	-/11000	Вуглеводні насичені C12 - C19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець	н.ч.м.
14	74-98-6	Пропан	н.ч.м.
15	74-84-0	Етан	н.ч.м.
16	74-82-8	Метан	н.ч.м.
17	7647-01-0	Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень	н.ч.м.
18	- /16000	Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор	0,41
19	7664-39-3	Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору	н.ч.м..
20	67-56-1	Спирт метиловий	0,19

Отже, концентрації забруднюючих речовин за даними фактичних інструментально-лабораторних досліджень не перевищують гранично допустимі концентрації повітря населених місць та відповідають вимогам чинного санітарного законодавства України.

2.16.7.2 ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ДОЗВОЛЕНИХ ОБСЯГІВ ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН В АТМОСФЕРНЕ ПОВІТРЯ СТАЦІОНАРНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ

До основних джерел викидів належать джерела викидів, з яких в атмосферне повітря надходять забруднюючі речовини від виробництв та технологічного устаткування, на яких повинні впроваджуватися найкращі доступні технології та методи керування.

Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів надаються з урахуванням (у разі потреби) поетапного зниження викидів із зазначенням тривалості кожного етапу та відповідних обсягів викидів.

Пропозиції відносно дозволених об'ємів викидів забруднюючих речовин, що віднесені до основних джерел викидів

До основних відносяться джерела №64-72

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **64**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-1 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,518**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у	500	3505,6	2,02322	з дати отримання дозволу

перерахунку на діоксид азоту		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,765751	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **65**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-2 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,453**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	3932,5	1,982482	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,76131	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **66**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-3 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,727**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	4343,1	3,51792	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,6777	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **67**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК 4 10 ГКН 2/4-35**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,85**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	2538,2	2,402898	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,932903	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **68**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-5 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,559**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	1914,1	1,1778	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,28392	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **69**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-6 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,534**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	3106,2	1,846542	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,655327	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **70**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-7 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,568**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	4738,7	2,996014	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,63087	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: **71**

Місце розташування джерела викиду: **Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-8 10 ГКНА**

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: **0,524**

Висота викиду, метрів: **15**

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	2716,8	1,584474	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,943191	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Таблиця 9.1. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до основних джерел викидів

Номер джерела викидів: 72

Місце розташування джерела викиду: Цех переробки газу. Газомотокомпресор II ст. ГМК-9 10 ГКНА

Максимальна витрата викиду, кубічних метрів на секунду: 0,34

Висота викиду, метрів: 15

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид,		Строк досягнення
		мг/м ³	г/с	
1	2	3	4	5
Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту	500	4154,4	1,571748	з дати отримання дозволу
		500	0,558	01.01.2031 р.
Оксид вуглецю	-	-	0,738885	з дати отримання дозволу
		-	0,707	01.01.2031 р.

Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів забруднюючих речовин, які віднесені до інших джерел викидів

Номери джерел викидів: № 2 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=2,5 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

"Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 5 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=2,5 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

"Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 7 –Труба; УПН. Нафтова насосна

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено;

Номери джерел викидів: № 8 –Труба; УПН. Нафтова насосна

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено;

Номери джерел викидів: № 9 –Труба; УСН-1 Піч ПБ-6

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,372506 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,182052 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 10 – Труба; УСН-1 Піч ПБ-9

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,424572г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,458401 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 11 – Труба; УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,176168 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,217501 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 12 – Труба; УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,172341 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,241376 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 13 – Труба; УПН. Підігрівач нафти ПТ-6,3/200

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до	Затверджений гранично допустимий	Строк досягнення затвердженого значення

	законодавства, мг/м ³	викид, мг/м ³	
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,176616 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,221598 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 17 – Дефлектор; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 18 – Дефлектор; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 19 – Дефлектор; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4

-	-	-	
---	---	---	--

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 20 – Дефлектор; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 22 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=2,5 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- "Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 23 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=2,5 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

"Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено;

Номери джерел викидів: № 25 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=6 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено;

Номери джерел викидів: № 27 – Труба; УСН-2 Піч ПБГ-9

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,64896 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,47936 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 28 – Труба; УСН-2 Піч ПБГ-9

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,867181 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,381034 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 29 –Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 30 –Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 31 –Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 32 – Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 33 – Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 34 – Труба; УСН-2 Насосна нафтова

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00021 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;
 Пентан – норматив не встановлено;
 Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 37 – Труба; Котел ДКВР 4/13 ст. № 2, Котел Е-4,0-1,4ГН ст. № 3

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,255131 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,038905 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 38 – Труба; Котел ДКВР 10/13 ст. № 4, 5

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту - 0,593743 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю - 0,05002 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 43 – Дих. клапан; ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00282 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 44 – Дих. клапан; ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00282 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 45 – Дих. клапан; ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-5000

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00282 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 46 – Дих. клапан; ОС № 3 Резервуар-відстійник РВС-700

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00039 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 73 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 74 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 75 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 76 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 77 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 78 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 79 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 80 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 81 - Труба; Машзал КС

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00014 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 91 - Труба; Метанольне г-во Насосна

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Спирт метиловий - 0,00041 г/с з дати видачі дозволу;

Номери джерел викидів: № 92 - Труба; Метанольне г-во*

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Спирт метиловий - 0,000433 г/с з дати видачі дозволу;

**Джерело залове*

Номери джерел викидів: № 93 - Труба; Насосна ПММ

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Гас – норматив не встановлено;

Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.) - норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 94 - Труба; Лабораторія

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Пароподібні та газоподібні сполуки хлору, якщо вони не ввійшли до класу I, у перерахунку на хлористий водень – 0,00221 г/с з дати видачі дозволу;

Сульфатна кислота (H₂SO₄) [сірчана кислота] - 0,00003 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 99 - Труба; Пост зварювальний

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Залізо та його сполуки (у перерахунку на залізо) - 0,004656 г/с з дати видачі дозволу;

Манган та його сполуки (у перерахунку на діоксид мангану) – 0,000145 г/с з дати видачі дозволу;

Кремнію діоксид аморфний – норматив не встановлено;

Фтористі сполуки погано розчинні неорганічні (фторид алюмінію, гексафторалюмінат натрію) у перерахунку на фтор – 0,000313 г/с з дати видачі дозволу;

Водень фтористий (фтороводень) та газоподібні сполуки фтору – 0,000394 г/с з дати видачі дозволу;

Оксиди азоту (оксид та діоксид азоту) у перерахунку на діоксид азоту – 0,000373 г/с з дати видачі дозволу;

Оксид вуглецю – 0,001792 г/с з дати видачі дозволу.

Номери джерел викидів: № 102 - Труба; Столярна дільниця

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
Речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом	150	150	3 дати видачі дозволу

Номери джерел викидів: № 205 - Дих. клапан; Ємність дизпалива

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені C₁₂ - C₁₉ (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 206 - Дих. клапан; Ємність бензину

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 207 - Дих. клапан; Ємність бензину

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Бензин (нафтовий, малосірчистий - у перерахунку на вуглець) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 208 - Дих клапан; ємність нафти V = 100 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,01385 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 210 - Дих клапан; Ємність V= 12 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00112 г/с з дати видачі дозволу;
 Етан – норматив не встановлено;
 Пропан – норматив не встановлено;
 Бутан – норматив не встановлено;
 Пентан – норматив не встановлено;
 Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 215 –Труба; Ємність V= 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 216 –Труба; Ємність V= 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 217 –Труба; Ємність V= 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 218 –Труба; Ємність V= 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Масло мінеральне нафтове (веретенне, машинне, циліндрове і ін.) – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 219 – Труба; Лабораторія

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 220 – Труба; Лабораторія

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 222 – Дих. клапан; Ємність інгібітора корозії V=2 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

"Інгібітор корозії «Нефтехим-1» (талове масло - 32%, гас - 20%, поліетиленполіаміди - 8%, стабільний каталізатор - 10%) – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 224 – Труба; Ємність технологічна Р-1/1 V = 100 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 225 – Труба; Ємність технологічна Р-1/1 V = 100 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 226 – Труба; Ємність технологічна Р-2/1 V = 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 227 – Труба; Ємність технологічна Р-2/1 V = 50 м³

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
------------------------------------	--	---	---

1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 228 – Труба; Сепаратор піску С-1/1 V = 30 м3

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 229 – Труба; Сепаратор піску С-1/1 V = 30 м3

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Вуглеводні насичені С12 - С19 (розчинник РПК-26511 та ін.) у перерахунку на сумарний органічний вуглець – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 231 - Труба; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;

Етан – норматив не встановлено;

Пропан – норматив не встановлено;

Бутан – норматив не встановлено;

Пентан – норматив не встановлено;

Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 232 - Труба; УСН-1.Насосна нафтова (НК-200/120)

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00027 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

Номери джерел викидів: № 233 - Труба; насоси № Н-15/1, Н-15/2, Н-15/3

Найменування забруднюючої речовини	Гранично допустимий викид відповідно до законодавства, мг/м ³	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення
1	2	3	4
-	-	-	

Для речовин, на які не встановлені нормативи граничнодопустимих викидів відповідно до законодавства, встановлюються для кожного джерела викиду наступні величини масової витрати (г/сек):

- Метан - 0,00001 г/с з дати видачі дозволу;
- Етан – норматив не встановлено;
- Пропан – норматив не встановлено;
- Бутан – норматив не встановлено;
- Пентан – норматив не встановлено;
- Гексан – норматив не встановлено.

2.16.7.2.1 Пропозиції щодо умов, які встановлюються в дозволі на ВИКИДИ

1 Умова 1. До викидів забруднюючих речовин (в тому числі, до технологічного процесу, обладнання та споруд, очистки газопилового потоку)

1.1 Для жодного з вказаних дозволених видів викидів в атмосферу не повинні перевищуватися гранично допустимі рівні викидів, наведені в розділі 3 додатку до Дозволу. Інших викидів в атмосферу, що чинять суттєвий вплив на навколишнє середовище, бути не повинно. Викиди забруднюючих речовин із стаціонарних джерел підприємства, які не підлягають, не повинні призводити до перевищення гігієнічних нормативів на межі санітарно-захисної зони.

1.2 Статистичні звіти про викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря повинні надаватися відповідно до законодавства. Наведена в таких звітах інформація повинна готуватися у відповідності з інструкціями з даного питання

1.3 Усі роботи на підприємстві повинні здійснюватись відповідно до затверджених технологічних документів. Використовувати сировину та матеріали відповідно до ДСТУ, ТУ і т.п., з додержанням вимог чинного природоохоронного законодавства України.

1.4 Оператор повинен забезпечити доступ представника Державної екологічної інспекції на об'єкт у встановленому законодавством порядку.

1.5 Ведення технологічного процесу й обслуговування обладнання в суворій відповідності з керівництвом по експлуатації, проектною документацією, виробничими інструкціями, інструкціями з техніки безпеки, протипожежної та екологічної безпеки.

1.6 При внесенні змін до технологічного процесу, зміні технологічного обладнання або матеріалів необхідно проводити корегування дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

1.7 Жоден із вказаних дозволених викидів в атмосферу не повинен перевищуватися граничнодопустимі рівні викидів, наведені в розділі 3 додатку до Дозволу. Інших викидів в атмосферу, що чинять суттєвий вплив на навколишнє середовище, бути не повинно.

1.8 Сировина, що використовується на об'єкті повинна відповідати технічним умовам, державним стандартам, санітарним нормам та регламентам технологічних процесів. Використовувати тільки ту сировину, що відповідає техрегламенту.

1.9 Суб'єкт господарювання повинен забезпечити контроль за точним дотриманням технологічних регламентів.

1.10 Суб'єкт господарювання повинен забезпечити, щоб усі роботи на об'єкті виконувались таким чином, щоб викиди в атмосферне повітря не призводили до суттєвих незручностей за межами об'єкту або до суттєвого впливу на навколишнє природне середовище.

2.1. До дозволених обсягів викидів, що відводяться від окремих типів обладнання -не встановлюються.

Таблиця 9.3. Пропозиції щодо дозволених обсягів викидів, що відводяться від окремих типів обладнання

Джерело утворення		Забруднююча речовина		Максимальна масова концентрація забруднюючої речовини, мг/м ³	Технологічний норматив допустимих викидів відповідно до законодавства, мг/м ³		Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Строк досягнення затвердженого значення гранично допустимого викиду
найменування, марка, вид палива	номер	код	найменування		поточний	перспективний		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Не встановлюються								

2.2 До залпових джерел викидів.

Таблиця 9.5. Дозволені обсяги залпових викидів

Номер джерела викиду	Забруднююча речовина		Максимальна масова концентрація мг/м ³	Потужність викиду		Періодичність, раз/доба, місяць, рік	Тривалість викиду, хвилини, годин	Річна величина залпових викидів, т/рік
	код	найменування		г/с	Кг /год			
1	2	3	4	6	7	8	9	10
92	67-56-1/ 11036	Спирт метиловий	3,97	0,000433	0,0016	1 раз на добу	3 с (0,05 хв)	0,00374

3 До обладнання та споруд

3.1 Технологічне устаткування, яке використовується на об'єкті, повинно відповідати проектній документації. При проведенні реконструкції, модернізації, введенні нових потужностей виробництва підприємство повинно керуватися чинним природоохоронним законодавством України.

3.2 Технологічне устаткування, яке використовується на об'єкті, повинно відповідати проектній документації (проекту розробки та рекультивації родовища).

3.3 Усі роботи на підприємстві повинні здійснюватися відповідно з затвердженими технологічними документами з використанням сировини та матеріалів, що відповідають ДСТУ, ТУ та інш. нормативній документації, затвердженій в

установленому порядку з додержанням вимог чинного природоохоронного законодавства України.

3.4 Забороняється виконувати роботи при несправному обладнанні, у випадку відсутності захисних засобів та в інших випадках, які загрожують життю або здоров'ю персоналу.

3.6 При виявленні перед початком роботи або під час роботи несправностей на в обладнанні, необхідно зупинити роботу, вимкнути обладнання, прилади і повідомити про це керівника робіт для вжиття заходів щодо їх усунення.

4 До очистки газопилового потоку

4.1 Забороняється експлуатація технологічного обладнання на стаціонарному джерелі №102 без використання установок очистки газу, при несправній або відключеній ГОУ.

4.2 Експлуатація ГОУ має здійснюватись згідно із затвердженими Правилами технічної експлуатації установок очистки газу.

4.3 Вчасно проводити технічні огляди та планові ремонти ГОУ.

4.5 Підтримувати в герметичному стані трубопроводи, які ведуть від джерел утворення викиду до ГОУ.

4.6 Своєчасно проводити очистку бункеру від пилу, не допускаючи його повного заповнення.

4.7 Контролювати фактичні показники ГОУ.

4.8 Газоочисне обладнання, що установлене для вловлювання речовин у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом під час проведення робіт на технологічному устаткуванні, повинно забезпечити наступну ступінь очистки:

Номер джерела викиду	Найменування ГОУ	Ефективність роботи ГОУ, %
1	2	3
102	Циклон УЦ-900	Не нижче ніж 88,2 %

5. До виробничого контролю

5.1 Гранично допустимі викиди в атмосферу в рамках дозволу повинні тлумачитися наступним чином:

5.1.1 Періодичний моніторинг:

а) для будь-якого параметру, вимірювання якого в силу особливостей пробовідбору/аналізу за 20 хвилин неможливо, необхідно встановити придатний період пробовідбору.

б) результати вимірювань масової концентрації забруднюючої речовини, які характеризують вміст цієї забруднюючої речовини за двадцятихвилинний

проміжок часу по всьому вимірному перерізу газоходу, вважаються такими, що не перевищують значення відповідного нормативу граничнодопустимого викиду, якщо значення кожного результату вимірювання не перевищують значення встановленого нормативу граничнодопустимого викиду.

в) гранично допустима інтенсивність викидів повинна розраховуватися на основі концентрацій як середня величина за певний період часу, помножена на величину відповідної масової витрати. Не один з визначених таким чином показників не повинен перевищувати гранично допустиму величину інтенсивності викидів.

г) для всіх інших параметрів, не один із середніх показників за 20 хвилин не повинен перевищувати гранично допустиму величину дозволених викидів.

5.2 Гранично допустимі концентрації для викидів в атмосферу, повинні досягатися без розбавлення повітрям та повинні ґрунтуватися на величинах обсягу газів, призведених до наступних нормальних умов:

5.2.1 У випадку газів (окрім продуктів спалювання): температура: 273К, тиск: 101,3 кПа (без виправлень на вміст кисню та вологості).

5.2.2 У випадку газоподібних продуктів спалювання: температура: 273К, тиск: 101,3 кПа, сухий газ; 3% кисню для газоподібного палива.

5.3 Оператор повинен проводити відбір проб, аналіз, вимірювання, дослідження, обслуговування та калібрування відповідно до розділу 5 – Перелік заходів щодо здійснення контролю за дотриманням затверджених нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин та умов дозволу на викиди.

6. Перелік заходів щодо здійснення контролю за дотриманням встановлених технологічних нормативів викидів, що відводяться від окремого типу обладнання – не встановлюється.

Таблиця 9.4. Перелік заходів щодо здійснення контролю за дотриманням встановлених технологічних нормативів викидів, що відводяться від окремого типу обладнання

Номер джерела викиду	Джерело утворення		Назва забруднюючої речовини	Затверджений гранично допустимий викид, мг/м ³	Періодичність вимірювання	Методика виконання вимірювань	Місце відбору проб
	найменування, марка, вид палива	номер					
1	2	3	4	5	6	7	8
Не встановлюються							

7 До адміністративних дій у разі виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру

7.1 Суб'єкт господарювання (Оператор) повинен направляти повідомлення, як по телефону, так і по факсу (якщо є така можливість) до Міндовкілля та Державної екологічної інспекції терміново (на скільки це практично можливо), після того, як відбувається щось з наступного:

- а) будь-який викид, який не відповідає вимогам Дозволу;
- б) будь-яка аварія, яка може створити загрозу забруднення повітря або може потребувати екстрених заходів реагування. У якості складової частини повідомлення, Оператор повинен вказати дату та час такої аварії, привести докладну інформацію про те, що сталося та заходи, прийняті для мінімізації викидів і для попередження подібних аварій в майбутньому.

7.2. Суб'єкт господарювання (Оператор) повинен документально фіксувати будь-які аварії, вказані в пункті 7.1 даної умови. В повідомленні, яке надається до Мінприроди та Державній екологічній інспекції, повинна наводитися докладна інформація про обставини, які призвели до аварії та про всі прийняті дії для мінімізації впливу на навколишнє середовище та для мінімізації обсягу утворених відходів.

7.3. Щорічно не пізніше 31 березня подавати щорічний звіт суб'єкта господарювання про дотримання умов дозволу на викиди та виконання заходів щодо здійснення контролю за дотриманням установлених гранично допустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Звіт подається та розміщується в електронній або паперовій формі за формою, затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 20 січня 2023 р. № 58.

7.4 Інформування та підготовка персоналу.

А) Оператор повинен ввести в дію і підтримати в дії процедури для визначення необхідних сфер підготовки персоналу для всіх співробітників, робота яких може здійснити суттєвий вплив на забруднення атмосферного повітря. Повинна підтримуватися відповідна документація про підготовку персоналу.

Б) Персонал, який виконує спеціальні завдання, повинен володіти необхідною кваліфікацією (необхідною освітою, підготовкою та/або досвідом роботи).

7.5 Обов'язки.

А) Оператор повинен отримати новий дозвіл на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря в разі зміни у технологічних процесах, змінах обладнання, пов'язаного з викидами забруднюючих речовин в атмосферне повітря, при зміні виду палива, при роботі паливовикористовуючого обладнання на змішаному паливі, а також при збільшенні часів роботи обладнання.

8 Вимоги

До насосів (Дж. №1,3, 4, 6, 21, 23, 26, 35, 47, 194-196, 209, 223)

При експлуатації насосного обладнання потрібно встановити нагляд за герметичністю насосів, трубопроводів, арматури. Пропуски необхідно негайно усувати.

До ПРК (Дж. №24)

Перевірка герметичності, справності заземлюючих пристроїв та функціонування механізмів проводиться візуальним методом. Виявлені несправності усуваються. Періодичність планово-запобіжних оглядів встановлюється в залежності від експлуатаційних умов, але не рідше 1 разу на рік, без демонтажа.

До шламонакопичувача (Дж. № 230)

Шламонакопичувач повинен систематично звільнятися від промислових стоків, щоб забезпечувати можливість приймання аварійно розлитого продукту.

До запірно-регулювальної арматури, запобіжних клапанів, фланців (Дж. №96)

При експлуатації обладнання повинний бути встановлений нагляд за герметичністю фланцевих з'єднань, запірно-регулюючої апаратури та запобіжних клапанів.

До зварювальних робіт (Дж. № 99,103)

Електроди, які використовуються при зварюванні, повинні бути заводського виготовлення і відповідати номінальній величині зварювального струму. Покриття електродів повинне бути однорідним, щільним, без здуття, напливів і тріщин.

До газової різки (Дж. № 100)

Абразивний інструмент, що експлуатується, повинен бути без тріщин на поверхні, а також мати відмітку про випробування на механічну міцність .

До дільниці приготування бетонного розчину (Дж. № 101)

Цемент для виконання бетонних робіт необхідно зберігати в закритих ємностях, запобігаючи розпиленню під час завантаження та вивантаження.

До переробки шламів (дж. №№ 188, 189, 1991-196).

При переробці нафтошламів та нафтових емульсій необхідно вести контроль за дотриманням наступних технологічних параметрів: температурою центрифугування; дозуванням хімреагентів (деемульгатора, флокулянта); швидкістю обертання ротора центрифуги; об'ємною витратою рідини, що подається на центрифугу. Регулярно перевіряти справність КВПіА. Умови перекачування повинні відповідати нормам технологічного режиму щодо температури нагрівання нафтоводяної суміші та продуктивності роботи обладнання.

До факелів (Дж. № 50, 95, 200, 221).

Факельна система повинна забезпечувати стабільне горіння в широкому інтервалі витрат газів і парів, а також безпечну густину теплового потоку та запобігати попаданню повітря через верхній зріз факельних стовбурів у внутрішній простір. Для забезпечення стабільного горіння при спалюванні газів і парів з показником співвідношення їх густини відносно густини повітря більше ніж 0,8, швидкість викиду не повинна перевищувати 120 м/с. Всі роботи, пов'язані з обслуговуванням та ремонтом аварійних факельних систем необхідно планувати та проводити так, щоб скоротити час простою факельних трубопроводів та обладнання, яке знаходиться у відкритому стані.