



Утверждаю:

Менеджер отдела охраны  
окружающей среды  
ТОО «Тенгизшевройл»  
Болатбек Туралиев



«    » «    » 2023 г.

**ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ  
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ  
ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ» НА 2024 ГОД**

**КНИГА 2  
ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ  
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ**

Разработчик:

ТОО «SED»

Директор

Носков В.В.

«    » «    » 2023 г.



Алматы, 2023

## СОСТАВ ПРОЕКТА

- Книга 1 Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
- Книга 2 Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**
- Книга 3 Приложения
- Приложение 1 Таблицы к разделу 6 «Контроль за соблюдением НДВ загрязняющих веществ»
- Приложение 2 Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на перспективу и при аварийной ситуации
- Приложение 3 Таблицы параметров выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта НДВ
- Приложение 4 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» (по источникам и загрязняющим веществам)
- Приложение 5 Табличные и справочные данные
- Приложение 6 Техническая и отчётная документация Заказчика
- Приложение 7 Результаты расчётов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере
- Приложение 8 Перечни согласованных проектов по Заключениям ГЭЭ и Экологическим разрешениям на воздействие
- Приложение 9 Перечень разделов «Охрана окружающей среды» проектов намечаемой деятельности на объектах ТШО

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

### ТОО «SED»

Директор Департамента экологического  
нормирования выбросов загрязняющих  
веществ и парниковых газов (ДЭНВЗВиПГ)

А.Р. Екибаева

(общее руководство)

Ответственный исполнитель  
(Директор проекта)  
Старший менеджер ДЭНВЗВиПГ

Н.В. Власова

(Книга 1; разделы 3.1; 3.4-3.8; 4-6 Книги 2,  
приложения 2.1; 2.5; 3.1; 3.6; 4.1; 4.6; 6; 7 Книги 3)

Старший менеджер ДЭНВЗВиПГ

О.Н. Поворознюк

(Книга 1; разделы 3.1; 3.5; 3.7; 6 Книги 2,  
приложения 1; 2.2-3; 2.5; 3.2-3; 3.6; 4.3-3; 4.6  
Книги 3)

Старший менеджер ДЭНВЗВиПГ

К.Ы. Байзаков

(Книга 1; разделы 3.5; 3.7; 4.3-2; 6 Книги 2,  
приложения 1; 2.5; 3.6; 4.6; 5 Книги 3)

Менеджер ДЭНВЗВиПГ

А.Б. Бекназарова

(разделы 2; 3.1; 3.3 Книги 2)

Старший менеджер ДЭНВЗВиПГ

Л.Б. Кайбалдиева

(Книга 1; разделы 3.1; 3.2; 3.5; 3.7; 6 Книги 2,  
приложения 1; 2.4; 2.5; 2.8-9; 3.4-5,3.7; 4.4,  
4.5,4.7 Книги 3)

Старший менеджер ДЭНВЗВиПГ

Е. Медведева

(раздел 4.2 Книги 2, приложения 1.9, 7,  
Книги 3)

Менеджер ДЭНВЗВиПГ

А. Черепанова

(Приложения 1.8, 3.8, 4.8)

### Оформление отчета:

Директор департамента графического  
оформления и выпуска проектов

С.В. Чижегова

(оформление проекта)

ГИС-Менеджер

Р.Е. Садвокасов

(компьютерная графика, карты)

Менеджер по отчетам

В.О. Стахова

(оформление проекта)

Менеджер по отчетам

Л. Дараган

(перевод)

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

<b>АЗС</b>	– автозаправочная станция
<b>АРП</b>	– авторемонтное предприятие
<b>БУ</b>	– буровая установка
<b>БССН</b>	– базовая система сбора нефти
<b>ВД</b>	– высокое давление
<b>ВО</b>	– внешние объекты
<b>ГЗУ</b>	– групповая замерная установка
<b>ГМ</b>	– главный манифольд
<b>ГМИ</b>	– газ мгновенного испарения
<b>ГОСТ</b>	– государственный стандарт
<b>ГПЗ</b>	– газоперерабатывающий завод
<b>ГФ</b>	– газовый фактор
<b>ГСМ</b>	– горюче-смазочные материалы
<b>ГТ</b>	– газовая турбина
<b>ГТС</b>	– газотурбинная станция
<b>ГТУ</b>	– газотурбинная установка
<b>ТГТЭС</b>	– Тенгизская газотурбинная электростанция
<b>ДГ</b>	– дизельный генератор
<b>ДГСЭН</b>	– департамент госсанэпиднадзора
<b>ДМК</b>	– демеркаптанализация
<b>ДНП</b>	– давление насыщенного пара
<b>ДЭА</b>	– диэтанолламин
<b>ЖСВЦ</b>	– жидкосерный вагон-цистерна
<b>ЗВ</b>	– загрязняющие вещества
<b>ЗВП</b>	– завод второго поколения
<b>ЗРА</b>	– запорно-регулирующая арматура
<b>ЗСГ</b>	– закачка сырого газа
<b>ЗСГТП</b>	– закачка сырого газа третьего поколения
<b>ЗПКС</b>	– замерные площадки кустов скважин
<b>ЗТП</b>	– завод третьего поколения
<b>ИЗА</b>	– источник загрязнения атмосферы
<b>Кв</b>	– киловольт
<b>кВА</b>	– киловольт-ампер
<b>КГЗУ</b>	– Королевская групповая замерная установка
<b>КИП</b>	– контрольно-измерительный прибор
<b>КОВ</b>	– комплекс установки для нейтрализации/обезвреживания воды

<b>КОС</b>	– комплекс очистных сооружений
<b>КСГ</b>	– компримирование сырого газа
<b>КРС</b>	– капитальный ремонт скважин
<b>КТК</b>	– Каспийский трубопроводный консорциум
<b>КТЛ</b>	– комплексная технологическая линия
<b>МВт</b>	– мегаватт
<b>НД</b>	– низкое давление
<b>НДВ</b>	– нормативы допустимых выбросов
<b>НКТ</b>	– насосно-компрессорные трубы
<b>ННЭ</b>	– нефтеналивная эстакада
<b>НТ</b>	– нагнетательная (скважина) на Тенгизе
<b>ОБУВ</b>	– ориентировочные безопасные уровни воздействия
<b>ОП</b>	– Основное производство
<b>ОЦУП</b>	– объединенный центр управления производством
<b>ПБР/ПУУД</b>	– Проект будущего расширения/Проект управления устьевым давлением
<b>ПДВ</b>	– предельно допустимый выброс
<b>ПВП</b>	– проект второго поколения
<b>ПВС</b>	– пароводоснабжение
<b>ПДК</b>	– предельно допустимая концентрация
<b>ПДК<sub>м.р.</sub></b>	– максимально разовая предельно допустимая концентрация
<b>ПДК<sub>с.с.</sub></b>	– среднесуточная предельно допустимая концентрация
<b>ПЗГ</b>	– проект закачки газа
<b>ПИВ</b>	– повторное использование воды
<b>ПКС</b>	– площадка кустовых скважин
<b>ППК</b>	– пружинный предохранительный клапан
<b>ППР</b>	– последовательный периодический реактор
<b>ПРМПС</b>	– проект расширения мощностей производства серы
<b>ПЭК</b>	– производственный экологический контроль
<b>РВОСН</b>	– расширение возможностей отгрузки сырой нефти
<b>РВС</b>	– резервуар вертикальный стальной
<b>РИП</b>	– ремонтно-испытательный пункт
<b>РК</b>	– Республика Казахстан
<b>РМЦ</b>	– ремонтно-механический цех
<b>РНД</b>	– республиканский нормативный документ
<b>РПН</b>	– резервуарный парк нефти
<b>СанПиН</b>	– санитарные нормы и правила
<b>СД</b>	– среднее давление
<b>С<sub>м</sub></b>	– максимальная концентрация

<b>СНиП</b>	– строительные нормы и правила
<b>СПД</b>	– система повышения давления
<b>СРП</b>	– соглашение о разделе продукции
<b>ССНП</b>	– система сбора нового поколения
<b>ССН ПБР</b>	– система сбора нефти ПБР
<b>ССТП</b>	– система сбора третьего поколения
<b>СУГ</b>	– сжиженный углеводородный газ
<b>ТБО</b>	– твердые бытовые отходы
<b>ТГ</b>	– турбогенератор
<b>ТГТЭС</b>	– Тенгизская газотурбинная электростанция
<b>ТОШ</b>	– Термомеханическая обработка шлама
<b>ТШО</b>	– Тенгизшевройл
<b>ТЭЦ</b>	– Тенгиз Эко Центр
<b>У</b>	– установка
<b>УВ</b>	– углеводороды
<b>УВС</b>	– углеводородная смесь
<b>УДС</b>	– установка дегазации серы
<b>УЗСВ</b>	– участок закачки сточных вод
<b>УНЩ</b>	– установка нейтрализации щелочи
<b>УПС</b>	– установка переплавки серы
<b>ЦПМ</b>	– центральный промысловый манифольд
<b>ШФЛУ</b>	– широкая фракция легких углеводородов

## АННОТАЦИЯ

Основанием для разработки Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год является:

- Контракт № 1792817;
- Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК;
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63);
- Действующий проект «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ53VCZ03223814).

Основанием для разработки Проекта НДВ на 2024 год является необходимость учета новых и изменения параметров существующих источников загрязнения атмосферы объектов Основного производства (ОП), ПБР/ПУУД, подрядных организаций согласно п. 7 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [2]. Ранее установленные нормативы допустимых выбросов на 2024 год пересмотрены с учетом:

- необходимости включения эмиссий из Разделов «Охрана окружающей среды» (далее Раздел ООС) проектов намечаемой деятельности во исполнение требований п.3 ст.49 и п.5 ст.39 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г.;
- данных РООС согласованных проектов намечаемой деятельности для корректировки выбросов и изменения параметров существующих источников ОП и ПБР;
- уточненных объемов сжигания сырого газа на факельных установках объектов Основного производства и ПБР/ПУУД согласно изменениям в действующей ПРПСГ, связанным с обновлением планов производства продукции, уточнением планов работ по ускоренному вводу новых объектов ПБР в 2024 г. и выводом их на стабильный режим эксплуатации;
- фактической максимальной нагрузки оборудования за последние три года;
- актуализации графика проведения пусконаладочных работ, поэтапного ввода в эксплуатацию объектов Проекта ПБР;
- планируемых изменений производственных показателей по расходу топливного газа и дизтоплива, материалов при проведении планируемых работ и услуг подразделений ТШО;
- корректировки выбросов ряда существующих источников Подрядных организаций и включения выбросов новых подрядчиков;
- ввода в эксплуатацию новых источников для обеспечения текущей деятельности предприятия по объектам ОП и ПБР согласно п. 20 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [2].

В настоящем Проекте определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ для производственных подразделений ТШО на момент проведения инвентаризации (Книга 1) и на перспективу развития предприятия – 2024 год (Книга 2), проведен расчет выбросов на нормируемый период с учетом планируемых работ по всем объектам ТШО.

Перечень источников выбросов и их характеристики для действующих объектов предприятия определены на основе инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу и их источников.

Исходными данными для теоретических расчетов на 2024 год явились технические характеристики и паспорта применяемого оборудования, его продолжительность работы, объемы сжигания на факелах, расходы топлива, материалов, качественный состав сжигаемых смесей, графики процессов пуска-наладки и вывода объектов ПБР на режим стабильной эксплуатации, представленные предприятием, материалы согласованных РООС проектов строительства. При этом были использованы данные инструментальных замеров на источниках выбросов (мониторинга эмиссий), которые проводятся на предприятии в рамках действующей утвержденной Программы производственного экологического контроля (ПЭК).

В книге 2 настоящего проекта представлены материалы по всем объектам ТОО «Тенгизшевройл» с учетом планируемых показателей разработки месторождений Тенгиз и Королевское, поэтапного ввода в эксплуатацию объектов ПБР/ПУУД:

- краткая характеристика оператора как источника загрязнения атмосферного воздуха, описание основных технологических процессов, характеристика существующих источников выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятия;
- характеристика источников выбросов вредных веществ в атмосферу на перспективу;
- оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами всех веществ и групп суммации, имеющихся в выбросах предприятия;
- предложения по нормативам предельно допустимых выбросов;
- план мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на нормируемый период;
- мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеоусловий (НМУ);
- рекомендации по контролю за соблюдением установленных нормативов выбросов по веществам для основных источников выброса и на границе СЗЗ (области воздействия).

Основными видами деятельности ТШО является добыча и реализация углеводородного сырья и серы. Лицензионный участок площадью 2500 км<sup>2</sup> или 1600 квадратных миль включает огромное Тенгизское месторождение и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение, а также несколько перспективных участков для ведения разведки.

Месторождения нефти Тенгиз и Королевское расположены в Западном Казахстане на северо-восточном побережье Каспийского моря в Жылыойском районе Атырауской области.

В настоящее время объекты ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области условно разделены на следующие основные группы:

#### **I. Объекты Основного производства (ОП):**

- объекты месторождений Тенгиз и Королевское – добыча и транспортировка добываемой продукции, закачка сырого газа (далее – Промысел);
- газоперерабатывающий завод КТЛ – подготовка нефти и газа;
- завод второго поколения (ЗВП) – подготовка нефти и газа;
- внешние объекты – сервисные объекты и объекты жизнеобеспечения ТШО;

#### **II. Объекты ПБР/ПУУД:**

- объекты Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) – объекты Завода третьего поколения (ЗТП), Системы повышения давления (СПД) и Закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП), объекты инфраструктуры ПБР;

### III. Объекты подрядных организаций:

- объекты подрядных организаций ОП, привлеченных ТШО для выполнения отдельных видов работ и услуг (строительные и ремонтные работы, буровые работы, услуги по подготовке буровых растворов, переработке отходов бурения, по монтажу/демонтажу оборудования и др.);
- подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ).

Производственная деятельность предприятия ТОО «Тенгизшевройл» в зависимости от уровня и риска негативного воздействия на окружающую среду относится к I категории по классификации ст. 12 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК.

Количество *нормируемых выбросов* от стационарных источников ТШО в **2024 году** составит:

№ п/п	Наименование	НДВ 2024 год	
		г/с	т/год
	<b>ТШО, в целом</b>	<b>439 190.6734</b>	<b>151 143.2931</b>
	Из них:		
<b>I</b>	<b>Объекты Основного производства:</b>	<b>308 220.9173</b>	<b>90 934.6214</b>
1	Объекты месторождений Тенгиз и Королевское, закачка сырого газа (Промысел)	37 090.4800	23 409.1975
2	Газоперерабатывающий завод КТЛ	135 398.3265	51 352.8216
3	Завод второго поколения (ЗВП)	134 032.6707	9 153.3840
4	Внешние объекты (ВО)	1 699.4401	7 019.2183
<b>II</b>	<b>Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска наладки и эксплуатации)</b>	<b>128 638.0374</b>	<b>49 469.4332</b>
5	Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска наладки и эксплуатации)	128638.0374	49469.4332
<b>III</b>	<b>Объекты подрядных организаций ТШО</b>	<b>2 024.93435</b>	<b>9 155.2106</b>
6	Объекты подрядных организаций Основного производства	1 435.1061	5 297.4220
7	Подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ)	589.8282	3 857.7886
<b>IV</b>	<b>Работы согласно РООС к проектам намечаемой деятельности</b>	<b>306.78433</b>	<b>1 584.0279</b>

В настоящем Проекте по сравнению с аналогичным периодом (2024г.) действующего проекта НДВ валовые выбросы ЗВ возросли в основном за счет включения выбросов от технологически неизбежного сжигания газа на факелах – на 68357,7 т (из них 90,7% - 61973,5 т от факелов и 9,3% - 6384,2 т без факелов).

В действующем Проекте НДВ (корректировка 2023-2024 гг.) выбросы от факелов были определены только на 2023 год в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа, выданным уполномоченным органом в области углеводородов, что соответствует требованию части 3 п.18 Методики определения нормативов [2].

По сравнению с выбросами предыдущего 2023 года действующего проекта НДВ (с факелами) в 2024 году ожидается рост объемов выбросов на 45444,6 т, из них на 86,5% (39305,4 т) от факелов и на 13,5% (6139,2 т) без факелов. Наибольший вклад в рост выбросов вносят источники ПБР/ ПУУД (на 32810,3 т – рост от факелов, на 3439,9 т – рост от источников кроме факелов).

То есть, рост выбросов в 2024 году в первую очередь связан с увеличением доли технологически неизбежного сжигания газа на новых объектах ПБР/ПУУД при запуске технологического оборудования и выводе его на стабильный режим эксплуатации. В 2024 году основные объекты ПБР/ПУУД, такие как Завод третьего поколения (ЗТП), Завод по закачке сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) будут работать в режиме пуска-наладки и наращивания мощностей до проектных. В связи с этим возрастет нагрузка как на вводимые в эксплуатацию объекты ПБР/ПУУД при пуско-наладочных работах (ГТЭС, парогенераторы), так и на действующее Основное производство (дополнительные объемы сжигания газа на факелах Промысла при отработке скважин,

на печах сжигания кислого газа, на объектах выработки тепло- и электроэнергии - ГТЭС, парогенераторах, котельных).

Выбросы загрязняющих веществ, предлагаемые в качестве нормативов от факелов, рассчитаны, исходя из прогнозных объемов сжигания газа, согласованных в рамках Программы развития переработки сырого газа (ПРПСГ). Прогнозные объемы сжигания определены для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования и исключения возможности возникновения аварийных ситуаций в производственном процессе.

Изменение выбросов от стационарных источников (кроме факелов) связано также с уточнением параметров отдельных источников загрязнения Основного производства согласно фактической нагрузке оборудования, ПБР/ПУУД, включением выбросов новых и корректировки существующих источников Подрядных организаций, включением в Проект источников РООС согласованных проектов намечаемой деятельности, а также источников выбросов новых проектов намечаемой деятельности (на 2024 год).

В 2024 году наибольшая доля вклада в суммарный валовый выброс ТШО будет приходиться на выбросы источников КТЛ – 34,0%. Доля выбросов источников ПБР/ПУУД – 32,7%, Промысла – 15,5%, ЗВП – 6,1%, ВО – 4,6%, подрядных организаций – 6,1%, РООС – 1,0%.

Без учета факелов наибольший вклад в суммарный валовый выброс ТШО также будут вносить источники КТЛ – 53,0 %. Доля выбросов источников ПБР/ПУУД – 17,9%, Промысла – 1,4%, ЗВП – 8,1%, ВО – 7,6%, подрядных организаций – 10,3%, РООС – 1,8%.

В целом на площадках ТШО в **2024 году** установлено **2862** стационарных источника выбросов (1910 – организованных и 952 – неорганизованных).

Из них по объектам предприятия:

№№ п/п	Наименование	Количество источников выбросов ЗВ в атмосферу
		2024 год
	<b>ТШО, в целом,</b>	<b>2862</b>
	организованные источники	1910
	неорганизованные источники	952
	В том числе:	
<b>I</b>	<b>Объекты Основного производства</b>	<b>770</b>
<u>1</u>	<u>Промысел. ЗСГ</u>	<u>171</u>
	организованные источники	88
	неорганизованные источники	83
<u>2</u>	<u>КТЛ</u>	<u>138</u>
	организованные источники	84
	неорганизованные источники	54
<u>3</u>	<u>ЗВП</u>	<u>45</u>
	организованные источники	27
	неорганизованные источники	18
<u>4</u>	<u>Внешние объекты</u>	<u>416</u>
	организованные источники	275
	неорганизованные источники	141
<b>II</b>	<b>Объекты ПБР/ПУУД</b>	
<u>5</u>	<u>Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска/наладки и эксплуатации)</u>	<u>322</u>
	организованные источники	277
	неорганизованные источники	45
<b>III</b>	<b>Объекты подрядных организаций ТШО</b>	<b>1409</b>
<u>6</u>	<u>Объекты подрядных организаций ОП</u>	<u>1119</u>
	организованные источники	675
	неорганизованные источники	444
<u>7</u>	<u>Подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ)</u>	<u>290</u>
	организованные источники	226
	неорганизованные источники	64
<b>IV</b>	<b>Работы согласно РООС к проектам намечаемой деятельности</b>	<b>361</b>
	организованные источники	258
	неорганизованные источники	103

В настоящем Проекте количество источников снизилось на 292 ед. по сравнению с 2023 г. и увеличилось на 630 ед. по сравнению с 2024 г. действующего проекта НДВ. Изменения количества источников выбросов связаны с уточнением перечня источников ОП, ПБР/ПУУД, подрядных организаций, источников выбросов строительства и эксплуатации согласованных РООС, а также РООС новых проектов намечаемой деятельности. Основные изменения количества действующих источников – на площадках ВО, ПБР/ПУУД и подрядных организаций, осуществляющих строительномонтажные работы в рамках ПБР/ПУУД.

В 2024 году в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 107 наименований. Количество и наименования групп суммации не изменятся.

Нормативы допустимых выбросов для ТОО «Тенгизшевройл» в целом установлены с учетом взаимного влияния всех существующих и новых источников выбросов объектов.

По результатам расчетов рассеивания выбросов от источников объектов основного и вспомогательных производств ТШО, осуществляющих свою деятельность на месторождениях Тенгиз и Королевское, максимальные зоны воздействия ( $C_m \geq 1,0$  ПДК<sub>мр</sub>) по группам суммации диоксидов азота и серы и суммации сероводорода и диоксида серы не выходят за пределы установленной СЗЗ, а в северо-западной части пределы расчетной зоны воздействия близки к границе СЗЗ (рисунки 4.2.1-4.2.4 и рисунки Приложения 7).

Ближайшие населенные пункты (п. Боранкул и п. Косчагыл) находятся на значительном удалении от объектов ТШО и не попадают в зону воздействия. Выбросы загрязняющих веществ от источников всех объектов ТШО в Атырауской области не будут оказывать заметного влияния на ближайшую жилую зону.

Расчетами уровня загрязнения атмосферы в период нормирования установлено: максимальные приземные концентрации всех загрязняющих веществ и всех групп суммаций на границе установленной СЗЗ и в ближайшей жилой зоне - ниже 1 ПДК<sub>мр</sub>.

До утверждения экологических нормативов качества в качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись гигиенические нормативы (ПДК<sub>мр</sub> и ОБУВ) в соответствии п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63).

Все расчёты приземных концентраций ЗВ выполнены из условия максимально возможного количества одновременно работающих источников выбросов, с учетом общей нагрузки на атмосферный воздух существующих и проектируемых объектов ТШО, включая выбросы от источников ОП и ПБР/ПУУД, всех подрядных организаций ТШО и РООС проектов намечаемой деятельности (таблицы раздела 4.2 настоящей Книги). Для действующих объектов была учтена фактическая максимальная нагрузка оборудования за последние три года, за исключением случаев технологически неизбежного сжигания газа.

Учитывая результаты расчетов рассеивания, выбросы всех нормируемых стационарных источников объектов ТОО «Тенгизшевройл» предлагается принять в качестве нормативов допустимых выбросов по всем загрязняющим веществам.

Так как на ТШО установлена санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая по своему функциональному назначению по сути является зоной воздействия, за границей которой должны соблюдаться установленные нормативы качества окружающей среды, в настоящем Проекте проведена оценка достаточности размера санитарно-защитной зоны.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению по проекту СЗЗ (Приложение 6.3) определение границ СЗЗ для объектов ТШО выполнено с учетом перспективы развития предприятия на этап промышленной эксплуатации месторождения по результатам расчетов рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе при максимальной загрузке технологического оборудования.

Выбросы всех источников ЗВ в 2024 году предлагаются в качестве НДС.

Планируемые платежи за выбросы в атмосферу в 2024 году составят 40 779 276 093,14 тенге (Приложение 5).

В составе проекта НДС прилагается необходимый картографический и справочный материал по основным производственным подразделениям предприятия.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>АННОТАЦИЯ</b>	<b>7</b>
<b>1. ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>18</b>
<b>2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ</b>	<b>19</b>
<b>3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ</b>	<b>25</b>
3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	25
3.1.1. Объекты месторождений Тенгиз и Королевское, закачка сырого газа	25
3.1.2. Газоперерабатывающий завод КТЛ	34
3.1.3. Завод второго поколения (ЗВП)	42
3.1.4. Внешние объекты ТОО «Тенгизшевройл»	50
3.1.5. Объекты ПБР/ПУУД	58
3.1.6. Объекты подрядных организаций ТШО	66
3.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газа	101
3.3. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню	101
3.4. Перспектива развития предприятия	108
3.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	112
3.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов	112
3.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	119
3.7.1. Качественная и количественная характеристика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	119
3.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных	133
<b>4. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ</b>	<b>140</b>
4.1. Расчет загрязнения атмосферы	140
4.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы	143
4.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов	191
4.4. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	209
4.5. Уточнение границ области воздействия объекта (СЗЗ). Данные о пределах области воздействия (СЗЗ)	215
<b>5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ</b>	<b>217</b>
<b>6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ</b>	<b>219</b>
<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ</b>	<b>226</b>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 3.4-1	Прогноз основных производственных показателей ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы	108
Таблица 3.4-2	Объемы технологически неизбежного сжигания газа на факелах ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год	110
Таблица 3.4-3	Суммарный объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от факелов ТШО в 2024 году	110
Таблица 3.6-1	Суммарный объем залповых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов ТШО, т/год	114
Таблица 3.6-2	Характеристика аварийных выбросов	119
Таблица 3.7-1	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ТШО в целом	122
Таблица 3.7-2	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками Промысла	124
Таблица 3.7-3	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками КТЛ	125
Таблица 3.7-4	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ЗВП	126
Таблица 3.7-5	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками Внешних объектов	127
Таблица 3.7-6	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ПБР/ПУУД	128
Таблица 3.7-7	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками объектов Подрядных организаций ОП	129
Таблица 3.7-8	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками объектов Подрядных организаций ПБР/ПУУД	130
Таблица 3.7-9	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками РООС проектов намечаемой деятельности	131
Таблица 3.8-1	Расчетно-прогнозные объемы технологически неизбежного сжигания ТШО на 2024 год	139
Таблица 4.1-1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания	140
Таблица 4.1-2	Координаты контрольных точек	142
Таблица 4.2-1	Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Теплый период года	145
Таблица 4.2-2	Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Холодный период года	180
Таблица 4.3-1	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» (по загрязняющим веществам)	192
Таблица 4.3-2	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов Промысла (по загрязняющим веществам)	195
Таблица 4.3-3	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов КТЛ (по загрязняющим веществам)	197
Таблица 4.3-4	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ЗВП (по загрязняющим веществам)	198
Таблица 4.3-5	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Внешних объектов (по загрязняющим веществам)	200

Таблица 4.3-6	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ПБР/ПУУД на период пуска наладки и эксплуатации (по загрязняющим веществам)	202
Таблица 4.3-7	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов Подрядных организаций Основного производства ТШО (по загрязняющим веществам)	204
Таблица 4.3-8	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительно-монтажных работ ПБР/ПУУД (для объектов Подрядных организаций ПБР/ПУУД) (по загрязняющим веществам)	206
Таблица 4.3-9	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для источников РООС проектов намечаемой деятельности (по загрязняющим веществам)	207
Таблица 4.4-1	Технические решения по минимизации воздействия на атмосферный воздух оборудования ПБР/ПУУД	214

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 2.1	Ситуационная карта района расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл»	23
Рисунок 2.2	Карта-схема расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл»	24
Рисунок 3.1	Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ базовой системы сбора нефти (БССН)	68
Рисунок 3.2	Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ системы сбора нового поколения (ССНП)	69
Рисунок 3.3	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ Королевского месторождения (КГЗУ1-КГЗУ2)	70
Рисунок 3.4	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке Центрального промыслового манифольда	71
Рисунок 3.5	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке Главного манифольда	72
Рисунок 3.6	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на участке закачки сырого газа в пласт	73
Рисунок 3.7	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на Ремонтно-эксплуатационном участке ЗСГ	74
Рисунок 3.8	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке отработки скважин обратным потоком	75
Рисунок 3.9	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории офиса промысла	76
Рисунок 3.10	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на объектах промысла, завода и внешних объектах	77
Рисунок 3.11	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу в вахтовом поселке ТШО и в аэропорту Тенгиз	78
Рисунок 3.12	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу в вахтовом поселке Шанырак	79
Рисунок 3.13	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на промбазе ТШО	80
Рисунок 3.14	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на базе бурения	81
Рисунок 3.15	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории ТЭЦ	82
Рисунок 3.16	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на объектах железнодорожной инфраструктуры	83
Рисунок 3.17	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу КТЛ	84
Рисунок 3.18	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на заводе второго поколения (ЗВП)	85
Рисунок 3.19	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке новой промбазы ТШО	86
Рисунок 3.20	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на КОС Тенгиз	87
Рисунок 3.21	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории бывшей Королевской взлетно-посадочной полосы (КВПП)	88
Рисунок 3.22	Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ЗУ системы сбора нефти ПБР	89

Рисунок 3.23	Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ЗПКС системы сбора нефти ПБР	90
Рисунок 3.24	Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу в новом вахтовом поселке «Оркен» и ОЦУП	91
Рисунок 3.25	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах ЗТП и СПД	92
Рисунок 3.26	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах ЗГСТП	93
Рисунок 3.27	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах системы сбора и закачки ПБР	94
Рисунок 3.28	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на Базовой подстанции	95
Рисунок 3.29	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на участке управления строительством (База ПБР)	96
Рисунок 3.30	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке расположения резервуаров хранения технологической воды ПБР	97
Рисунок 3.31	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке офиса эксплуатации промысла ПБР	98
Рисунок 3.32	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на участке столовой GA-1 ПБР	99
Рисунок 3.33	Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на участке столовой GA-2 ПБР	100
Рисунок 4.2.1	Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксида серы и сероводорода. Теплый период года	187
Рисунок 4.2.2	Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксидов серы и азота. Теплый период года	188
Рисунок 4.2.3	Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксида серы и сероводорода. Холодный период года	189
Рисунок 4.2.4	Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксидов серы и азота. Холодный период года	190
Рисунок 6.1	Схема расположения точек мониторинга на границе СЗЗ ТШО	225

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год является контракт № 1792817 между ТОО «Тенгизшевройл» и ТОО «SED».

Работы выполнялись согласно действующим природоохранным нормам и правилам с использованием технической документации заказчика.

Состав и содержание настоящего документа соответствует:

- Экологическому Кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК;
- ГОСТу 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
- Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63).

Проект выполнен в соответствии с нормативно-методическими документами, которые приведены в разделе «Нормативные ссылки».

Проект выполнен проектной компанией ТОО «SED», имеющей государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, в состав которых входит природоохранное проектирование, нормирование, экологический аудит для I категории хозяйственной и иной деятельности. Обновленная лицензия № 15021708 01804P от 15.12.2015 г. выдана Комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан. Дата первичной выдачи лицензии - 06.08.2007.

Адрес Исполнителя: ТОО «SED»  
050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3,  
Телефон: 8 (727) 247 23 23  
Факс: 8 (727) 338 23 74  
Директор – Носков Владимир Васильевич

Адрес Оператора: ТОО «Тенгизшевройл» - головной офис  
060011, г. Атырау, ул. Сатпаева, 3.  
Тел.: 8 712 302 62 98  
Факс: 8 712 302 62 98  
Менеджер отдела охраны  
окружающей среды – Болатбек Туралиев

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

ТОО «Тенгизшевройл» является оператором месторождений Тенгиз и Королевское. Месторождения нефти Тенгиз и Королевское расположены в Западном Казахстане на северо-восточном побережье Каспийского моря в Жылыойском районе Атырауской области.

Адрес Оператора: ТОО «Тенгизшевройл» - головной офис. 060011, г. Атырау, ул. Сатпаева, 3.

В настоящее время месторождение Тенгиз находится в промышленной разработке на основании «Уточненной Технологической схеме разработки месторождения Тенгиз», утвержденной КГиН МИИНТ РК №17-04/12468-КГН от 19.09.2013 г. Действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождения Тенгиз по состоянию на 01.01.2022 г.».

Месторождение Королевское находится в промышленной разработке на основании «Уточненной Технологической схемы разработки месторождения Королевское», утвержденной КГиН МИИНТ РК письмо №27-5-351-И от 18.02.2016 г. Действующим проектным документом является «Анализ разработки месторождения Королевское по состоянию на 01.01.2021 г.»

В 1993 г. Правительство РК учредило ТОО СП «Тенгизшевройл» (ТШО) совместно с компанией «Шеврон». В настоящее время партнерами являются четыре компании: АО НК «КазМунайГаз» (20%), «Шеврон» (50%), «ЭксонМобил Казахстан» (25%) и СП «ЛукАрко» (5%).

Основными видами деятельности ТШО является добыча и реализация углеводородного сырья и серы. Лицензионный участок площадью 2500 км<sup>2</sup> или 1600 квадратных миль включает огромное Тенгизское месторождение и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение, а также несколько перспективных участков для ведения разведки.

Месторождение Тенгиз обладает уникальной геологической структурой и составом пластового флюида. Возвышенность Тенгиз была открыта и подготовлена к проведению работ по поисковому бурению в 1975 году. Первая нефть на месторождении Тенгиз была добыта в 1981 году. Месторождение Королевское было открыто позже, в 1986 году.

Тенгизское месторождение является одним из самых глубоких и крупнейших нефтяных месторождений в мире – супергигант, верхний нефтеносный коллектор которого залегает на глубине около 4000 метров. Тенгизский коллектор протянулся на 19 км в длину и 21 км в ширину. Мощность нефтяной толщи – 1,6 км.

Общие разведанные запасы Тенгизского коллектора составляют 3,2 миллиарда тонн (25,5 млрд. баррелей) и 200 миллионов тонн (1,6 млрд. баррелей) в Королевском месторождении.

Извлекаемые запасы нефти Тенгизского и Королевского месторождений составляют от 890 млн. до 1,37 млрд. тонн (7,1 – 10,9 млрд. баррелей).

Геологические запасы месторождений Тенгиз и Королевское отличаются высоким содержанием серы. По этой причине система сбора промысла нефтегазового месторождения Тенгиз была спроектирована в соответствии со специфическими технологическими требованиями безопасной и надежной эксплуатации промысла.

Нефть месторождения Тенгиз характеризуется как легкая, сернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

По содержанию основных компонентов в составе пластового флюида месторождений Тенгиз и Королевское отличий не наблюдается. Так, содержание метана в пластовой

нефти от 42,39 до 44,17% мольн., этана от 8,53 до 8,72% мольн содержание сероводорода в составе пластового флюида от 13,17 до 14,4 % мольн.

Газ состоит, в основном, из метана (51,16 – 53,5% мольн.), среди кислых компонентов присутствует углекислый газ – до 4,06% мольн., азот – 2,25% мольн., сероводород – 17-18,1% мольн.

ТШО сегодня работает в режиме первичной добычи, т.е. нефть и газ из скважины поступают сами под давлением, изначально имеющемся в пласте, без необходимости применения насосов. Это дает возможность достичь высокого уровня нефтеотдачи пласта, однако, естественное давление в пласте имеет тенденцию к уменьшению. Для увеличения нефтеотдачи пласта ТШО успешно применяет метод вторичной добычи, такой как закачка сырого газа для частичного восстановления давления в пласте.

По состоянию на 01.07.2023 г. общий фонд скважин на балансе ТШО:

Месторождение Тенгиз	Месторождение Королевское
Общий фонд скважин составил 290 ед., из них: <ul style="list-style-type: none"><li>– 232 добывающих (141 – действующих (в т.ч. 12 во временном простое), 72 – в бездействии, 11 – в испытании и 8 – в консервации);</li><li>– 25 газонагнетательных (7 – действующих, 1 – во временном простое, 17 – в испытании);</li><li>– 2 наблюдательные;</li><li>– 30 ликвидированных.</li></ul>	Общий фонд скважин составил 24 ед., из них: <ul style="list-style-type: none"><li>– 12 добывающих (9 – действующих, 3 – в бездействии);</li><li>– 2 водонагнетательные;</li><li>– 3 водозаборные;</li><li>– 7 ликвидированных.</li></ul>

Из добываемого сырья ТШО вырабатывает несколько видов конечной продукции.

Основная продукция ТШО – стабилизированная нефть. Из попутных газов вырабатываются: сухой газ (топливный газ), сжиженные углеводородные газы – пропан и бутан.

Учитывая современные технологии производственного комплекса, ТШО в настоящее время производит из попутного газа месторождения Тенгиз и Королевское следующий перечень готовой продукции:

- товарный сухой газ, содержащий метан-этановую фракцию – по трем основным направлениям сбыта: на реализацию в магистральную систему САЦ, в газопровод Тенгиз-Кульсары на местный рынок, часть товарного газа используется как топливный газ для собственных нужд ТШО;
- пропан европейского качества – на внешний рынок;
- бутан европейского качества – на внешний рынок.

Из установки 400 (процесс Клауса): выходит готовая продукция

- сера гранулированная – на внешний рынок.

Показатель утилизации газа ТШО в 2022 году составил 99,2%.

Объемы добычи сырой нефти составили в 2022 году 29,2 млн тонн.

В 2022 году ТШО реализовал более 1,19 миллиона тонн сжиженного газа, более 9,7 миллиарда кубических метров сухого газа, а также около 2,4 миллиона тонн серы.

В 2022 году ТШО поставила в РК 87% добытого товарного газа, и в настоящее время 100% пропанового сырья, используемого нефтехимическим комплексом КРІ в Атырау, поставляется из ТШО.

ТШО интенсивно работает над совершенствованием технологий и последовательным наращиванием мощностей предприятия, с одновременным снижением уровня воздействия на окружающую среду.

С 2000 года общий объем выбросов в атмосферу на тонну добытой нефти уменьшился на 75%.

Разработка нефтегазового месторождения Тенгиз предусматривает расширение одновременно системы добычи и системы подготовки нефти. Добыча на промысле увеличивается за счет бурения новых скважин, строительства новых выкидных линий и новых магистральных трубопроводов. Увеличение производственных мощностей достигается за счет строительства новых перерабатывающих заводов.

К моменту образования ТОО «Тенгизшевройл» в 1993 году на месторождении было завершено строительство и ввод в эксплуатацию первых двух технологических ниток, названных КТЛ-1, а также всех связанных с ними инженерных сооружений и систем. Последующие две технологические нитки, названные КТЛ-2, были введены в эксплуатацию в 1996 году. Третья технологическая нитка (Нитка 5) для КТЛ-2 была построена и введена в эксплуатацию в 2000 году.

Этот завод (КТЛ – комплексная технологическая линия) известен как завод «первого поколения». В настоящее время на заводе действуют пять технологических линий первичной переработки нефти и газа (КТЛ – 1.1, 1.2, 2.1 2.2, 2.3), причем это производство стало более экологичным и эффективным. В 2009 году ТШО устранил непрерывное сжигание газа на заводе КТЛ.

Сдача в 2008 году в эксплуатацию Завода второго поколения (ЗВП), представленного одной технологической ниткой с производительностью, равной производительности КТЛ, и объектов Закачки сырого газа (ЗСГ) в рамках проекта расширения производства «второго поколения» значительно повысила производственный потенциал ТШО, что способствует выполнению планов по значительному приросту нефтедобычи Республики Казахстан.

Проект расширения производства удвоил объем добычи нефти на Тенгизе, при этом суточный объем производств увеличился до 75 тыс. тонн (600 тыс. тонн баррелей) нефти и 22 млн. м<sup>3</sup> (750 млн. кубических футов) газа.

ЗВП стабилизирует нефть и удаляет из нее серосодержащие компоненты, а также отделяет природный газ и серу. Этот завод является крупнейшей в мире технологической линией по работе с серосодержащей нефтью. Реализация проекта ЗВП позволила ТШО не только увеличить добычу, но и качественно улучшить экологичность производства и повысить эффективность за счет применения самых передовых технологий.

С пуском завода на полную мощность появилась возможность получить дополнительные объемы топливного газа для экспорта и использования для собственных нужд. В конструктивных решениях ЗВП заложены технологии и оборудование, обеспечивающие низкий уровень выбросов и высокий уровень энергоэффективности, а также крупнейшие в мире парогенераторы, которые способны обеспечивать электроэнергией огромное производство.

Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ) предназначен для закачки сырого газа в нагнетательные скважины, расположенные на центральном участке Тенгизской платформы нефтеносного пласта. Компрессор закачки газа является уникальным и не имеет аналогов в мире.

Закачка сырого газа обратно в нефтяные пласты позволяет с одной стороны повысить нефтеотдачу, с другой стороны отпадает необходимость утилизации попутного газа (переработки, хранения и реализации побочных продуктов, производства серы из сероводорода). При этом существенно снижается отрицательное влияние производства на окружающую среду, а также сохраняются ресурсы газа, который при необходимости может быть извлечен из пласта и использован в будущем.

В настоящее время расширение производственных мощностей с целью увеличения нефтедобычи на существующем месторождении Тенгиз и Королевское предусматривается посредством реализации Проекта Будущего Расширения/Проекта Управления Устьевым Давлением (ПБР/ПУУД).

В 2016 году партнёры ТШО объявили об утверждении окончательного решения о финансировании Проекта будущего расширения - Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД).

Исходя из опыта успешной реализации проекта ЗСГ/ЗВП ТШО, ПБР увеличит объёмы производства примерно на 12 млн. тонн в год или 260 000 баррелей в сутки. Общий объём производства составит порядка 39 млн. тонн в год или 850 000 баррелей в сутки. ПУУД обеспечит полную загрузку перерабатывающих мощностей действующих на Тенгизе заводов путём снижения устьевого давления фонтанирующих скважин и повышения давления на входе существующих шести комплексных технологических линий.

В настоящее время Проект будущего расширения – Проект управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) достиг 98% от общего завершения и находится на заключительном этапе строительства и завершения систем.

Территория месторождения Тенгиз географически расположена в юго-восточной части Прикаспийской низменности и представляет собой полупустынную слабоволнистую равнину, лежащую ниже уровня моря. Средняя абсолютная отметка рельефа составляет минус 25 м. Ближайшее расстояние до Каспийского моря составляет 20-25 км.

Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до минус 30°C) и жарким летом (до плюс 45°C). Для района характерны сильные ветры.

Районный центр г. Кульсары находится на расстоянии 110 км. Сообщение с ним осуществляется по асфальтированной автомобильной дороге и по железной дороге, соединяющих г. Атырау, г. Кульсары (ж/д станция) и месторождение Тенгиз (пос. ТШО) с остальными регионами Казахстана.

По территории района месторождения проходят: магистральный газопровод Средняя Азия-Центр (САЦ), а также нефтепроводы Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК) и Узень-Кульсары-Атырау-Самара.

Ближайшими населенными пунктами являются пос. Боранкул и пос. Косшагыл, удаленные от месторождения Тенгиз, более чем на 80 км в северо-восточном направлении. Бывшие ближайшие населенные пункты Каратон, Сарыкамыс, ферма Кенарал, зимовки в прошлые годы были переселены от границ Тенгизского нефтегазового комплекса. Это было выполнено в рамках Проекта ЗВП.

Ситуационная карта и карта-схема расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл» представлены на рис. 2.1 и 2.2.

Карты-схемы промышленных объектов ТШО с нанесенными на них источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Разделе 3.

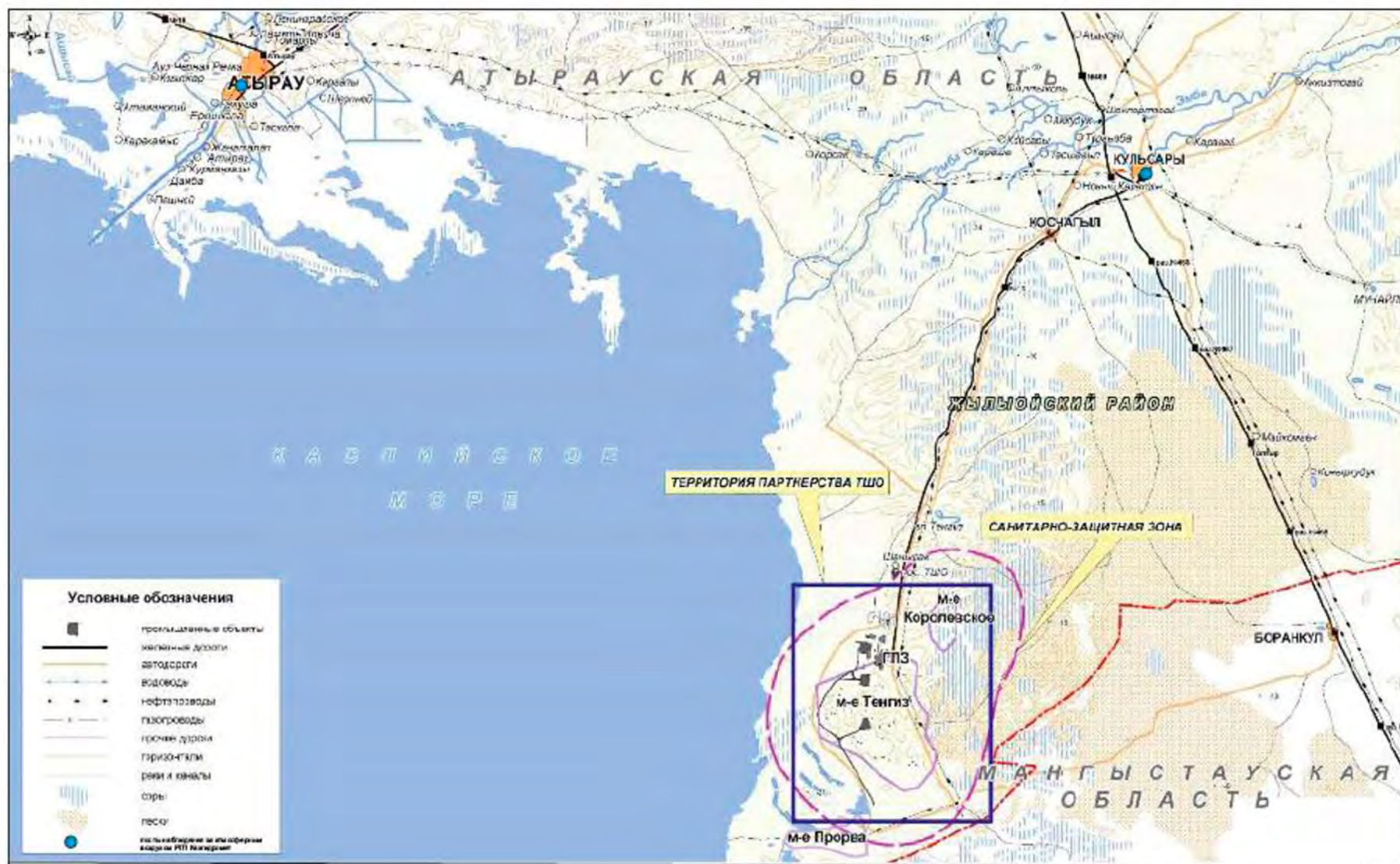
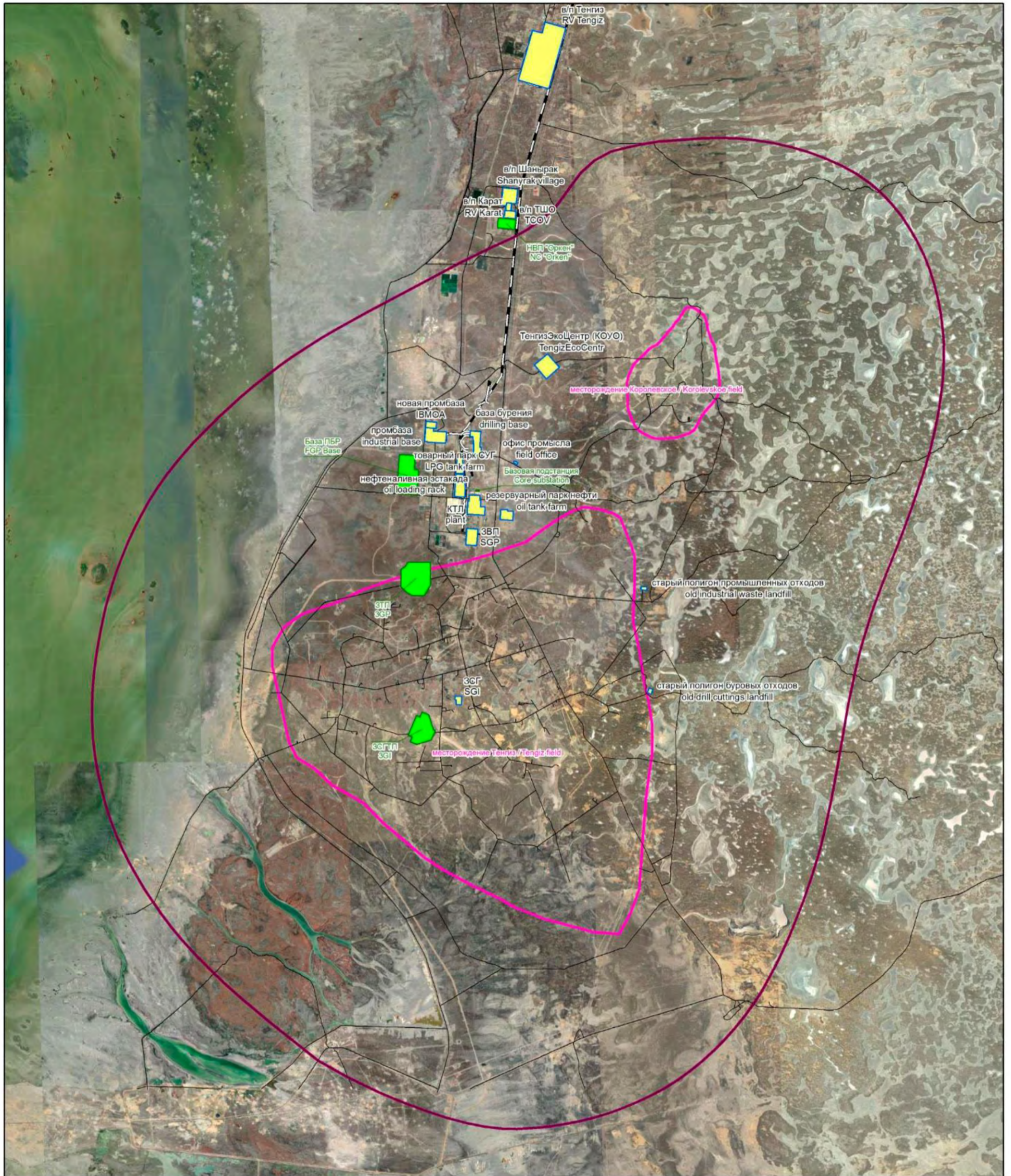


Рисунок 2.1.  
Ситуационная карта района расположения  
объектов ТОО «Тенгизшевройл»





Условные обозначения / Legend







- |   |  |   |                             |
|---|--|---|-----------------------------|
|  | горные отводы / mining allotments                  |  | автодороги / roads          |
|  | объекты ПБР / FGP facilities                       |  | железные дороги / railroads |
|  | объекты ТШО / TCO facilities                       |   |                             |
|  | санитарно-защитная зона / sanitary protective zone |   |                             |



Рисунок 2.2.  
Карта-схема расположения объектов  
ТОО «Тенгизшевройл»



### **3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ**

#### **3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования**

В настоящее время объекты ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области условно разделены на следующие основные группы:

##### **I. Объекты Основного производства (ОП):**

- объекты месторождений Тенгиз и Королевское – добыча и транспортировка добываемой продукции, закачка сырого газа (далее - Промысел);
- газоперерабатывающий завод КТЛ – подготовка нефти и газа;
- завод второго поколения (ЗВП) – подготовка нефти и газа;
- внешние объекты – сервисные объекты и объекты жизнеобеспечения ТШО;

##### **II. Объекты ПБР/ПУУД:**

- объекты Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) – объекты Завода третьего поколения (ЗТП), Системы повышения давления (СПД) и Закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП), объекты инфраструктуры ПБР;

##### **III. Объекты подрядных организаций:**

- объекты подрядных организаций ОП, привлеченных ТШО для выполнения отдельных видов работ и услуг (строительные и ремонтные работы, буровые работы, услуги по подготовке буровых растворов, переработке отходов бурения, по монтажу/демонтажу оборудования и др.);
- подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ).

На объектах ТШО выбросы в атмосферу поступают в основном от сжигания сырого газа на факелах, от сжигания топливного газа в турбинах, печах и котлах, термоокислителях, от сжигания дизельного топлива в дизель-генераторах. Основными продуктами сгорания являются: диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота.

Основными источниками выбросов специфических веществ – сероводорода и меркаптанов – являются факельные установки. Основной объем выбросов этих веществ выделяется в результате неполного сгорания УВС. Кроме названных источников, сероводород и меркаптаны поступают в атмосферу от неплотностей технологического оборудования и оборудования системы сбора нефти.

Основными источниками выбросов углеводородов являются неплотности оборудования.

#### **3.1.1. Объекты месторождений Тенгиз и Королевское, закачка сырого газа**

##### ***Система сбора продукции скважин***

В ТОО «Тенгизшевройл» входят 2 нефтяных месторождения – месторождение Тенгиз и Королевское месторождение.

На нефтяных месторождениях Тенгиз и Королевское конфигурация устьевого оборудования скважин идентичная.

Система сбора добываемой продукции на месторождениях Тенгиз и Королевское представлена базовой системой сбора нефти (БССН), подающей продукцию преимущественно на газоперерабатывающий завод КТЛ, и системой сбора нового поколения (ССНП), подающей продукцию преимущественно на ЗВП/ЗСГ. Обе системы

имеют соединительные трубопроводы для перенаправления флюида: соединительный трубопровод для продукции с высоким газовым фактором (ГФ) и соединительный трубопровод с низким ГФ.

Базовая система сбора нефти включает в себя: 9 ГЗУ на месторождении Тенгиз, осуществляющих сбор нефтяного флюида из 106 скважин и 1 ГЗУ на Королевском месторождении (КГЗУ 1), осуществляющей сбор добываемой продукции от 3 скважин.

Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ базовой системы сбора нефти представлена на Рис. 3.1.

Система сбора нового поколения включает в себя 6 одинаковых ГЗУ, осуществляющих сбор нефтяного флюида из 73-х скважин на месторождении Тенгиз и 1 ГЗУ на Королевском месторождении (КГЗУ 2), осуществляющей сбор добываемой продукции от 9 скважин.

Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ системы сбора нового поколения (ССНП) представлена на Рис. 3.2.

Территориально КГЗУ1 и КГЗУ2 расположены на одной площадке и имеют общую факельную систему.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ Королевского месторождения (КГЗУ1-КГЗУ2) представлена на Рис. 3.3.

Продукция скважин по выкидным нефтепроводам поступает на групповые замерные установки, где определяют производительность добычи трех фаз (сырая нефть, углеводородные пары и пластовая вода) из каждой скважины. Манифольд каждой замерной установки может обслуживать до 10 выкидных линий, а, следовательно, до 10 скважин.

Замерная установка базовой системы сбора нефти включает в себя следующее оборудование и узлы:

- Трехфазный замерный сепаратор;
- Многофазный расходомер;
- Производственный манифольд;
- Камеры приёма скребков выкидных трубопроводов;
- Факельная система;
- Камера запуска скребка нефтесборного трубопровода;
- Дренажная ёмкость с погружным и дожимным насосами;
- Блок закачки ингибитора коррозии с ёмкостью;
- Система топливного газа.

По набору оборудования ГЗУ БССН и ГЗУ ССНП идентичны.

Факельная система предназначена для сжигания продуктов сброса от ППК и продуктов после продувки оборудования и труб, а также при стравливании давления выкидных линий скважин через дренажную емкость факельной системы. Факела диаметром 150 мм, высотой 35 м на ГЗУ БССН и Факела диаметром 300 мм, высотой 12 м на ГЗУ ССНП, оборудованы дежурной горелкой, системой автоматического зажигания и регулирования подачи топливного газа на дежурную горелку.

Дренажная ёмкость на всех ГЗУ оборудована погружным насосом для откачки жидких углеводородов из ёмкости на приём дожимного насоса с последующей закачкой их в нефтесборный трубопровод.

Блок закачки ингибитора коррозии на ГЗУ нагнетает ингибитор коррозии в нефтесборный трубопровод.

Узел подключения № 2 обеспечивает поэтапное расширение системы сбора продукции от нефтесборных трубопроводов замерных установок. Узел подключения оборудован необходимой запорной арматурой, камерами запуска и приёма скребков и системами подачи топливного газа для продувки.

Сбор продукции скважин от ГЗУ БСН месторождения осуществляется на центральном промысловом манифольде, в состав которого входят:

- камеры приема скребков с клапанами-отсекателями;
- 3 надземных нефтесборных коллектора;
- камеры запуска скребков с клапанами-отсекателями;
- распределительные трубопроводы топливного газа;
- дренажная система. Дренажная ёмкость, объёмом 22,8 м<sup>3</sup>, оборудована погружным насосом, предназначенным для откачки жидких углеводородов из ёмкости на приём дожимного насоса высокого давления, с последующей закачкой их в магистральный нефтесборный трубопровод;
- линия с высоким газовым фактором (ГФ);
- перемычка от главного манифольда (ГМ) ССНП.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке Центрального промыслового манифольда (ЦПМ) представлена на Рис. 3.4.

Заводские манифольды 1, 2, 3 предназначены для сбора добытого флюида из соответствующего коллектора ЦПМ и распределения в соответствующую КТЛ.

Главный манифольд предназначен для приёма продукции от системы сбора нового поколения и передачи ее на заводской манифольд 4.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке Главного манифольда представлена на Рис. 3.5.

Заводской манифольд 4 предназначен для приёма продукции от Промысла и передачи ее на завод второго поколения.

Заводские манифольды оборудованы:

- подземная дренажная ёмкость с погружным центробежным насосом;
- камеры приема скребков с клапанами-отсекателями;
- надземный нефтесборный коллектор;
- распределительные трубопроводы топливного газа.

Подземная дренажная емкость предназначена для приема жидких углеводородов при скребокании, а также для дренирования давления технологических трубопроводов. Откачка жидкости от емкости производится погружным насосом на КТЛ, а газ из неё поступает на факельную систему Завода.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадках заводских манифольдов представлены на Рис. 3.10.

Основными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах сбора продукции скважин БСН и ССНП являются продукты сжигания газа на факелах, пары углеводородов и химреагентов от неплотностей оборудования.

### **Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ)**

Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ) предназначен для закачки сырого газа в нагнетательные скважины, расположенные на центральном участке Тенгизской платформы нефтеносного пласта.

Закачка сырого газа приводит к повышению нефтеотдачи Тенгизского месторождения. Это также снижает нагрузку на завод ЗВП, так как уменьшает объемы сырого газа, предназначенные для очистки и переработки, получаемые на установке сепарации нефти.

Комплекс подразделяется на следующие установки:

- Установка 8600 – трубопроводы с КТЛ и ЗВП;
- Установка 1900 – система приема топливного газа и учета закачиваемого газа;
- Установка 2600 – слагкетчер (оборудование для отвода жидкости на входе основной технологической нитки компрессора закачки), система сбора и отвода конденсата;
- Установка 2900 – нитка компрессора закачки, включающая 3-ступенчатый компрессор с приводом от турбины, промежуточные каплеотбойные сепараторы и теплообменники воздушного охлаждения, систему компрессора уплотнительного газа и блок подготовки топливного газа;
- Установка 9100 – система снабжения деминерализованной и технической водой;
- Установка 9200 – другие вспомогательные системы – противопожарной защиты, технического воздуха/воздуха КИП, азота, топливного газа, системы обогрева смесью этиленгликоля и воды;
- Установка 1000 – факельная система, закрытая дренажная система и система сбора смазочного масла;
- Установка 5700 – нагнетательные трубопроводы высокого давления;
- Установка 2000 – нагнетательные скважины на месторождении;
- Установка 2100 – мониторинг/испытания скважин (многофазные расходомеры и пробоотборники).

Сырой газ подается из ЗВП и по трубопроводу подается в слагкетчер, расположенный на компрессорном участке. Слагкетчер предназначен для сбора жидкостей, которые могут накапливаться в трубопроводе во время останова без сброса давления, когда газ охлаждается до температуры ниже температуры конденсации, или в случае сбоя в системе на сооружениях ЗВП.

Жидкость, накапливаемая слагкетчером, направляется в емкость для сбора углеводородного конденсата. Газ из слагкетчера направляется на входной газожидкостный сепаратор, где удаляется жидкость, увлеченная из слагкетчера.

Жидкость, накопленная газожидкостным сепаратором, поступает в емкость для сбора углеводородного конденсата.

Накопительная емкость для углеводородного конденсата накапливает конденсат, образующийся в различных технологических сосудах на участке компрессора - газожидкостный сепаратор приема газа, скрубберные сосуды нагнетательного компрессора и слагкетчер.

Конденсат, попадающий в емкость, испаряется, образуя поток пара, который направляется на факел. Накопившийся углеводородный конденсат откачивается с помощью погружных насосов на ЦПМ.

Сырой газ, выходящий из газожидкостного сепаратора, направляется на вход системы нагнетательного компрессора (фирма Nuovo Pignone).

Система нагнетательного компрессора состоит из 3-х ступенчатой центробежной машины с приводом от газовой турбины, газожидкостных сепараторов на входе каждой ступени, промежуточных воздушных охладителей рециркуляции и системы сухого уплотнительного газа (DGS), использующей очищенный топливный газ.

Система нагнетательного компрессора поставляется вместе с вспомогательными агрегатами - газовая турбина (Фрейм 5 фирмы GE), блок подготовки топливного газа, система смазочного масла. Для снижения выбросов NO<sub>x</sub> в процессе сгорания топлива, турбина оснащена специальной системой управления топливом (Dry Low NO<sub>x</sub>). Для обеспечения пропорциональной смеси топлива и воздуха применяются первичные и вторичные форсунки, в результате чего происходит сгорание смеси с относительно высоким содержанием воздуха, что в свою очередь понижает температуру горения и снижает выбросы NO<sub>x</sub> при различных нагрузках турбины.

Для временного воздушного охлаждения на входе газовой турбины на площадке ЗСГ расположено 8 ед. дизельных генераторов мощностью 400 кВт каждый, принадлежащих подрядчику Форте Ойл (источник 5754).

Предусмотрена также система уплотнительного газа, которая состоит из двух одинаковых линий компрессоров уплотнительного газа, промежуточных охладителей и газожидкостных сепараторов. Для обеспечения достаточного объема уплотнительного газа на случай сбоя в производственном процессе предусмотрен один буферный резервуар уплотнительного газа.

В качестве уплотняющей среды первичных уплотнений нагнетательного компрессора используется сжатый и отфильтрованный топливный газ.

В системе нагнетательного компрессора сырой газ компримируется и подается на линии закачки. Каждая линия закачки оснащена собственным расходомером и контуром управления расходом с корректировкой давления и температуры, что обеспечивает возможность гибкого управления системой закачки газа с подачей закачиваемой среды к устьям скважин (от одной до восьми) в зависимости от эксплуатационных требований и осуществлять управление скоростью подачи закачиваемого газа на устья скважин.

Сырой газ поступает на первую ступень сепаратора, а затем на первую ступень нагнетательного компрессора под давлением 6,2 МПа. Газ компримируют выше критического значения до плотной фазы при давлении на выходе 20,5 МПа. Затем газ поступает на выход охладителя и сепаратор второй ступени. После этого поток идет на вторую ступень нагнетательного компрессора. Газ компримируют приблизительно до 38 МПа и подают на выход охладителя второй ступени и сепаратор третьей ступени. На третьей ступени газ компримируют до 62,1 МПа. Сжатый газ подают в нагнетательную систему высокого давления и дальше на нагнетательные линии и скважины.

Закачиваемый газ поступает по восьми подземным нагнетательным линиям к устьям 8 нагнетательных скважин высокого давления: Т-220, Т-5646, Т-5246, Т-5044, Т-5447, Т-5444, Т-5242, Т-5848.

Скважины Т-220 и Т-5246 ранее были эксплуатационными скважинами, а сейчас они модифицированы для выполнения новой функции закачки. Остальные скважины являются новыми и пробурены для нужд ЗСГ.

В ходе эксплуатации ЗСГ каждый нагнетательный трубопровод в нерабочем состоянии будет подвергаться очистке скребком для чего, на каждом конце трубопровода устанавливаются камеры запуска и приема скребков.

Сырьем для установки 1000 является продувочный топливный/товарный газ, постоянно поступающий в факельные коллектор, факельный ствол и пилотные горелки, а также газы для технологически неизбежного сжигания на факелах, поступающие с разных

установок ЗСГ, применяемых на всех этапах технологического процесса закачки газа в пласт. Основными причинами поступления газов в факельную систему с установок ЗСГ являются: проведение неизбежных технологических операций таких как, останов, пуск, планово-предупредительные работы, ремонты (ППР), техническое обслуживание и смена режима работы оборудования завода.

Основное назначение установки 1000 – направление на факельные стволы и сжигание всех газовых потоков, образующихся в результате сброса давления в технологических линиях и сосудах; продувок. Сжигание технологических газообразных сред было выбрано с целью минимизировать вредное воздействие на атмосферу. Установка 1000 является защитной системой ЗСГ для безопасной утилизации технологических сред в случае остановов, технологических сбоев в энергоснабжении, изменения технологического режима, а также средством безопасной утилизации некондиционных углеводородов (газов).

Газ для сжигания на факеле через предохранительные и выпускные клапаны различных технологических установок ЗСГ поступает в общий коллектор факела. Коллектор факела направляет все газообразные и жидкие вещества на газожидкостные сепараторы факела закачки, где жидкости отделяются от газа. Газ из верхней части сепараторов направляется на факел. Жидкости из нижней части сепараторов направляются самотеком в испаритель жидкостей факела нагнетательной установки.

На факел поступают пары от сепаратора факела закачки и воздух от воздуходувки для обеспечения бездымного пламени. Факел сжигает эти пары на безопасном расстоянии от технологических установок.

Сборник закрытой системы дренажа углеводородов рассчитан на объем флюидов самой крупной единицы технологического оборудования на компрессорном участке.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на участке закачки сырого газа в пласт представлена на Рис. 3.6.

#### *Система нагрева этиленгликоля и воды*

Многие из технологических устройств компрессорного участка ЗСГ установлены в зданиях, которые отапливаются и вентилируются. Для теплоснабжения компрессорного и ремонтно-эксплуатационного участков установлен топочный нагреватель (трубчатая печь) в системе, которого циркулирует смесь моноэтиленгликоля и воды в соотношении 60/40%. Топливом для нагревателя служит газ, поступающий из коллектора топливного газа. Топочный нагреватель этиленгликоля и воды поставляется с двумя горелками для поддержания постоянной работы системы отопления на участке компрессора ЗСГ на случаи перебоя в подаче топливного газа. Поэтому, в качестве альтернативного топлива для печи, в случае отсутствия топливного газа, будет использоваться дизельное топливо, соответствующее требованиям для зимнего топлива.

Дизельное топливо хранится в резервуаре, в здании топочного нагревателя. Резервуар рассчитан на объем 115 м<sup>3</sup> дизельного топлива.

#### *Резервная система электропитания участка ЗСГ*

Резервная система электропитания определяется как система, необходимая для обеспечения важнейших функций после прекращения энергоснабжения. При потере основного источника питания, электроэнергия автоматически подается от резервного источника.

Дизельный генератор (DEGP-1051) мощностью 1,25 МВт обеспечивает резервное питание оборудования компрессорного участка.

Подача топлива для дизельного генератора производится из резервуара дизельного топлива, объем которого обеспечит непрерывную подачу топлива на протяжении 8-12 часов в зависимости от нагрузки.

Резервное энергопитание для ремонтно-эксплуатационного участка обеспечивается отдельным дизельным генератором (DEGP-9251), мощностью 280 кВт. Блок дизельного генератора размещен в отдельном помещении с подачей топлива из резервуара дизельного топлива (общий для ДГ и блока топочного нагревателя гликоля).

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу топочного нагревателя и резервной системы электропитания, расположенных на ремонтно-эксплуатационном участке ЗСГ представлена на Рис. 3.7.

### **Участок закачки сточных вод (УЗСВ)**

Установка закачки сточных вод производит сбор со станции обработки сточных вод на КТЛ1, КТЛ2, ЗВП и канализационной системы КЗ.

Стоки подаются на сооружение сбора «Белый Слон». Смешанные потоки направляются к резервуару Т-016 для отстаивания, который выполняет функцию «промывочного» резервуара. Резервуар Т-016 оснащен гидрозатвором, через который вода направляется к резервуару Т-019, где происходит конечное осаждение твердых частиц. Резервуары имеют номинальный объем 3800 м<sup>3</sup> и 3000 м<sup>3</sup> соответственно.

В резервуарах нефть, по мере накопления, затекает в нефтеуловитель, который находится внутри резервуара на высоте 9.3 метра. Накопившаяся нефть сливается с нефтеуловителя через нефтесливную трубку в нефтесборную емкость F-016, при достижении уровня жидкости до 9.1 м. Снятый нефтепродукт выводится из емкости через вакуум-машину и повторно возвращается на КТЛ.

Водоотведение осуществляется бустерными насосами G-11/12/113, которые подают воду к насосам закачки сточной воды G-114A/B/C, с помощью которых вода закачивается в скважины: Т-1NT, Т-3NT, Т-8NT, Т-9NT, Т-10NT. С 2023 г. планируется эксплуатация 9-ти скважин закачки.

### **Бурение и ремонт скважин**

На месторождениях Тенгиз и Королевское регулярно проводятся работы по ремонту скважин (текущий, капитальный) и строительству новых скважин.

В настоящее время все эти работы осуществляют подрядные организации.

### **Управление остаточными материалами (УОМ)**

При вводе новых эксплуатационных скважин после бурения, проведения плановых капитальных и текущих ремонтов скважин, включающих работы, улучшающие состояние и производительность скважин (интенсификация притока, кислотная обработка и др.), требуется проведение пуско-наладочных работ, включающих подготовку скважин к регулярной добыче путем очистки ее призабойной зоны и ствола (отработка скважины обратным ходом).

После завершения бурения нефтегазовых скважин образуется значительное количество остаточных скважинных продуктов. Обычно они включают в себя смесь углеводородного газа, нефти, воды, мелких твердых частиц, а также присадки к буровому раствору.

Главной целью технологии управления остаточными материалами (УОМ) является предотвращение попадания воды, эмульсий и засорения шламами выкидных, магистральных линий и систем газоперерабатывающих заводов, которые могут вызвать серьезные сбои в работе установок действующих заводов, вплоть до выхода из строя и возникновения аварийных ситуаций.

Технология УОМ, которая применяется на ТШО с 2016 г., приводит к сжиганию всех остаточных скважинных продуктов и позволяет направлять скважинную продукцию напрямую на завод без каких – либо перебоев. Особенностью этого способа является сжигание продуктов в газовом состоянии. Этот вариант является наилучшим технически осуществимым решением для очистки скважин на Тенгизе.

При проведении очистки и испытаний новых скважин ТШО направляет обратные потоки флюидов с высокой концентрацией сероводорода на установку «Evergreen Burner» (именуемая как установка УОМ) для их дальнейшей утилизации.

Установка «Evergreen Burner» представляет собой устройство для тестирования и очистки скважин на суше и оффшорных зонах. Эта технология была разработана компанией Шлюмберже при поддержке европейской программы THERMIE с использованием технологии сгорания Insitut Francais du Pétrole (IFP). Эта технология успешно применялась в более чем 2300 проектах в течение последних шести лет, включая проекты в Казахстане, как в морских, так и наземных условиях, в том числе в отношении сырой нефти с высоким содержанием  $H_2S$ .

Установка «Evergreen Burner» обеспечивает безопасность обработки больших объемов нефти, газа и воды с высоким содержанием  $H_2S$ .

Все оборудование на площадке УОМ является мобильным (передвижным). Комплект оборудования одной установки УОМ состоит из 2-х факельных зон. Каждая факельная зона включает в себя горелку Evergreen, ФВД, ФНД. Но при проведении отработки скважин всегда работает только одна факельная зона в зависимости от направления ветра. Схема расположения, количество оборудования, технологический процесс предусмотрен таким образом, чтобы обеспечить безопасность при проведении операции по УОМ. Нормативный объем выбросов включает также нормативы выбросов пилотного горения и продувки на всех источниках одновременно с целью обеспечения промышленной безопасности.

Схема расположения факельных горелок на площадке факельной зоны при отработке скважин обратным потоком представлена на Рис. 3.8.

Применение установок УОМ для отработки скважин проводится в рамках реализации Технического проекта «Управление остаточными материалами в ходе отработки скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» (Заключение ГЭЭ «Департамента экологии по Атырауской области КЭРК Министерства энергетики РК №KZ00VCY00286331 от 29.05.2019).

В 2024 году при отработке скважины будет использована одна мобильная установка УОМ.

Также, с целью определения возможностей подключения скважин с выявленной высокой обводненностью в 2024 году планируется проведение работ по использованию УОМ при помощи мультифазного насоса (МФН) на скважинах с высокой обводненностью без проведения сжигания на горелке «EverGreen» согласно проекту «Дополнение к «Проекту УОМ (управление остаточными материалами) в ходе отработки скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области Республики Казахстан в связи с оптимизацией процесса отработки скважины» (ЭРНВ №KZ53VCZ03223814 от 21 04 2023 г.).

Существующий комплекс оборудования Установки УОМ дополняется комплексом установки для нейтрализации/обезвреживания воды (КОВ) и мультифазным насосом (МФН). Тем самым появляется возможность подключения простаивающих скважин с высокой обводненностью к добыче и уменьшения выбросов загрязняющих веществ при их отработке.

Предлагаемая модификация установки УОМ позволит использовать её для дополнительной очистки «чистых» скважин и расширенного ее применения на обводненных скважинах в части превышения текущих заданных технологических режимов УОМ и при давлениях ниже текущих параметров давления нефтесборной системы. При этом будет более эффективное и без сжигания отделение нефтегазовой составляющей скважинного продукта и для дальнейшего использования в производстве товарной продукции.

Комплекс оборудования Установки УОМ для обработки скважин принадлежит подрядным организациям.

### **Замерные установки Система сбора нефти ПБР**

В настоящее время на западном участке месторождения Тенгиз расположены четыре замерные установки ГЗУ-52, ГЗУ-53, ГЗУ-54, ГЗУ-55 и восемь площадок кустовых скважин (ПКС), которые совместно именуется как западная ССТП.

Скважины западной ССТП расположены на площадках кустовых скважин. На каждой площадке ведется добыча из пяти скважин. Продукция 2-х ПКС направляется на соответствующую замерную установку. Именно эти замерные установки предназначены для этапа эксплуатации при высоком пластовом давлении (ВД), который используется до ввода в эксплуатацию завода третьего поколения (ЗТП) в рамках Проекта будущего расширения (ПБР).

На этапе эксплуатации при ВД из-за снижения пластового давления используются объемы добычи от некоторых скважин ССТП (пробуренные специально для ЗТП) с целью компенсации недостающих объемов добычи ЗВП и КТЛ.

Замерная установка системы сбора нефти ПБР включает в себя следующее оборудование и узлы:

- Эксплуатационные и продувочные коллекторы;
- Манифольды площадки ЗУ;
- Многофазный расходомер;
- Камеры приема и запуска скребков;
- Факельная система;
- Факельный сепаратор (каплеотбойник факела);
- Система распределения топливного газа.

В 2023-2024гг. по проекту «Расширение манифольда ГЗУ-55» предусматривается удлинение манифольда с целью обеспечения подключения 3-х новых скважин ПКС14-1. Скважины ПКС14-1 будут подключены посредством выкидных линий к удлиненному манифольду ГЗУ-55.

Продукция скважины направляется в тестовый коллектор и затем в многофазный расходомер для учета продукции перед последующим смешиванием с другими промысловыми флюидами в выкидном коллекторе. На каждой площадке замерной установки предусмотрен продувочный коллектор, соединенный трубной обвязкой с выкидными и тестовыми коллекторами. Продувочный коллектор соединен с факельной установкой через соответствующий факельный сепаратор. Жидкости, собранные в факельном сепараторе, откачиваются в трубопроводы.

Для каждого трубопровода системы сбора предусмотрены камеры запуска и приема скребков для опорожнения, очистки и внутритрубной диагностики.

По трубопроводам сбора скважинные флюиды идут до участка главного манифольда, откуда поток направляется либо на ЗВП по главному манифольду, либо до нитки КТЛ по центральному промысловому манифольду.

Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию замерных установок проводится согласно определенным для них датам подачи первой нефти.

Типовые схемы расположения источников загрязняющих веществ на ЗУ и ЗПКС системы сбора нефти ПБР представлены на Рис. 3.22 и 3.23.

Для оперативного и эффективного управления объектами промысла имеется **Офис Промысла**, где источниками загрязнения атмосферы являются 3 дизельных генератора для резервного энергообеспечения площадки офиса.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории офиса промысла представлена на Рис. 3.9.

**На объектах Промысла** в период нормирования установлено **88** организованных и **83** неорганизованных источников.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются технологические факелы промысла (ист. 0001-0009, 0010, 0032, 0323-0328, 1077-1078, 1116, 1127), факел ЗСГ (ист. 0194), факелы УОМ (ист. 1168-1174), выхлопная труба ГТУ компрессора нагнетания газа (ист. 0192) и утечки через неплотности оборудования.

### **3.1.2. Газоперерабатывающий завод КТЛ**

Товарная продукция производится на трех действующих комплексных технологических линиях *КТЛ 1, КТЛ 2 и КТЛ 2.3*.

#### ***Установка 160/200. Производство стабилизированной нефти***

Установки 160/200 входят в состав трех технологических линий КТЛ 1, КТЛ 2 и КТЛ 2.3.

Установка 160 является началом заводской технологической линии, включает в себя слагкетчер, вспомогательное оборудование, дренажную систему и предназначена для:

- обеспечения запаса времени при колебании расхода жидкости в магистральной линии;
- первичной сепарации газа, жидкости и механических примесей;
- выравнивания колебаний в соотношении газа и нефти поступающих с промысла.

Установка 200 (сепарация, дистилляция, обессоливание, компримирование газа) предназначена для:

- разделения нефти, газа и пластовой воды;
- обессоливания и стабилизации сырой нефти;
- сжатия попутного газа;
- обработки и подачи углеводородного конденсата на установку 700.

В состав установки 200 входят:

- три последовательных сепаратора нефти и газа;
- блок обессоливания и стабилизации нефти;
- блок компримирования газа;
- блок отпарки углеводородного конденсата;
- блок подачи химреагентов.

Продукцией установки 200 является стабилизированная нефть, которая поступает на установку ДМК (демеркаптанация), где происходит удаление легких меркаптанов, и затем обработанная нефть откачивается в резервуарный парк нефти (РПН).

Продукцией установки 200 также является серосодержащий попутный нефтяной газ среднего и высокого давления, поступающий на очистку от серосодержащих компонентов на установку 300.

### **Установка 300. Очистка углеводородных газов**

Установка 300 представляет из себя установку очистки углеводородных газов сепарации и стабилизации, поступающих с установки 200, от кислых компонентов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) циркулирующим раствором Диэтанолamina (ДЭА).

На каждой нитке (У-300) осуществляется очистка газа, поступающего от соответствующей установки стабилизации нефти (У-200).

Очищенный газ высокого давления направляется для дальнейшей обработки на установку 700. Очищенный газ среднего давления вновь поступает для компримирования на установку 200.

На установке 300 в процессе регенерации раствора ДЭА получают кислый газ с содержанием сероводорода не менее 75% об., который направляется на установки 400, КТЛ-1/2 для производства элементарной серы.

### **Установка 400/500. Производство серы**

Основным назначением установок 400 (Клаус) и 500 (Сульфрен) является получение высококачественной дегазированной серы из кислого газа, производимого в результате аминовой очистки газа, и доочистка хвостовых газов перед термическим сжиганием их в печи дожига.

Сырьем установок является кислый газ, поступающий с установки 300.

Установка 400 состоит из:

- камеры сжигания Клауса;
- топки-подогревателя;
- трех реакторов Клауса;
- системы утилизации тепла реакции;
- системы сбора, и откачки жидкой серы;
- блока дегазации серы.

Установки дегазации серы являются частью установки 400 на КТЛ 1/2 и расположены на территории этих установок. Основное назначение блока дегазации серы - снижение содержания  $H_2S$  в жидкой сере до 10 ppm вес, вырабатываемой на установках 400.

Получаемая товарная продукция – жидкая техническая газовая сера - в зависимости от возможностей реализации на рынке, может частично отгружаться в жидком виде в железнодорожные цистерны; большая часть жидкой технической газовой серы отправляется на установку гранулирования серы. В случаях отсутствия возможности отгрузки серы в жидком виде и ремонтных работ на установке грануляции серы, техническая газовая сера размещается на серные карты для хранения в открытом виде. В результате размещения на серных картах производится сера техническая комовая, которая в дальнейшем отгружается потребителям в железнодорожные вагоны, или плавится и отгружается в ж/д цистерны, или же отправляется на установку грануляции серы. В настоящее время установка плавления серы законсервирована, ввиду того, что почти весь объем серы подается на гранулирование. И лишь небольшое количество жидкой серы идет на налив карты №9.

Утилизация тепла реакций, протекающих на термической и каталитической стадиях процессов Клаус и Сульфрен, позволяет производить на установках 400/500 пар низкого и высокого давления.

Продуктами установки 400 являются:

- жидкая техническая газовая сера (99.96 %), откачиваемая на установку 600 для отгрузки потребителям;

- отходящий (хвостовой) газ Клауса, служащий сырьем для установки 500;
- пар низкого давления (НД), используемый на установках завода.

Установка 500 на КТЛ-1 состоит из:

- трех реакторов;
- системы утилизации тепла реакции;
- блока термического дожигания хвостового газа до рассеивания его через дымовую трубу.

В состав установки 500 на КТЛ-2 входят:

- горелка гидрирования (С-511);
- реактор гидрирования (R-504);
- блок абсорбции сероводорода раствором Flexsorb SETM (D-502);
- блок регенерации раствора Flexsorb SETM (D-503);
- блок очистки раствора Flexsorb SETM;
- блок очистки кислой воды (У-550);
- система утилизации тепла реакции;
- блок термического дожигания хвостового газа до рассеивания его через дымовую трубу.

Процесс очистки хвостового газа по технологии Сульфрен/Скот позволяют повысить степень конверсии сероводорода и сократить выбросы диоксида серы в атмосферу.

На стадии термического дожигания установки 500 производится пар высокого давления (ВД) для нужд завода. В С-502 - печи термического дожигания очищенного на уст. 500 газа окисляет все остаточные соединения серы до  $SO_2$ . Отходящие дымовые газы сбрасываются в атмосферу через дымовую трубу Х-501.

Дымовые трубы Х-501, от каждой нитки КТЛ 1.1/1.2 и КТЛ 2.1/2.2, находятся в непосредственной близости друг от друга, и объединены общим кожухом (внешней трубой). Параметры источников выделения каждой нитки идентичны и имеют одинаковые значения высоты, диаметра, скорости ГВС и температуру. Согласно разделу 5 п. 39, Приложение №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 года №221-Ө «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», было предусмотрено объединение этих источников выделения в один источник – дымовые трубы КТЛ 1 и КТЛ 2.

### ***Установка 600. Хранение и отгрузка жидкой и комовой серы, грануляция серы***

Установка 600 предназначена для временного хранения жидкой технической газовой серы в резервуарах и последующей ее подачи на участки грануляции серы «GX», отгрузки серы в жидком виде в железнодорожные цистерны (наливную эстакаду) и на открытый склад серы (серные карты), предназначенный для длительного хранения серы.

Участок грануляции серы предназначен для производства твердых гранул серы.

В состав установки 600 входит следующее оборудование и системы:

- Резервуары хранения жидкой серы;
- Насосы подачи серы на участок гранулирования;
- Насосы подачи серы на наливную эстакаду и на серные карты;
- Серные карты (вкл. наливные башни);

- Сборники пароконденсата (вкл. насосы);
- Дренажная система стоков (система сбора и нейтрализации кислой воды).

В состав установок гранулирования серы «GX» (5 ед.), получающих жидкую серу с КТЛ/ЗВП, входит следующее оборудование и системы:

- Блочные установки охлаждения жидкой серы;
- Барабаны грануляции серы;
- Система технического и технологического воздуха;
- Система промывочной воды.

Общими для всех установок грануляции серы является следующее оборудование и производственные участки:

- Система транспортировочных конвейеров;
- Площадка открытого склада готовой продукции;
- Участок отгрузки гранулированной серы потребителям.

Участок переплавки серы, в настоящее время, законсервирован из-за отсутствия запасов комовой серы на серных картах.

#### **Установка 700. Производство товарного газа, пропана и бутана из обессеренного газа**

Установка 700, КТЛ1/2/2.3 предназначена для производства товарного газа, высококачественного пропана и бутана из обессеренного газа, подаваемого с технологических ниток У-300 (установок аминоклочки газа).

Установка 700 включает в себя:

- Блок 700 – сепарация и фракционирование газа;
- Блок 720 – осушка газа высокого давления;
- Блок 730 – очистка C3 от COS и RSH; C4 - от RSH; осушка пропана;
- Блок 740 – система пропанового охлаждения;
- Блок 750 – факельная система для низкотемпературных УВ сбросов;
- Блок 760 – блок захолаживания;
- Блок 780 – декантация бутана.

На установке 700 получают следующие продукты:

- Товарный газ;
- Сжиженный пропан;
- Сжиженный бутан;
- Тяжелые углеводороды C5+, возвращаемые в стабилизированную нефть на У-200;
- углеводороды и вода из отделения осушки газа и сепарации сырья, которые рециклом подаются назад в сепаратор среднего давления (СД).

#### **Установка 800. Очистка кислой воды**

Назначением установки 800 КТЛ-1 является извлечение кислых компонентов (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), мехпримесей и углеводородов из принятых с установок 160/200 (установка сепарации и стабилизации нефти) потоков кислой воды.

Установка 800 состоит из двух параллельных технологических ниток: Уст.800-1 и Уст.800-2. Каждая нитка способна очищать кислую воду, поступающую с любой технологической линии: КТЛ-1, КТЛ-2 и КТЛ-2.3. Как правило, Уст.800 Нитки 1 (Уст.800.1) очищает кислую воду, которая поступает с Нитки 1 КТЛ-1, и при необходимости - не отвечающую требованиям воду с Уст.500 КТЛ-2 (вода установки Скот). Уст.800 Нитки 2 (Уст.800-2) очищает кислую воду, которая поступает с Нитки 2 КТЛ-1. Кислая вода из КТЛ-2 и КТЛ-2.3 (Нитка 5) поступает на обе Нитки Уст.800 через перепускную (соединительную) линию из КТЛ-2. Перепускная линия которая соединяет F-801.1 и F-801.2 обеспечивает распределение нагрузки между двумя нитками.

Блок компримирования сырого газа на установке 800 (КСГ) входит в состав второй Комплексной Технологической Линии (КТЛ 2) Тенгизского газоперерабатывающего завода ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО).

Назначением блока компримирования сырого газа установки 800 является компримирование потоков извлеченного газа низкого давления с D802.1/2 и F801.1/2 и направление данных газов на регенерирование в сепараторах низкого давления F-203.1/2 обеих КТЛ.

Блок компримирования сырого газа на установке 800 состоит из двух параллельных ниток компрессорных установок. Каждая нитка включает входной сепаратор компрессора, винтовые компрессоры сухого сжатия, концевой холодильник и приемную ёмкость компрессора.

Установка 800 включает в себя следующие технологические системы:

- Извлечение углеводорода;
- Отдувка кислой воды (извлечение  $H_2S$ ,  $CO_2$ );
- Сбор и транспортировка очищенной воды в нагнетательные скважины на промысле;
- Компримирование газа;
- Охлаждение газа.

Выходящие потоки установки 800:

- Потоки нефти/воды на утилизацию;
- Кислый газ на утилизацию на У-200;
- Обессеренная вода на повторное нагнетание.

#### *Установка 900. Химреагентное хозяйство*

Химреагентное хозяйство предназначено для хранения хим.реагентов: щёлочи, метанола и состоит:

- Склад щёлочи:
  - емкости хранения щёлочи;
  - центробежный насос перекачки щёлочи.
- Склад метанола:
  - насос перекачивающий метанол из ж/д цистерн;
  - насос с помощью которого производится погрузка метанола в автоцистерну;
  - резервуары хранения метанола.

### **Установка 1000. Факельная система**

Сырьем для установки 1000 является продувочный топливный/товарный газ, постоянно поступающий в факельные коллекторы, факельные стволы и пилотные горелки, а также газы для технологически неизбежного сжигания на факелах, поступающие с разных установок КТЛ, применяемых на всех этапах технологического процесса добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки углеводородов. Основными причинами поступления газов в факельную систему с установок КТЛ являются: проведение неизбежных технологических операций таких как, останов, пуск, планово-предупредительные работы, ремонты (ППР), техническое обслуживание и смена режима работы оборудования завода.

Основное назначение установки 1000 – направление на факельные стволы и сжигание всех газовых потоков, образующихся в результате сброса давления в технологических линиях и сосудах; продувок. Сжигание технологических газообразных сред было выбрано с целью минимизировать вредное воздействие на атмосферу. Установка 1000 является защитной системой завода для безопасной утилизации технологических сред в случае остановов, технологических сбоев в энергоснабжении, изменения технологического режима, а также средством безопасной утилизации некондиционных продуктов (газов).

Установка 1000 включает следующие системы:

- Факельная система (5 факелов высокого давления);
- Система закрытого дренажа углеводородов.

### **Установка нейтрализации щелочи**

Основное назначение установки - нейтрализация отработанной щелочи, выводимой с установок демеркаптанизации нефти (ДМК), с доведением ее показателя рН до 7.0-8.5 перед отправкой на промысел для закачки в водонагнетательные скважины (через установку «Белый слон») непосредственно из системы нейтрализации щелочи или через систему Очистных Сооружений.

Установка нейтрализации щелочи (УНЩ или У-033) включает в себя:

- резервуар хранения отработанной щелочи;
- емкости хранения соляной кислоты;
- емкость нейтрализации;
- насос откачки УВ эмульсии;
- насосы подачи отработанной щелочи;
- насосы подачи соляной кислоты;
- насосы нейтрализованного раствора;
- насосы дозированного ввода соляной кислоты;
- скруббер паров соляной кислоты и циркуляционные насосы;
- отстойник щелочи с насосом;
- отстойник соляной кислоты с насосом;
- насос перекачки соляной кислоты;
- фильтры нейтрализованного раствора;
- холодильник нейтрализованного раствора.

Входящие потоки системы нейтрализации щелочи:

- раствор отработанной щелочи;
- раствор соляной кислоты (36% вес).

Продукты, образующиеся в процессе нейтрализации щелочи:

- нейтрализованный раствор щелочи;
- газы, выделяющиеся в ходе реакции нейтрализации;
- соли, выпадающие в осадок.

### ***ДМК 1/2. Установки демеркаптанализации нефти***

Установки демеркаптанализации нефти - ДМК-031 и ДМК-032 - могут эксплуатироваться как одновременно, так и независимо друг от друга.

На каждую установку ДМК через распределительный коллектор поступает нефть из колонн стабилизации нефти (установок 200) с пяти ниток комплексно-технологических линий (КТЛ) завода.

Назначением установок ДМК является преобразование летучих метил- и этилмеркаптанов, содержащихся в тенгизской нефти, в меркаптиды за счёт реакции щелочи с меркаптанами. Далее меркаптиды в обогащенной щелочи проходят процесс регенерации, где меркаптиды в щелочи реагирует с воздухом в присутствии катализатора, образуя при этом дисульфидные масла и щелочь. Полученные нелетучие диметил- и диэтилдисульфиды, растворяясь в товарной нефти, направляются на РПН, щелочь же возвращается обратно в технологический процесс.

В результате процесса демеркаптанализации получается экологически безопасная нефть, которая может транспортироваться по нефтепроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК), наливаясь в ж/д цистерны для транспортировки по железной дороге или храниться в резервуарах.

Каждая установка ДМК включает в себя следующие системы:

- демеркаптанализации нефти;
- регенерации отработанной щелочи;
- очистки щелочной воды и подготовки к повторному использованию.

Установки демеркаптанализации имеют следующие общие системы:

- охлаждающей воды, используемой в теплообменниках;
- дополнительной системы охлаждения нефти;
- сбора и термического окисления отработанного воздуха.

Модификация установок ДМК включает в себя следующие изменения и добавления:

- дополнительная система охлаждения нефти;
- оборудование для регенерации щелочи;
- оборудование для подготовки щелочной воды к повторному использованию;
- оборудование для сбора и термического окисления отработанного воздуха;
- бассейн испарения для сбора пожарной воды;
- модернизация механического оборудования системы безопасности;
- демонтаж открытой байпасной линии вокруг установок ДМК;
- модификация дренажей и отстойников.

Учитывая скорость коррождения существующих подземных трубопроводов, влияющую на механическую целостность подземных участков, ТШО приняло решение заменить эти подземные линии новыми линиями надземной прокладки. Кроме этого, будут установлены постоянные линии для пропарки аппаратов ДМК-2 в факельную систему коллектора КТЛ 2, которые будут использоваться во время проведения капитального ремонта

### **ТГТЭС-2**

Газотурбинная электростанция ТГТЭС-2, спроектирована, построена и введена в эксплуатацию из-за увеличивающихся потребностей в электроэнергии технологического комплекса ТШО по добыче и переработке нефти и газа, в связи с его расширением.

ТГТЭС-2, совместно с ТГТЭС-1 и ТГТЭС-3 образуют энергосистему ТШО, электросетями.

Основным назначением газотурбинной электростанции является выработка и отпуск потребителям электрической энергии заданного стандартом качества и в требуемом количестве для обеспечения работы электрооборудования технологических установок завода и вспомогательного оборудования.

ТГТЭС-2 является структурным подразделением завода, с отдельным технологическим процессом по выработке электроэнергии.

На ТГТЭС-2 установлены три газотурбинных генератора FRAME-6 (ТГ-6.5, ТГ-6.6, ТГ-6.7) производства (по лицензии) компании General Electric (США), работающие на топливном газе от установки 700 завода. Номинальная мощность ТГ-6.5 и ТГ-6.6 - 34,43 МВт и номинальная мощность ТГ-6.7 - 42,91 МВт.

Потребителями электроэнергии, вырабатываемой на ТГТЭС-2 являются:

- комплексно-технологические линии (КТЛ) -1, 2, 2.3 завода до 90%;
- внешнезаводские объекты;
- промышленные объекты.

### **Котельная Пара (SBH)**

Котельная 5 нитки предназначена для обеспечения установок завода паром среднего давления в количестве 210 т/ч, восполнения запасов деминерализованной воды и конденсата в общезаводской системе ПВС.

В состав Котельной входит 4 паровых котла F-001 A/B/C/D типа FM120–97 и соответствующее вспомогательное оборудование, необходимое для выработки пара и деминерализованной воды.

При одновременной эксплуатации всех четырех котлов общая производительность пара составит 280 тонн/час.

### **Резервуарный парк нефти (РПН)**

Стабилизированная и демеркаптанализованная нефть перекачивается из участка ДМК КТЛ посредством насосов стабилизации товарной нефти, которые доставляют нефть по линиям подачи в РПН, расположенный на расстоянии примерно 1-2 км от основного перерабатывающего объекта.

В состав основных сооружений резервуарного парка РПН входят резервуары для хранения товарной нефти:

- два резервуара объемом 40 000 м<sup>3</sup>, с плавающей крышей (Т-11,12);
- один резервуар объемом 50 000 м<sup>3</sup>, с плавающей крышей (Т-23);
- один резервуар 30 000 м<sup>3</sup> со стационарной крышей (Т-22) для некондиционной нефти с установок ДМК КТЛ. В случае, если эти резервуары некондиционной

нефти Т-200/201 ЗВП недоступны, то поток некондиционной нефти ЗВП может направляться в резервуар некондиционной нефти Т-22.

Также на РПН расположены: приемный трубопровод, система сброса давления, выходной трубопровод, узел коммерческого учета нефти и соответствующее противопожарное оборудование.

В настоящее время из 8-ми резервуаров РПН емкостью по 10 000 м<sup>3</sup>, 2 резервуара – в работе, 6 – выведены из эксплуатации. В рабочие резервуары Т-1 и Т-3 ведется прием только излишков щелочи, обвязка для приема нефти отсечена.

Из резервуарного парка нефть транспортируется по трубопроводу КТК, и часть – на нефтеналивные эстакады, откуда так же транспортируется железнодорожными цистернами потребителям.

Для обеспечения дополнительных объемов хранения и экспортных мощностей компании по отгрузке товарной нефти КТЛ, ЗВП, ПБР на площадке РПН установлены следующие объекты:

- три резервуара объемом 50 000 м<sup>3</sup>, с плавающей крышей (Т-032,033,034);
- один резервуар 30 000 м<sup>3</sup> со стационарной крышей (Т-031) для некондиционной нефти. Данный резервуар преимущественно используется при обнаружении отклонений параметров нефти от спецификации качества (высокое давление насыщенных паров, а также при аварийном сливе нефти с технологических установок КТЛ).

**На объектах КТЛ** на период нормирования в работе будет **84** организованных и **54** неорганизованных источников.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются факельные установки (ист. 0126-0130), дымовые трубы котельных (ист. 0134-0137), печей подогрева (ист. ИЗА 0106, 0119, 0125), печей сжигания хвостовых газов (ист. 0099, 0113), термоокислителей (ист. 0412, 0413), выхлопные трубы газотурбинных установок (ист. ИЗА 0131, 0132, 0216), утечки через неплотности оборудования.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории КТЛ представлена на Рисунке 3.17.

### **3.1.3. Завод второго поколения (ЗВП)**

Проект второго поколения (ПВП) предусматривает сепарацию и очистку сырой нефти, добытой на Тенгизском / Королевском нефтяных месторождениях.

Согласно первоначальному проекту завод второго поколения производил 12 млн.т/год стабилизированной (товарной) нефти. В 2009 г. был внедрен проект оптимизации ЗВП, согласно которому применяется новая схема смешивания газовых потоков. Газ из компрессоров влажного сырого газа GC-201/202 с высоким содержанием сероводорода предпочтительно направляется на ЗСГ, что позволяет увеличить загрузку ЗВП по нефти. В результате перехода на режим «композиционного контроля» производственная мощность ЗВП была увеличена до 15.25 млн. тонн в год.

Комплекс ЗВП состоит из следующих установок:

- установка 200 – сепарация, обессоливание, стабилизация нефти и компримирование попутного газа;
- установка 300 – перераспределение сырого газа между установками очистки Диэтаноломином и установкой закачки газа в пласт, осушка сырого газа перед подачей его на закачку в пласт, очистка газа от кислых компонентов (H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>) с помощью амина (ДЭА) и регенерации амина;
- установка 400 – получение серы, процесс Клауса;

- установка 500 – доочистка хвостовых газов (процесс Скотта);
- установка 700 – осушки очищенного газа с получением товарного (топливного) газа, пропана и бутана;
- установка 800 – обработка пластовой (кислой) воды.

В состав вспомогательных систем входят следующие установки:

- установка 9100 Водочистка (деминерализация воды), пар и конденсат;
- установка 9200 Воздух, азот, топливный газ, противопожарная защита;
- установка 9300 Водочистные сооружения;
- установка 9400 Выработка электроэнергии;
- установка 9900 Разгрузка, хранение и распределение химических реагентов;
- установка 1000 Факельное хозяйство и система закрытого дренажа.

### **Установка 200. Производство стабилизированной нефти**

Исходным сырьем для установки 200 (ЗВП) является нефть, добываемая на месторождениях Тенгиз и Королев.

Установка 200 предназначена для:

- отделения газа и пластовой воды от добываемой нефти (в процессе 3-ступенчатой сепарации: в сепараторе ВД на входе нефти с Промысла и сепараторах СД и НД);
- обессоливания и стабилизации нефти;
- компримирования попутного газа;
- отделения УВ конденсата для последующего его фракционирования на У-700.

В состав У-200 входит следующее оборудование и технологические процессы, используемые для подготовки добываемой нефти к транспортировке:

- 3-ступенчатая система сепарации нефти и газа (на входе и в сепараторах СД и НД);
- система обессоливания;
- 3-ступенчатое компримирование сырого газа;
- отпарка УВ конденсата;
- стабилизация нефти;
- блок очистки пластовой воды;
- блок закачки химреагентов.

Технологические потоки на установке 200:

- стабилизированная (товарная) нефть, подаваемая после смешения с кубовым продуктом колонны D-704 в резервуары хранения ТШО / трубопровод КТК;
- попутный (сырой) газ, отделенный от добываемой нефти и подаваемый на У-300 (для очистки от кислых компонентов) и/или на РУ-340 (для дальнейшей закачки его в пласт);
- УВ конденсат, подаваемый на У-700 для фракционирования;
- пластовая вода, направляемая на У-800 для дальнейшей очистки (после прохождения предварительной очистки на РУ-203).

### **Установка 300. Очистка углеводородных газов**

Сырой газ ВД поступает на установку 300 с установки 200 – из входного сепаратора и от компрессоров сырого газа. Система регулирующих клапанов разделяет газ на два параллельных потока, один из которых подается на установку аминочистки, а второй – на установку осушки сырого газа PU-340 и далее – на ЗСГ.

Установка 300 предназначена для:

- Перераспределения сырого газа ВД с установки 200 (сепарация и стабилизация нефти) между установками очистки Диэтаноломином и установкой закачки газа в пласт;
- Очистки сырого газа, поступающего с установки 200 раствором Диэтанолamina (ДЭА) с целью максимального снижения содержания кислых компонентов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) в очищенном газе, подаваемом на установку 700;
- Осушки сырого газа молекулярными ситами перед его подачей на установку закачки газа в пласт;
- Регенерации насыщенного Диэтанолamina (ДЭА) и получения кислого газа, используемого для производства серы на установке 400.

В состав установки 300 входит следующее основное оборудование и технологические процессы:

- Узел смешения сырого газа, поступающего с установки 200, где смешение потоков газа с разными молекулярными массами происходит за счет перенаправления потоков газа регулирующими клапанами, затем смешанный газ распределяется между установкой очистки Диэтаноломином и установкой закачки газа в пласт;
- Установка очистки газа Диэтаноломином (ДЭА), где сырой газ подвергается очистке от кислых компонентов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) в контакторе амина перед его подачей на У-700;
- Система регенерации амина и система трехступенчатой фильтрации амина, предназначенные для очистки амина перед хранением в буферной емкости и подачей в контактор амина;
- Блочная установка осушки сырого газа молекулярными ситами, где газ подвергается процессу дегидратации на молекулярных ситах для дальнейшей закачки газа в пласт.

Основные технологические потоки на У-300:

- Осушенный сырой газ ВД, подаваемый на установку закачки газа в пласт;
- Обессеренный (очищенный от кислых компонентов) газ ВД, подаваемый на У-700 для разделения на фракции;
- Кислый газ, подаваемый на У-400 для извлечения элементарной серы;
- Регенерированный амин, подаваемый в контактор для очистки сырого газа от кислых компонентов;
- Насыщенный амин из контактора амина.

### **Установки 400/500. Извлечение и дегазация серы/Очистка хвостовых газов**

Установки 400 и 500 не работают в режиме «Только ЗСГ».

Назначение Установки 400, работающей на кислом газе, поступающим с Установки 300, заключается в снижении содержания сероводорода согласно требованиям спецификации, и извлечении серы, как продукта. Установка состоит из следующих частей:

- Установка Клауса по извлечению серы;
- Накопитель жидкой серы и дегазация;
- Система пара и конденсата.

Хвостовые газы из установки 400 подвергаются очистке в установке 500. Функция установки по очистке хвостового газа (У-500) заключается в уменьшении концентрации сероводорода  $H_2S$  в хвостовых газах до уровня, соответствующего, как минимум 99,9%, общего извлечения серы. Установка состоит из следующих участков:

- Участок гидрогенизации процесса регенерации серы «Бивон»;
- Участок охлаждения газа;
- Участок растворителя;
- Термоокислитель;
- Отпарная колонна охлаждающей воды.

### **Установка 700. Извлечение СУГ**

Исходным сырьём установки 700 (ЗВП) являются следующие потоки:

- кубовый продукт отпарной колонны углеводородного (УГ) конденсата D-201 (У-200);
- обессеренный газ с установки 300 (ЗВП).

Одновременно, с насыщением сероводородом газа, отправляемого на закачку в пласт, возрастает содержание тяжёлых углеводородов, что приводит к сокращению количества ШФЛУ, направляемой на У-700 для дальнейшего фракционирования на пропан и бутан.

Основным назначением установки 700 является осушка обессеренного газа, подаваемого с У-300 (установки аминокислотной), компримирование, производство товарного газа, обессеривание (очистка ШФЛУ от COS и меркаптанов), фракционирование (производство пропана и бутана, отвечающих Европейским стандартам качества), осушка товарного пропана и производство пропанового хладагента для захлаживания различных технологических потоков на других установках ЗВП.

В состав У-700 входит следующее оборудование и технологические процессы для переработки обессеренного газа, ШФЛУ и получения СУГ для дальнейшего их сбыта:

- Процесс «SCORE» (установка «ORTLOFF») – высокоэффективный процесс извлечения метана и этана из обессеренного газа с использованием турбодетандера и вывода пропана и более тяжёлых УВ с кубовым продуктом колонны деэтанализации D-701;
- Процесс «MEROX» (MERcaptan Oxidation) – снижение концентрации меркаптанов в ШФЛУ за счёт окисления их щёлочью;
- Установка очистки ШФЛУ от карбонилсульфида (COS) – включает в себя реакторы гидролиза COS в  $H_2S$  и аминовый контактор для последующего удаления  $H_2S$ ;
- Установки осушки товарного газа и товарного пропана;
- Колонны фракционирования ШФЛУ: депропанатор и дебутанизатор.

Система пропанового захлаживания:

- Основные технологические потоки У-700;

- Обессеренный (очищенный от сероводорода) газ из аминного контактора D-301 (У-300), подаваемый в колонну дезтанизации D-701;
- Очищенная от сероводорода ШФЛУ из куба отпарной колонны УВ конденсата D-201 (У-200), подаваемая для фракционирования в колонны депропанализации D-703 и дебутанизации D-704;
- Обессеренный сухой газ, подаваемый в трубопровод товарного газа;
- Сжиженный пропан, подаваемый в Товарный парк СУГ;
- Сжиженный бутан, подаваемый в Товарный парк СУГ;
- Тяжёлые углеводороды (C<sub>5</sub>+) из куба колонны дебутанизации D-704, возвращаемые в стабилизированную нефть на У-200.

Основными продуктами У-700 являются товарный газ, товарный пропан и товарный бутан.

### **Установка 800. Очистка кислой воды**

Основным сырьем для установки 800 является кислая (пластовая) вода, отделенная от добываемой нефти на установке сепарации и стабилизации нефти (У-200), и использованная промывочная вода. Эта кислая вода является постоянным источником. Также есть несколько нерегулярных источников воды с установок 300 и 500.

Она предназначена для принятия потоков кислой воды от технологических установок ЗВП для очистки от кислых компонентов, мехпримесей и углеводородов. Данный процесс использует пар СД для отпаривания сероводорода с кислой воды, а также охлаждает потоки очищенной воды. Очищенная вода смешивается с другими потоками сточных вод ЗВП и затем направляется к водонагнетательным скважинам промысла установки «Белый Слон». Извлеченный кислый газ направляется в компрессорную влажного кислого газа.

Расчетная производительность нитки D-801 составляет 37 м<sup>3</sup>/час подачи в отпарную колонну кислой воды. Расчетная производительность новой параллельной нитки отпарной колонны кислой воды D-802 составляет 65 м<sup>3</sup>/час.

Нитка D-802 может эксплуатироваться полностью автономно по отношению к нитке D-801. При нормальных условиях эксплуатации требуется только одна из технологических ниток отпарной колонны кислой воды, в зависимости от подачи расхода кислой воды. Тем не менее, конструкция этих технологических ниток позволяет также предусматривать работу обеих ниток параллельно, при необходимости, для обработки всего расхода подачи кислой воды 102 м<sup>3</sup>/час.

Каждая нитка отпарной колонны кислой воды включает технологические процессы:

- сбор потоков кислой воды от постоянных и нерегулярных источников и их стабилизация;
- отделение от кислой воды остаточных углеводородов в результате подачи некондиции;
- отдувка кислой воды паром СД (очистка от H<sub>2</sub>S) в отпарной колонне кислой воды;
- откачка очищенной воды на закачку в нагнетательные скважины Промысла.

Выходящие потоки установки 800:

- Рецикл конденсированной кислой воды;
- Остаточная нефть в дренаж углеводородов (DHC);
- Рецикл кислого газа;

- Отпаренная кислая вода охлаждается и направляется в промежуточный резервуар, затем перекачивается на установку закачки воды «Белый Слон».

### **Установка 1000. Факельная система и закрытая система дренажа УВ**

Сырьем для установки 1000 является продувочный топливный/товарный газ, постоянно поступающий в факельные коллекторы, факельные стволы для обеспечения их продувок, а так же на пилотные горелки. В факельную систему также поступают газы для технологически неизбежного сжигания на факелах, поступающие с разных установок ЗВП, применяемых на всех этапах технологического процесса добычи, сбора, хранения, транспортировки, подготовки и переработки углеводородов. Основными причинами поступления газов в факельную систему с установок ЗВП являются: проведение неизбежных технологических операций таких как, останов, пуск, планово-предупредительные работы, ремонты (ППР), техническое обслуживание и смена режима работы оборудования завода.

Основное назначение установки 1000 – направление на факельные стволы и сжигание всех газовых потоков, образующихся в результате сброса давления в технологических линиях и сосудах; продувок. Сжигание технологических газообразных сред было выбрано с целью минимизировать вредное воздействие на атмосферу. Установка 1000 является защитной системой завода для безопасной утилизации технологических сред в случае остановов, технологических сбоев в энергоснабжении, изменения технологического режима, а также средством безопасной утилизации некондиционных продуктов (газов).

В состав Установки 1000 входит следующее основное оборудование:

- факелы высокого давления (X-1011-1; X-1011-2);
- факел низкого давления (X-1010);
- факелы резервуаров хранения некондиционного продукта (X-1008, X-1012);
- факельные сепараторы;
- система закрытого дренажа углеводородов.

Установка 1000 не производит каких-либо полуфабрикатов и готовой товарной продукции. В результате технологического процесса ее покидают следующие потоки:

- продукты горения газов на факелах, которые направляются в атмосферу;
- собранные в закрытой дренажной системе углеводородные жидкости, которые направляются на вход установки 200 для переработки.

### **Установка 9000. Внезаводские и вспомогательные системы**

В состав установки вспомогательных систем входят следующие установки:

- Установка 9100. Водоочистка (деминерализация воды), пар и конденсат;
- Установка 9200. Воздух, азот, топливный газ, противопожарная защита;
- Установка 9300. Водоочистные сооружения;
- Установка 9400. Выработка электроэнергии;
- Установка 9900. Разгрузка, хранение и распределение химических реагентов.

**Установка 9100 «Водоочистка»** получает сырую воду, поступающую по существующему трубопроводу технической воды, и рециркулируемую воду из ПВП. Для получения воды различного качества, которая необходима для подачи в качестве подпиточной воды для котлов высокого давления, деминерализованной воды для технологических потребителей, энергопостов, пожарной и питьевой воды, а также воды для аварийных душевых применяется ряд различных процессов очистки.

**Установка 9100 «Система пара»** распределяет пар, производимый на установке 9400 «Выработка электроэнергии», при трех различных уровнях давления:

- Пар ВД: 70 бар (изб.) (коллектор пара высокого давления);
- Пар СД: 35 бар (изб.) (коллектор пара среднего давления);
- Пар НД: 4,5 бар (изб.) (коллектор пара низкого давления).

**Установка 9200 «Система воздуха»** использует общую установку компрессора воздуха для выработки воздуха КИП, технического воздуха и технологического воздуха для потребителей ПВП. Технический воздух подается на заводские приборы и энергопосты. Технологический воздух, главным образом, потребляется блоком очистки от меркаптана.

**Установка 9200 «Система топливного газа»** распределяет потребителям на ПВП газ, производимый Установкой 700 на ПВП, при двух различных уровнях давления:

- Топливный газ ВД: 59 бар (изб.) (коллектор топливного газа высокого давления);
- Топливный газ НД: 7 бар (изб.) (коллектор топливного газа).

Топливный газ для установки 9400 «Выработка электроэнергии» отбирается из врезки в трубопровод экспорта товарного газа от существующей установки КТЛ.

Когда Установка 700 не функционирует, этот источник топливного газа НД также используется для подачи газа потребителям на ПВП. Когда Установка 700 на ПВП не функционирует, источником топливного газа ВД служит линия экспорта товарного газа от существующих ниток КТЛ.

**Установка 9200 «Система пожарной воды»** предназначена для пожаротушения на заводе ПВП. Пожарная вода хранится в резервуарах хранения сырой/пожарной воды двойного назначения. Электрический насос пожарной воды (с резервным дизельным насосом и электрическим сетевым насосом) подает воду в подземный замкнутый кольцевой магистральный трубопровод для обеспечения водой сети гидрантов, гидрантов мониторингового типа и блоков орошения.

**Установка 9300 «Водоочистные сооружения»**

Продуктом процесса очистки сточных вод является очищенная вода, которая подается в коагулятор/осветлитель сырой воды в системе производства деминерализованной воды. Отходами процесса очистки сточных вод являются отделенные от воды УВ, обезвоженный шлам и стоки, отправляемые на шламонакопитель/поля испарений.

**Установка 9400 «Выработка электроэнергии»** является парогенераторной установкой, которая вырабатывает номинальную мощность 240 МВт при выдаче 450 тонн/час пара температурой 370°C и давлением 72 бар (изб.). Установка состоит из двух газовых турбин типа GEPG 9171 (9E) и двух связанных с ними парогенераторов-утилизаторов единого уровня давления. Работа газовых турбин регулируется для выработки необходимого количества электроэнергии при работе туннельных горелок парогенераторов-утилизаторов, регулируемых для выработки пара. При нормальном режиме работы функционируют две газовые турбины и два парогенератора-утилизатора. При этом для базовых условий требуется минимальное дополнительное горение, обеспечивающее выработку 450 тонн/час пара. При работе одной газовой турбины и одного парогенератора-утилизатора, скорость горения увеличивается для обеспечения выработки 450 тонн/час пара. При работе только двух парогенераторов-утилизаторов в режиме FD (подачи), уровень выработки в 450 тонн/час пара обеспечивается режимом вспомогательного горения.

**Установка 9900 «Система катализаторов и химических реагентов»** получает 85%-ный ДЭА (Диэтаноламин), 46%-ную щелочь и метанол с участка разгрузки химических реагентов. 85%-ный ДЭА доставляется на ПВП в транспортировочных емкостях, разгружается насосами разгрузки 85%-ного ДЭА и хранится в резервуаре

хранения 85%-ного ДЭА. Насос перекачки ДЭА подает ДЭА на Установку 300. Метанол доставляется в железнодорожных вагонах, разгружается насосами разгрузки метанола и хранится в резервуаре хранения метанола. Насос перекачки метанола подает метанол на различные точки ввода на Установках 200, 300 и 700. 46%-ная щелочь также доставляется на площадку в железнодорожных вагонах и разгружается насосом для разгрузки 46%-ной щелочи. Перед подачей на хранение в резервуар для 25%-ной щелочи 46%-ная щелочь разбавляется деминерализованной водой до 25%. Насос перекачки 25%-ной щелочи подает 25%-ную щелочь различным потребителям на ПВП.

В рамках проекта «Повышения производительности и надежности ЗВП/ЗСГ» введена в эксплуатацию установка пара ВД с производительностью, обеспечивающей подачу 250 т/ч пара ВД параллельно двум существующим парогенераторам-утилизаторам для повышения надежности системы, а также удовлетворения потребности в паре ВД в периоды ежегодного техобслуживания и испытаний парогенераторов-утилизаторов. Пар используется для технологических нужд завода.

Установка производства пара ВД интегрирована в общезаводскую систему инженерно-технологического и технического снабжения. Обеспечение технологического управления осуществляется с помощью систем РСУ и АО из ЦПУ 24/7 ТОО ТШО.

Основными потребителями пара высокого давления являются технологические установки, располагаемые в технологической зоне, а также паровые турбины ЗВП.

Установка производства пара ВД мощностью 250 т/ч включает: паровой коллектор, экономайзер, деаэратор, горелки, вентилятор, насосы питательной воды котла, насосы продувки, насосы-дозаторы химикатов, емкости продувки, охладители воздуха, насосы воды охлаждения и т.д. Кроме этого в состав установки входят: трубопроводы пара, питательной воды, дренажа, продувок, отбора проб, подачи химреагентов с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой, газопроводы топливного газа к котлу и к горелкам котла с соответствующей запорной, регулирующей и защитной арматурой; датчики и приборы КИПиА, обеспечивающие интеграцию котла в распределительную систему управления ТШО и выполнение необходимых защит и блокировок котла и вспомогательного оборудования и т.д.

Газоснабжение котла предусмотрено от газопровода низкого давления от распределительной сети системы газоснабжения ЗВП, которая включает ГРП (газораспределительный пункт). Основное топливо для котла – природный газ низкого давления.

В 2017 году ТОО «Тенгизшевройл» введен в эксплуатацию термический окислитель с прямым нагревом, предназначенный для утилизации высокосернистого газа отходящего от резервуаров Т-801 и Т-802.

Резервуары кислой воды Т-801 и Т-802 предназначены для сбора и хранения кислой воды с технологических установок ЗВП и перенаправлением для дальнейшей обработки воды на Установку 800. Выходные парогазовые продукты из резервуаров направляются в термический окислитель С 502 для горения. При непродолжительном отключении или останове (менее одного часа) несожженный отходящий газ из резервуаров Т-801/Т-802 проходит через С 502 и сбрасывается в атмосферу. В случае продолжительного отключения С 502 (более одного часа) группа эксплуатации ЗВП запускает в работу термический окислитель.

Новый термический окислитель с прямым нагревом предназначен для окисления сероводорода и других соединений серы, содержащихся в газах дыхания резервуаров Т-801/Т-802 до двуокиси серы перед выбросом в атмосферу. Для полного окисления серосодержащих компонентов, в камере сжигания обеспечивается температура 871°C за счет сжигания топливного газа. Воздух для сжигания топливного газа подается воздуходувкой. Дымовые газы выводятся через дымовую трубу.

Местоположение нового термического окислителя находится на 29 м южнее Т-802.

Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на заводе второго поколения (ЗВП) представлена на Рисунке 3.18.

**На объектах ЗВП 27 организованных и 18 неорганизованных источников.**

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются факельные установки (ист. 0311, 0312, 0321, 0491, 0813), дымовые трубы котлов (ист. 0320, 0484), термоокислителей (ист. 0310, 0990), выхлопные трубы газотурбинных установок (ист. 0313, 0314, 0487, 0488, 0889) и утечки через неплотности оборудования.

#### **3.1.4. Внешние объекты ТОО «Тенгизшевройл»**

##### ***Нефтеналивная эстакада***

Товарная нефть перекачивается насосами в резервуарный парк. Из резервуарного парка нефть транспортируется по трубопроводу КТК потребителям, и часть – на нефтеналивные эстакады, откуда железнодорожным транспортом отправляется потребителям. Для приема нефти на нефтеналивной эстакаде предусмотрен резервуар объемом 5 тыс. м<sup>3</sup> (Т-1551) для временного хранения нефти. Налив нефти в железнодорожные цистерны производится на двух нефтеналивных эстакадах, оборудованных наливными рукавами (по 20 штук на каждой эстакаде). Для перекачки нефти в цистерны, в насосной установлены 5 насосов, из которых 4 насоса рабочих, один - резервный. Для аварийного слива нефти из трубопроводов насосной, установлена подземная дренажная емкость объемом 5 м<sup>3</sup>. Пары нефти из рукавов через гофрированный шланг поступают в коллектор и далее на установку сжигания паров (2 шт.). Для разгрузки некондиционной нефти или нефти из разгерметизированных цистерн на площадке установлены 2 насоса, которые через 10 разгрузочных рукавов перекачивают нефть в подземную дренажную емкость Т-001 объемом 60 м<sup>3</sup> и далее в резервуар Т-1551. Резервуар 1551 снабжен плавающей крышей. Железнодорожные цистерны могут использоваться в качестве резервуаров временного хранения нефти в случае необходимости.

##### ***Товарный парк СУГ***

Товарный парк сжиженных углеводородных газов (СУГ) предназначен для хранения и экспорта сжиженных углеводородов, получаемых с установок 700 заводов КТЛ и ЗВП. Товарный парк по своему назначению является складом для хранения сжиженных углеводородов, который необходим в качестве буфера на период загрузки железнодорожного состава.

Товарный парк состоит из двух отдельных установок: товарного парка КТЛ, товарного парка ЗВП и факельной системы. Технологический процесс товарного парка сжиженных углеводородов состоит из следующих стадий:

- Прием и хранение сжиженных углеводородных газов в буллитах;
- Откачка сжиженных углеводородов насосами пропана и бутана в железнодорожные цистерны;
- Налив готовой продукции в железнодорожные цистерны, которая состоит из следующих операций.

Для приема и хранения СУГ на товарном парке КТЛ имеются семь буллитов пропана и тридцать три буллита бутана объемом 200 м<sup>3</sup> каждый, на товарном парке ЗВП три буллита пропана объемом 2500 м<sup>3</sup> и три буллита бутана объемом 1400 м<sup>3</sup> каждый. Для перекачки СУГ на товарном парке КТЛ и ЗВП установлены по 5 насосов, из них 2 насоса для перекачки бутана, 2 насоса для перекачки пропана и 1 для перекачки некондиционного продукта. Пропан и бутан из емкостей насосами перекачивают в железнодорожные цистерны, установленные на наливной эстакаде. Наливная эстакада двухсторонняя, оборудована 60 наливными стояками, расположенными с двух сторон

наливной эстакады по 30 стояков на каждой стороне. Железнодорожные цистерны могут использоваться для временного хранения СУГ в случае необходимости.

Факельная система ТП состоит из двух факелов НД основного (существующего) и резервного. В факельную систему ТП сбрасываются углеводородные газы с операций по проведению планового технического обслуживания оборудования ТП, наливке ж/д цистерн, а также углеводородов, поступающих с предохранительных клапанов.

### **Котельная воды (WBH)**

В котельной установлены 2 котла для выработки пара производительностью 50 тонн пара в час каждый, для обеспечения паром СД установок завода и паром НД внешнезаводских объектов, но данные котлы окончательно были выведены из эксплуатации в 2016 году из-за отсутствия производственной необходимости и два котла для горячей воды теплопроизводительностью 58 МВт. В настоящее время котельная обеспечивает теплофикационной водой контуры водяных обогревов технологических трубопроводов, производственные помещения, приборы и оборудования КИП установок КТЛ-1 и 2 и административно-бытовые здания. Котлы работают на топливном газе.

Рядом со зданием котельной установлены два пожарных насоса мощностью 486 кВт каждый, работающих на дизельном топливе.

### **ТГТЭС-1**

Для выработки электроэнергии на ТГТЭС-1 установлены 4 турбины, работающие на топливном газе (Frame 6B – ТГ6.1, ТГ6.2, ТГ6.3, ТГ6.4). Номинальная мощность каждой турбины - 34 МВт. Потребителями электроэнергии, выработанной ТГТЭС-1 являются:

- Комплексно-технологические линии (КТЛ) – 1, 2;
- Внешнезаводские объекты;
- Вахтовые поселки;
- Нефтеналивная эстакада №1,2;
- Промысловые объекты.

Для запуска турбин после останова предусмотрены стартовые генераторы мощностью 485 кВт (4 шт.) работающие на дизельном топливе. Для резервного электроснабжения оборудования, необходимого для пуска турбогенераторов при полной потере напряжения на ТГТЭС-1 установлен дизельный генератор мощностью 1280 кВт.

Источники выбросов загрязняющих веществ ННЭ, Товарного парка СУГ, котельной КТЛ и ТГТЭС-1 представлены на Рисунке 3.10.

### **Вахтовый поселок ТШО**

Отопление вахтового поселка ТШО осуществляется от котельной, где установлены 7 котлов мощностью 1290 кВт, работающих на топливном газе и 3 котла мощностью 2035 кВт работающих как на топливном газе, так и на дизельном топливе (резервное топливо) в случае перебоя поставки газа. Рядом со зданием котельной установлен пожарный насос мощностью 160 кВт, работающий на дизельном топливе.

Для выполнения небольших ремонтных работ на территории поселка есть ремонтно-механический, столярный и малярный цеха. Для парковки автотранспорта имеется автостоянка.

Для резервного электроснабжения инфраструктуры поселка (офисы, силовые, прачечная) установлены дизельные генераторы различной мощности. Для обеспечения питанием персонала имеются две столовые «Беркут» и «Ирбис», оборудование которых работает на газе. Также имеется пекарня для выпечки хлебобулочных изделий, оборудование в пекарне работает от электричества.

Рядом с вахтовым поселком ТШО расположен аэродром для взлета и посадки легкомоторных самолетов. Для запуска двигателя самолета используется наземный источник питания (дизельный генератор мощностью 90 кВт). Дозаправка самолета (при необходимости) авиационным бензином производится топливозаправщиком. На территории аэродрома используется 6 единиц автомобильной спецтехники.

На территории в.п. ТШО имеется открытая автостоянка для парковки транспортных средств ТШО.

Источники выбросов загрязняющих веществ вахтовом поселке ТШО представлены на Рисунке 3.11.

### **Вахтовый поселок Шанырак**

Для отопления и горячего водоснабжения вахтового поселка Шанырак имеется котельная с 4-мя котлами мощностью 10000 кВт каждый, работающих на топливном газе. Одновременно могут работать два котла.

Для резервного электроснабжения установлены два газогенератора мощностью 750 кВт. Для мелкого ремонта оборудования имеется блок производственно-технического обслуживания, сварочный и малярный участки.

В каждом жилом модуле (доме) для обеспечения питанием проживающего персонала имеется столовая, оборудование которых работает на газе.

Для обеспечения столовых ТШО хлебобулочными изделиями в вахтовом поселке Шанырак имеются две пекарни, оборудование которых работает на газе.

В восточной части поселка установлен пожарный насос мощностью 140 кВт, работающий на дизельном топливе.

Пункт сбора дома «Бирлик» оборудован двумя генераторами мощностью 40 кВт работающих на дизельном топливе.

В западной части в.п. Шанырак располагаются канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся на территории поселка. Сточная вода последовательно проходит этапы механической и биологической очистки. Избыточный ил образующийся в процессе биологической очистки, уплотняется и направляется на иловые площадки. Очищенные сточные воды с КОС поселка Шанырак сбрасываются на пруды испарения. С 01.10.2022 года очистные сооружения в.п. Шанырак находятся на консервации. Сточные воды, образующиеся на территории в.п. Шанырак, будут отводиться на очистку на КОС Тенгиз.

На территории в.п. Шанырак имеются открытые автостоянки для парковки транспортных средств ТШО.

Источники выбросов загрязняющих веществ в вахтовом поселке Шанырак представлены на Рисунке 3.12.

### **Промбаза ТШО**

Техническое обслуживание и ремонт автотранспорта включая автобусы грузовые и легковые автомобили производится на Промбазе ТШО.

Для отопления производственных помещений имеется котельная с 4-мя котлами мощностью 3488 кВт каждый работающих на топливном газе. Текущий ремонт котельного оборудования осуществляется в собственном РМЦ.

Для отопления цеха такелажной оснастки используется газокалорифер, установленный на улице рядом с цехом.

Техническое обслуживание и ремонт автотранспорта на промбазе производится в АРП 1-3, где расположены все цеха и участки необходимые для ремонтных работ. В зимний период в качестве дополнительного теплоснабжения используются газокалориферы (4 шт.) работающие на дизельном топливе.

Заправка автотранспорта осуществляется на АЗС, включающей пять резервуаров с дизельным топливом и две топливораздаточные колонки. Для резервного электроснабжения АЗС предусмотрен дизельный генератор мощностью 30 кВт.

На территории промбазы расположен складской комплекс для хранения амортизируемых материалов и материалов для ремонтно-восстановительных работ. Для резервного электроснабжения складских помещений имеются четыре генератора различной мощности, работающие на дизельном топливе. Для обогрева складского помещения вилочных погрузчиков имеется котельная с одним водогрейным котлом работающем на топливном газе мощностью 500 кВт.

На территории промбазы ТШО имеется открытая автостоянка для парковки транспортных средств ТШО.

Источники выбросов загрязняющих веществ Промбазы ТШО представлены на Рисунке 3.13.

### ***Бетонный завод***

На территории Бетонного завода имеются склады для хранения инертных материалов (песка и гравия различной фракции). Инертные материалы поступают на завод в вагонах (думпкарах) по железной дороге. Цемент поступает на завод в специальных мешках и с помощью пневмотранспорта подается в силоса (4 шт.) для хранения.

На бетонно-смесительный узел (БСУ) инертные материалы подаются по конвейеру, цемент – пневмотранспортом. В холодный период года, инертные материалы подогреваются паром, который вырабатывается собственной котельной, работающей на топливном газе.

Для резервного электроснабжения установлен дизельный генератор мощностью 300 кВт.

На территории завода, используется различная грузоподъемная и транспортная спецтехника.

### ***База бурения***

На базе бурения располагаются цеха и участки подрядных организаций, которые ведут буровые работы на ТШО. Для обогрева производственных и складских помещений установлены газокалориферы (8 шт.), для обогрева офисов имеется котельная с двумя котлами мощностью 450 кВт каждый работающих на топливном газе.

На базе бурения имеются участки приема и хранения цемента и соляной кислоты. Для хранения цемента установлены силоса. Для хранения соляной кислоты установлены 5 резервуаров. Резервуары оборудованы системой сбора паров. Уловленные пары соляной кислоты поступают в скруббер, эффективность очистки которого 96%. Уловленные пары возвращаются в емкость.

### ***Консолидированный сервис центр***

На территории консолидированного сервисного центра (КСЦ) базы бурения расположены ремонтно-механические и сварочные цеха для проведения ремонта бурового оборудования. Для диагностики, технического обслуживания и мелкого ремонта спец автотранспорта имеются специализированные посты, оборудованные местными отсосами.

Для отопления и горячего водоснабжения консолидированного сервисного центра имеется котельная с тремя котлами мощностью 630 кВт каждый, работающих на топливном газе. (2 котла в работе и 1 в резерве).

### ***Завод по приготовлению бурового раствора***

На территории базы бурения расположен завод по приготовлению бурового раствора. Замешивание бурового раствора производится в шести емкостях. Основа бурового

раствора - дизельное топливо хранится в двух горизонтальных емкостях, объемом 200 м<sup>3</sup> каждая. Для хранения бурового раствора имеются 26 емкостей объемом по 95 м<sup>3</sup> и 60 емкостей объемом по 64 м<sup>3</sup>. Для перекачки готового бурового раствора на территории ЗБР установлены 12 насосов (электрические).

На заводе также производится переработка бурового шлама. Для переработки бурового шлама установлены 4 мерника. Буровой шлам завозится машиной и поступает (через вибросито) в первый мерник, затем поступает на центрифугу, где происходит разделение на твердую и жидкую фракцию. Твердая фракция смешивается с песком и отправляется на полигон промтоходов для утилизации. Для очистки нефтезагрязненной воды (жидкая фракция) установлен сепаратор, в котором производится разделение на нефтяную основу, воду и шлам. Нефтяная основа и очищенная вода используется для приготовления бурового раствора повторно. Шлам также отправляется на полигон промтоходов для дальнейшей утилизации. Для обогрева (в холодный период) резервуаров с очищенной водой имеется котельная. В рамках проекта по «Модернизации базы бурения» будет произведен демонтаж старого котельного оборудования и монтаж двух новых котлов мощностью 400 кВт каждый, работающих как на топливном газе, так и на дизельном топливе.

На базе бурения располагается склад ГСМ. Дизельное топливо склада ГСМ используется для заправки транспортных средств, эксплуатации оборудования, а также для подготовки бурового раствора. Оно доставляется на склад по железной дороге в цистернах. Доставленное дизтопливо хранится в резервуарах в шестнадцати горизонтальных резервуарах емкостью по 200 м<sup>3</sup> и пяти горизонтальных резервуарах емкостью по 100 м<sup>3</sup>. На базе хранения дизельного топлива, кроме резервуаров, также имеются: разгрузочная эстакада для железнодорожных вагонов-цистерн и наливные рукава для автоцистерн. В рамках проекта по «Расширение основного склада дизтоплива. Стадия 2» с 2021 года введен в эксплуатацию дополнительный вертикальный резервуар хранения дизельного топлива - Т-078, объемом 3000 м<sup>3</sup>.

Источники выбросов загрязняющих веществ на территории базы бурения представлены на Рисунке 3.14.

### ***Тенгиз Эко Центр***

Тенгиз Эко центр предназначен для приема промышленных и бытовых отходов. Захоронение промышленных и твердых бытовых отходов производят в специально подготовленные карты.

Для утилизации бетонных отходов установлены 2 камнедробилки на дизельном приводе. Для утилизации древесных отходов установлена дробилка для древесины на дизельном приводе.

На территории ТЭЦ, для осуществления операций погрузочно-разгрузочных работ, обваловки ячеек отходов дробленным бетоном и уплотнением грунтом используется различная грузоподъемная и транспортная спецтехника.

Источники выбросов загрязняющих веществ на территории ТЭЦ представлены на Рисунке 3.15.

### ***Объекты железнодорожной инфраструктуры***

#### ***Локомотивное депо***

Локомотивное депо предназначено для технического обслуживания и ремонта тепловозов. Для нужд ремонта имеется сварочный участок, где производится электродуговая, газовая сварка и газорезка металла. На ремонтно-механическом участке производится механическая обработка металла, испытание топливной аппаратуры. Также в депо производится заправка локомотивов маслом и дизельным топливом.

После технического обслуживания или ремонта на станции реостатных испытаний производятся испытания дизель-генераторных установок тепловозов ТЭМ 2, ТЭМ18. Станция расположена на существующих подъездных путях локомотивного депо ТШО. Место расположения реостатной станции определено требованиями к понижению шума от работы двигателя тепловоза и вентилятора охлаждения реостата.

Данные испытания проводятся регулярно. Управление испытаниями ведется из операторной, расположенной в изолированном помещении.

На территории депо для обеспечения и поддержки работ используется различная спецтехника.

Источники выбросов загрязняющих веществ локомотивного депо представлены на Рисунке 3.16.

### **Очистные сооружения КТЛ**

Канализационные очистные сооружения КТЛ предназначены для очистки промливневых стоков. Бытовые стоки канализационной системы К1 с административного и заводского сектора откачиваются на Промбазу, с которой перекачиваются на новые канализационно-очистные сооружения (КОС), где стоки очищаются, после чего часть воды направляется на объект ПИВ (повторного использования воды), а часть сбрасывается на поля испарения.

Промливневые стоки с заводов и прилегающих к ним объектов по канализационной сети К-3 поступают в резервуары-накопители, где происходит усреднение стоков и перекачивание их на ОС. Очищенная вода, прошедшая все процессы очистки (флокуляция, коагуляция, флотация) аккумулируется в резервуаре, откуда погружными насосами откачивается на объект «Белый слон» для дальнейшей закачки в подземные горизонты. При производственной необходимости и в случае проведения ремонтно-профилактических работ, на объекте «Белый слон» а также на полигоне закачки сточных вод, предусматривается периодический сброс очищенных производственных сточных вод на поля испарения КТЛ. Образовавшийся в результате очистки сточной воды осадок после системы обезвоживания шлама транспортируется на полигон захоронения промышленных отходов.

### **Учебно-тренировочный полигон**

Для тренировки пожарной команды на территории завода оборудован учебно-тренировочный полигон. На полигоне проводятся тренировки по ликвидации пожаров, разливов нефти и других опасных жидкостей. Для тренировки по мере необходимости используется различное оборудование (генераторы, осветительные мачты, насосы).

Источники выбросов загрязняющих веществ очистных сооружений КТЛ и учебно-тренировочного полигона пожарно-аварийной службы ТШО представлены на Рисунке 3.17.

### **Новая промбаза ТШО**

Новая промбаза является многофункциональным объектом инфраструктуры ТШО. В 2013 году с целью сокращения рабочего персонала на ПТЗ на территорию новой промбазы переехали, ремонтно-механические цеха, офисные блоки, а также центрально-заводская лаборатория (ЦЗЛ).

Новая Промбаза расположена севернее от существующей промбазы. По функциональному использованию площадка базы разделена на несколько зон:

- производственная зона – ремонтно-механический цех и офисный блок занимает центральную часть территории;
- подсобная зона – здание архива, здание объединенной лаборатории, здание склада объединенной лаборатории – расположена в центральной и восточной части базы;

- складская зона – площадка для складирования оборудования, отпуска материалов – запроектирована в западной части участка;
- зона общественного центра – здание столовой, парковка, автобусная остановка размещена в центральной части промышленной базы;
- вспомогательная зона – резервный дизельный генератор-1 мощностью 1400 кВт, резервный дизельный генератор-2 мощностью 1400 кВт, подстанция, здание инженерных коммуникаций, газорегулирующая станция.

Все цеха оборудованы действующими системами приточно-вытяжной вентиляции. На территории Новой промбазы имеются открытые автостоянки для парковки транспортных средств ТШО. Для теплоснабжения базы установлена автономная котельная с 4 котлами мощностью 2500 кВт каждый. Все котлы работают на топливном газе.

Источники выбросов загрязняющих веществ на площадке Новой промбазы представлены на Рисунке 3.19.

### **КОС Тенгиз**

Сооружения КОС Тенгиз расположены в западной части промышленной зоны месторождения Тенгиз.

КОС включает следующие этапы очистки:

- сбор сточных вод – сточные воды от промбазы, вахтовых поселков и бытовые сточные воды, привозимые автоцистернами с территорий, не имеющих общей системы канализации;
- предварительная очистка – поступающие канализационные стоки проходят механическую очистку для удаления крупнозернистых примесей и плавающих твердых нерастворимых веществ, а также удаление песка из сточных вод до биологической очистки;
- биологическая очистка (основная очистка) классическая схема биологической очистки предусматривает использование сооружений для осаждения, аэрации и предварительного отстаивания, после чего насосами подается в последовательные периодические реакторы;
- доочистка стоков;
- обеззараживание стоков;
- обезвоживание ила;
- иловые карты;
- лагуны для хранения ила в зимний период;
- пруды-испарители.

В качестве биологической очистки сточных вод выбрана система Последовательного Периодического Реактора (ППР). Аналогичная система используется на КОС в.п. Шанырак.

Западнее КОС Тенгиз располагаются сооружения по повторному использованию воды (ПИВ). Часть очищенных сточных вод с КОС направляется на последующую доочистку ПИВ для повторного использования в качестве деминерализованной воды в производственных целях. На объекте ПИВ расположены склады хранения химвеществ, а также установлены 2 дизельных генератора мощностью 200 кВт каждый и емкость для дизельного топлива объемом 25 м<sup>3</sup>.

Для отопления здания КОС и ПИВ предусмотрена котельная с двумя котлами мощностью 3000 кВт каждый. Котлы работают на топливном газе.

Источники выбросов загрязняющих веществ КОС Тенгиз и ПИВ представлены на Рисунке 3.20.

### ***Участок стабилизации пиррофорных отходов и площадка переработки бурового шлама на территории бывшей КВПП***

Нефтешлам для стабилизации поступает в течение года во время проведения ремонтных работ на установках ТШО. Стабилизация нефтешламов происходит в специально оборудованных ячейках.

В ячейке пиррофорные отходы выдерживаются в течение двух-трех недель для полного окисления. Затем стабилизированный нефтешлам захоранивают на полигоне промышленных отходов ТЭЦ или отправляют на утилизацию специализированным компаниям.

На противоположной стороне от участка по стабилизации пиррофорных отходов располагается площадка переработки бурового шлама.

Генерируемый во время процесса бурения шлам, доставляется в специально оборудованных контейнерах и размещается в 4 железобетонных резервуарах.

Переработкой бурового шлама занимается подрядная организация. Переработка бурового шлама осуществляется на установке термомеханической обработки шлама (ТОШ). Установка ТОШ работает по сепарационной технологии. Отходы бурения сепарируются в три основные группы-компонентов: твердый минеральный остаток (ТМО), углеводороды и вода. Жидкая фаза используется повторно для приготовления нового БРНО (буровой раствор на нефтяной основе) на ЗБР ТШО. ТМО передается для дальнейшей утилизации на ТЭЦ.

Источники выбросов загрязняющих веществ объектов, расположенных на территории бывшей КВПП представлены на Рисунке 3.21.

### ***Вахтовый поселок Оркен***

Для размещения персонала, задействованного в Проекте Будущего Расширения, предусмотрен Новый Вахтовый поселок «Оркен», который будет представлять жилой и базовый рабочий центр компании ТОО «Тенгизшевройл». Новый вахтовый поселок расположен южнее существующего в.п. ТШО.

Для отопления и горячего водоснабжения вахтового поселка «Оркен» имеется котельная с восемью котлами мощностью 8000 кВт каждый, работающих как на топливном газе, так и на дизельном топливе. Для снабжения котлов водой, установлена станция водоподготовки, где в качестве хим.реагента применяется серная кислота.

Для резервного электроснабжения установлены генераторы работающие на дизельном топливе. Имеется пожарный насос мощностью 260 кВт, работающий на дизельном топливе.

На территории вахтового поселка «Оркен» расположен объединенный центр управления производством (ОЦУП). На территории ОЦУП расположены 2 резервных дизельных генератора и резервуары хранения ДТ.

На территории в.п. «Оркен» имеются открытые автостоянки для парковки транспортных средств ТШО.

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в новом вахтовом поселке «Оркен» представлены на Рисунке 3.24.

**На объектах внешней инфраструктуры ТШО** расположено **275** организованных и **141** неорганизованных источников.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются – выхлопные трубы газотурбинных установок (ист. 0151, 0152, 0153, 0154), полигон ТБО (ист. 6437)

факельная установка товарного парка СУГ (ист. 0163) и дымовые трубы котельных расположенных в вахтовых поселках.

### **3.1.5. Объекты ПБР/ПУУД**

Проект будущего расширения запланирован как следующий шаг расширения производственных мощностей ТШО и состоит из связанных между собой объектов производственного назначения и инфраструктуры:

В состав производственного комплекса ПБР входят:

- Объекты системы сбора и закачки;
- Система Повышения Давления (СПД) и Завод Третьего Поколения (ЗТП);
- Закачка Сырого Газа Третьего Поколения (ЗСГТП).

В состав объектов инфраструктуры входят объекты, предназначенные для обеспечения строительства, ввода в эксплуатацию производственных комплексов ПБР.

#### **Объекты системы сбора и закачки**

Система нефтесбора включает следующие объекты:

- Группы площадок кустов скважин с замерными установками;
- Площадки газонагнетательных скважин;
- Существующие объекты системы сбора, подлежащие реконструкции и модернизации (ЗУ, устьевое оборудование, магистральные и промысловые трубопроводы, манифольды);
- Внутрипромысловые трубопроводы.

В настоящем Проекте НДВ объекты системы нефтесбора ПБР /ПУУД (факельные установки ЗУ-52, ЗУ-53, ЗУ-54, ЗУ-55, а также неплотности технологического оборудования, подключенного к ЗУ и технологического оборудования группы кустовых скважин) рассматриваются в составе группы производств: Объекты месторождений Тенгиз и Королевское (Промысел).

#### *Площадки кустов скважин закачки газа*

Проектом предусматриваются новые площадки кустов скважин закачки газа (обозначены БП-20 - БП-25) с 4 скважинами на каждой (одна на перспективу).

Газонагнетательные скважины ПБР/ПУУД обеспечат расширение технических возможностей проведения операций по закачке сырого газа в пласт для поддержания пластового давления на месторождении Тенгиз и обеспечения сохранения уровня добычи углеводородного сырья.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах системы сбора и закачки ПБР представлена на Рисунке 3.27.

#### **Система повышения давления (СПД)**

В связи с падением пластового давления возникла необходимость эксплуатации месторождения при более низком давлении. СПД предназначена для повышения давления добываемых флюидов до уровня входного давления на ЗВП/КТЛ. СПД включает в себя приемный участок, четыре нитки сепарации нефти/газа/воды, четыре нитки компримирования, повышение давления сырой нефти с последующим распределением газа и нефти между существующими объектами ТШО и объектами ПБР, блок очистки пластовой воды и систему охлаждения СПД. Для обеспечения повышения эффективности сепарации нефть/вода, предотвращения образования коррозии трубопроводов и образования гидратов на СПД предусмотрена система закачки химреагентов.

### *Приемный участок*

Приемный участок СПД представляет собой систему трубопроводов с устройствами для их очистки (камеры приема и запуска скребка). Многофазный поток с ЗУ системы сбора подается в приемные коллекторы СПД. Из коллектора флюид направляется на шламоуловители.

### *Одноступенчатая сепарация нефти/газа/воды*

Шламоуловители представляют собой трехфазный сепаратор, где происходит гравитационное разделение пластового флюида на жидкую и газообразную фазы. Газ сепарации из шламоуловителей объединяется в единый поток и распределяется между компрессорами СПД и ЗТП, нефть с шламоуловителей через бустерные насосы подается на распределение между ЗТП и установками ЗВП/КТЛ. Сепарированная вода подается на установку очистки пластовой воды.

### *Одноступенчатое сжатие газа на СПД*

Газ перед подачей на компрессоры охлаждается и направляется в сепаратор для отделения жидкости. Далее газ подвергается компримированию до 86.6 бар абс. посредством четырех центробежных компрессоров. Компримированный газ со всех ниток собирается в общем коллекторе и распределяется между ЗТП и существующими объектами ТШО.

### *Блок очистки пластовой воды*

На СПД предусмотрены две установки очистки пластовой воды. Блок очистки воды предназначен для снижения содержания нефти в пластовой воде с 2000 ч/млн до 50 ч/млн. Очищенная вода направляется на установку 800 ЗТП.

### *Система охлаждения СПД*

Система охлаждения предназначена для поддержания работы компрессоров СПД. Предусматриваются 2 нитки производительностью 100%, каждая из которых состоит из закрытых контуров циркуляции воды/гликоля (при массовой доле гликоля в 55%).

Собственной факельной системы на СПД не предусмотрено. Все сбросы газа с установок СПД будут направляться на факельную систему ЗТП.

### **Завод третьего поколения (ЗТП)**

В состав сооружений ЗТП входит единая технологическая нитка производительностью 33 420 тонн в сутки стабилизированной нефти и 1072 тыс.н<sup>3</sup>/час осушенного газа на обратную закачку. ЗТП состоит из следующих основных и вспомогательных установок:

- Установка 200 – стабилизация нефти и компримирования влажного сырого газа;
- Установка 260 – очистка нефти от меркаптанов;
- Установка 340 – осушка сырого газа;
- Установка 740 – пропановая холодильная установка;
- Установка 800 – очистка кислой воды;
- Установка 1000 – факельное хозяйство и система закрытого дренажа.
- Установка 3200 – хранение, учет и транспортировка нефти;
- Установка 9100 – водоочистка (деминерализация воды), пар и конденсат;
- Установка 9200 – воздух, азот, топливный газ, противопожарная защита;
- Установка 9300 – водоочистные сооружения (промливневые воды);
- Установка 9400 – выработка электроэнергии;
- Установка 9900 – реагентное хозяйство (хранение и распределение);

### *Установка 200. Стабилизация нефти и компримирования влажного сырого газа*

Установка 200 состоит из одноступенчатой сепарации нефти/газа/воды, обессоливания, двухступенчатого сжатия сырого кислого газа, стабилизации сырой нефти и вспомогательной части. Обезвоженная и обессоленная нефть поступает в колонну стабилизации сырой нефти. Газ, извлеченный из сепаратора, направляется на линию компримирования влажного сырого газа. Стабилизированная нефть подается в колонну отгонки легких фракций. Отобранная вода направляется назад в сепаратор НД. Верхний продукт колонны отгонки легких фракций, содержащая метил- и этил- меркаптаны подается на удаление меркаптанов. Кубовый продукт колонны отгонки легких дистиллятов после охлаждения смешивается с очищенной от меркаптанов легкой фракцией и поступает в резервуарный парк хранения нефти.

Дренаж углеводородов предусмотрен в закрытую дренажную систему. Сброс с клапанов и продувки осуществляется в факельные системы ВД и НД.

Вспомогательная часть Установки 200 предусмотрена для отвода и хранения некондиционной нефти и возможности ее последующего возврата на переработку. Данное сооружение включает в себя резервуар хранения некондиционной нефти вместимостью 12 500 м<sup>3</sup> (Т-200) с системами факела и рециркуляции некондиционной нефти.

### *Установка 260. Очистка от меркаптанов*

Процесс демеркаптанации нефти основан на экстракции меркаптанов в щелочной раствор с последующим окислением до дисульфидов в процессе регенерации щелочи. Установка 260 состоит из установки удаления меркаптанов, резервуара хранения чистой и отработанной щелочи (Т-261 и Т-268) и блока термоокислителя. Процесс термоокисления заключается в окислении всех соединений серы в отработанном воздухе, отходящем из блока очистки от меркаптанов (Мегох) до уровня SO<sub>2</sub>, до выброса в атмосферу. На время технического обслуживания и ремонта печи термоокисления отработанный воздух направляется в факельные системы НД.

Сброс с клапанов и продувки осуществляется в факельные системы ВД и НД.

### *Установка 340. Сушка сырого газа*

Установка 340 предназначена для сушки сырого газа ВД, полученной на установке стабилизации 200 и состоит из установки сушки сырого газа ВД с блоками охлаждения входящего газа и компримирования газа регенерации. В качестве процесса сушки используется процесс адсорбции на молекулярных ситах. Предусмотрены 2 нитки сушки сырого газа. Сушеный сырой газ делится на два потока, основной поток направляется на ЗСГТП для обратной закачки в пласт, а другой поток направляется на сжатие для использования в качестве газа регенерации. Дренаж углеводородов предусмотрен в систему закрытого дренажа. Сброс с предохранительных и аварийных клапанов производится в факельную систему ВД. Дренаж с системы водяного пара и конденсата предусмотрен в промливневую канализацию.

### *Установка 740. Пропановая холодильная установка*

Система охлаждения пропаном распределяется на оборудование установки 340 и обеспечивает одноуровневое охлаждение. Жидкий пропан на ЗТП подается с существующей установки PU-770 ЗВП по трубопроводу.

Система пропанового охлаждения снабжена защитой от превышения давления, системой стационарной продувки азотом. Сброс с клапанов осуществляется в факельную систему ВД. Дренаж осуществляется в специальную дренажную емкость.

### *Установка 800. Очистка кислой воды*

Установка кислой воды ЗТП состоит из одной технологической нитки, рассчитанной на обработку всего объема воды, поступающей с сырой нефтью, попутной воды, пресной

подпиточной воды, и всей воды поступающей из колонны стабилизации нефти и систем осушки газа ЗТП. Кислая вода через испарительную емкость направляется в питательные резервуары Т-801.1/2 и далее в отпарную колонну, где содержание сероводорода в потоке кислой воды снижается до уровня 20 ч/млн. вес. за счет выпаривания. Концентрация сероводорода менее 20 ч/млн. по массе соответствует техническим условиям на воду для закачки.

Питательные резервуары кислой воды Т-801.1/2 для предотвращения проникновения воздуха в паровой объем и образования там взрывоопасной смеси, защищены подушкой топливного газа. Сырой/отходящий газ из питательных емкостей кислой воды направляется для сжигания в термоокислители (44-PU-806.1/2)/. Термоокислители предназначены для окисления серосодержащих компонентов в потоке отходящих газов от питательных резервуаров кислой воды Т-801.1/2 до диоксида серы перед сбросом в атмосферу.

Очищенная вода перекачивается на установку «Белый слон» для обратной закачки воды в пласт.

Сброс с предохранительных и аварийных клапанов производится в факельную систему ЗТП.

#### *Установка 1000. Факельное хозяйство и система закрытого дренажа*

Для поддержки объектов СПД и ЗТП, проектом предусмотрены две независимые факельные системы: факельная система высокого давления и факельная система низкого давления, а также закрытая дренажная система.

Установка 1000 включает следующее основное оборудование:

- Факелы ВД, 1-я ступень, Нитка 1 (53-Х-1001.1А) и Нитка 2 (53-Х-1001.2А);
- Факелы ВД, 2-я ступень, Нитка 1 (53-Х-1001.1В) и Нитка 2 (53-Х-1001.2В);
- Факелы НД, Нитка 1 (53-Х-1002.1) и Нитка 2 (53-Х-1002.2);
- Факельные сепараторы ВД, Нитка 1 и Нитка 2;
- Факельные сепараторы НД, Нитка 1 и Нитка 2.

В факельные системы Установки 1000 подается постоянный продувочный газ для факельных коллекторов и факельных стволов, топливный газ для запальников, а также газы от различных установок ЗТП и СПД, которые направляются на факелы во время ввода в эксплуатацию, при проведении технического обслуживания, при нарушении режимов, в случае неожиданного останова, аварийного сброса и продувки, а также при проведении продувки оборудования до технического обслуживания и пуска. Все потоки, поступающие в факельные, сжигаются и отводятся в атмосферу через факельные наконечники. Состав сжигаемого на факеле газа, за исключением продувочного газа, отличается в зависимости от фактических условий работы других установок. Любой газ, поступающий в факельную систему, будет смешиваться с продувочным газом, и его состав будет отличаться в зависимости от того, с какого участка завода поступает газ, предназначенный для сжигания на факеле.

Каждая факельная система сгруппирована в две независимые нитки, включающие в себя независимые факельные сепараторы, факельные стволы, двойные коллекторы от СПД, ОККВ и инженерных вспомогательных, и одинарные коллекторы от ЗТП.

#### *Установка 3200. Хранение, учет и транспортировка нефти*

Увеличение производственных мощностей ТШО с реализацией проекта ПБР предполагает и расширение резервуарного парка нефти (РПН) и насосной Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). Эти изменения реализуются отдельными проектами. В объем ПБР входят все новые сооружения, необходимые для перекачки стабилизированной сырой нефти из ЗТП в РПН и из РПН до насосной КТК.

В рамках ПБР по участку хранения сырой нефти и экспортные трубопроводы нефти обеспечивают выполнение следующих операций:

- перекачку товарной нефти от ЗТП до РПН;
- перекачку товарной нефти от РПН до насосной КТК;
- коммерческий учет перекачиваемой нефти;
- перекачку товарной нефти из РПН до ЗТП для пусковых работ.

Трубопровод сырой нефти от ЗТП к РПСН называется линией перекачки сырой нефти. Размер данной линии рассчитан для перекачки производимой продукции ЗТП (33,420 т/сут. сырой нефти) к манифольду отгрузки сырой нефти на участке РПСН. Линия перекачки предназначена для двунаправленного потока, чтобы использовать кондиционную стабилизированную нефть с участка РПН для запуска ЗТП.

#### *Установки 9100-9900. Вспомогательные системы ЗТП*

Сооружения вспомогательных инженерных систем включают установки снабжения электроэнергией, топливным газом, дизельным топливом, технологическим воздухом и воздухом КИПиА, азотом, водой, паром, воздухом для дыхания, систему охлаждающей воды, обеспечение химреагентами и очистные сооружения производственно-дождевых стоков.

Для производства пара ВД предусмотрены три котла производительностью 265 тонн пара в час каждый. Пар для удовлетворения потребностей потребителей завода подается в трёх-уровневом состоянии: ВД, СД и НД. Давление пара понижается посредством станций снижения давления.

Выработка электроэнергии осуществляется на ТГТЭС-4 пятью турбинами (Frame 9), работающими на топливном газе. Номинальная мощность каждой турбины – 125.6 МВт. Для резервного электроснабжения на участке ТГТЭС-4 имеются пять дизельных генераторов мощностью 3064 кВт каждый.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах ЗТП и СПД представлена на Рисунке 3.25.

#### **Система Закачки Сырого Газа Третьего Поколения (ЗСГТП)**

Назначение Системы Закачки Сырого Газа Третьего Поколения (ЗСГТП) – компримирование потока сырого газа, производимого ЗТП и обеспечения повторной закачки его, в пласты месторождения, в целях поддержания пластового давления.

Закачка сырого газа обеспечивается двумя нагнетательными компрессорными нитками, каждая из которых предусматривает трёхступенчатое компримирование сырого газа, работающими параллельно, общей производительностью 960 млн. ст. куб. футов в сутки (1072 тыс.нм<sup>3</sup>/час.). Объекты ЗСГТП будут расположены на 4 географически изолированных участках – участок приема (приемные сооружения), участок нагнетательных скважин, участок вспомогательных систем, участок факельных стволов ЗСГТП.

#### *Приемные сооружения*

Приемные сооружения включают ловушку конденсата. Осушенный сырой газ с установки стабилизации нефти ЗТП подается по питательному трубопроводу сырого газа в ловушку конденсата, где капельная жидкость удаляется перед подачей газа на компрессоры ЗСГТП. Жидкости с ловушки конденсата собираются и возвращаются в промышленную систему сбора нефти НД.

#### *Компрессоры закачки*

Две линии компрессоров ЗСГ расположены в отдельной зоне компримирования на расстоянии около 1000 м. Компрессорные установки ЗСГТП состоят из трех ступеней.

На каждой ступени предусмотрен сепаратор, а на выходе ступеней 1 и 2 предусмотрены воздушные холодильники. Газ поступает на вход компрессора под давлением 60 бар абс. и, проходя через три ступени, сжимается до окончательного давления 521 бар абс. на выходе. Осушенный сырой газ далее направляется без охлаждения на выпускной манифольд для распределения между нагнетательными скважинами.

#### *Система компримирования уплотнительного газа*

Общие компрессоры уплотнительного газа, расположенные на участке инженерных систем установки ЗСГТП, предусмотрены для подачи сухого уплотнительного газа на оба компрессора закачки ЗСГТП. Концептуальное проектирование основывается на 3х50% компрессорах для обеспечения резервирования. Поршневые компрессоры с масляной смазкой состоят из трех ступеней с охлаждением между ступенями и каплеотбойниками на входе. Газ подается из газожидкостного сепаратора топливного газа под давлением 33 - 59 бар абс. на вход компрессора уплотнительного газа. Затем газ сжимается, проходя через три ступени компримирования, до давления 331 бар абс. на выходе 3-ей ступени. Выходящий газ направляется без охлаждения на участки компрессоров ЗСГТП. На каждом участке компрессоров ЗСГТП уплотнительный газ подвергается дальнейшей обработке для обеспечения гарантированной подачи сухого газа на уплотнения компрессоров. Для этой цели газ пропускается через фильтр-коагулятор, а затем через буферную емкость.

#### *Закрытая дренажная система*

На участках 1 и 2 компрессоров ЗСГТП, а также на участке приема находятся сосуды закрытой дренажной системы для сбора дренажных стоков, образующихся при техобслуживании содержащего УВ оборудования.

Дренаж углеводородов на участке инженерных сетей направляется и накапливается в емкости отработанного масла. Стоки, образующиеся во время техобслуживания, собираются коллекторами, которые имеют уклон в сторону сборников, они располагаются в пустых колодцах подземно. Каждый сборник имеет установленный снаружи дренажный насос для удаления жидкостей. С участков компрессоров ЗСГТП жидкости перекачиваются на участок приемных сооружений манифольда, где они смешиваются с жидкостями на выходе каплеотбойника и направляются прямо в систему сбора промышленного продукта НД.

#### *Система сбора отработанного масла*

Система сбора отработанного масла периодически собирает УВ жидкости из следующих источников:

- буферные ёмкости уплотнительного газа / фильтры-коагуляторы;
- каплеотбойники компрессоров уплотнительного газа;
- каплеотбойник топливного газа;
- сборники сухого уплотнительного газа компрессоров закачки.

На каждом компрессорном участке ЗСГТП предусмотрены сборник отработанного масла для сбора жидкостей с буферных емкостей уплотнительного газа и фильтров-коагуляторов. Данные сборники работают на слегка положительном избыточном давлении под слоем азота. На участке инженерных систем предусмотрен аналогичный сборник отработанного масла для сбора жидкостей с местных компрессорных каплеотбойников и каплеотбойников топливного газа. На каждом участке также предусмотрен резервуар для хранения отработанного масла под давлением с целью продолжительного хранения отработанного масла до его перекачки в емкости или с помощью вакуумных автоцистерн в периоды планового техобслуживания.

### *Охлаждающая вода*

Система охлаждения ЗСГТП состоит из трех специальных закрытых контуров систем этилен-гликоль-вода (массовая доля гликоля 55%), расположенных на участке инженерных сооружений, компрессорной нитке 1 и компрессорной нитке 2. Система охлаждения на участке инженерных сооружений обеспечивает охлаждение в охладителях смазочного масла и цилиндрах компрессора на нитках компримирования уплотнительного газа (2 действующие и 1 запасная) и охладителях воздушных компрессоров на двух нитках компримирования воздуха производительностью 100% каждая. Начальное заполнение системы охлаждения выполняется автоцистерной через специальное соединение на линии всасывания циркуляционных насосов.

### *Система распределения сырого газа для закачки*

Компримированный газ с ниток нагнетательных компрессоров подается в сборный коллектор газа. Трубопроводы компримированного газа нитки 1 и 2 снабжены клапанами АО, которые срабатывают по сигналу ПиГ с площадки компримирования кислого газа. Предусмотрено перенаправление компримированного газа на вход шламоуловителя F-2601 при необходимости через ограничительную диафрагму. Коллектор выполнен из стали марки ASTM A182 F22, диаметром Ду400 (16") и соединен с пятью нагнетательными трубопроводами, шестой трубопровод прокладывается до площадки БП-25. Каждый нагнетательный трубопровод снабжен клапаном АО, который активируется по сигналам ПиГ с участка приема скребка системы топливного газа, с участка приема кислого газа, предельно-высокого уровня факельного сепаратора или с буровой площадки. Для сброса давления предусмотрены линии сброса давления с каждого участка между клапанами АО нагнетательного трубопровода, которые соединены в общий коллектор сброса давления. Сброс предусмотрен как в факельную систему ВД, так и на приём шламоуловителя F-2601. Все нагнетательные трубопроводы и трубопроводы сброса давления снабжены двухпозиционными клапанами для отключения от коллектора, которые также служат в качестве второго клапана двойной изоляции. Отключающие клапаны нагнетательных трубопроводов снабжены обводной линией для выравнивания давления по обе стороны клапана во время запуска.

### *Очистка и диагностика нагнетательных трубопроводов скребками*

Для периодической очистки и внутритрубной инспекции трубопроводов предусмотрены камеры запуска скребка, с 58-L-2203 по 058- L-2207 на выходе с ЗСГТП и камеры приёма скребков с 51- L-2021 по 51-L-2025 на входе в площадку 51. В качестве движущего агента используется дизельное топливо. Дизельное топливо подается насосом 45-G-5601 к камерам запуска скребка 58-L-2203 по 58- L-2207. Трубопроводы проложены надземно, на низких опорах, теплоизолированы и снабжены электрообогревом. Сбор отработанного дизельного топлива осуществляется по трубопроводам, проложенным подземно. На территории площадки 58 трубопроводы объединяются в общий коллектор, по которому отработанное дизельное топливо направляется в зону вспомогательных систем. Камеры оборудуются устройствами для обеспечения пуска/приёма ОУ, датчиками контроля давления и температуры, сигнализаторами прохождения скребка. Продувка камер осуществляется азотом через специальный штуцер с цапковым соединением. Сброс осуществляется в факельную систему НД. Дренаж направляется в закрытую дренажную систему.

### *Факельная система ЗСГТП*

Установка 1000 состоит из трех факельных систем, закрытых систем дренажа углеводородов и систем сбора отработанного масла, расположенных на географически изолированных площадках для обеспечения работы ЗСГТП. Весь объем газа из систем аварийного сброса, продувки и выпускных отверстий/воздушников промежуточного типа собирается из технологических установок в трех факельных системах для сжигания с целью безопасной утилизации.

### *Вспомогательные системы ЗГТП*

Сооружения вспомогательных систем включают установки, топливным газом, дизельным топливом, технологическим воздухом и воздухом КИПиА, азотом, водой, воздухом для дыхания, систему охлаждающей воды и обеспечение химреагентами.

Для резервного электроснабжения имеются три дизельных генераторов мощностью 2406 кВт каждый.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах ЗГСТП представлена на Рисунке 3.26.

### **Объекты инфраструктуры**

#### *Базовая подстанция*

Проектное расширение ведет к значительному увеличению электрической нагрузки на территории месторождения и возникает необходимость наличия в централизованной подстанции 110 кВ нового поколения, для которой будет осуществлена перезаковка действующих производственных центров нагрузки месторождения через данный узел.

Реализация проекта электроснабжения 110 кВ на ПБР/ПУУД планируется в два этапа:

- реконфигурация существующей распределительной сети 110 кВ и сооружение новой Базовой подстанции 110 кВ (реализовано);
- подключение по мере готовности новых производственных потребителей и новой газотурбинной станции ТГТС-4 к реконструированной и расширенной сети 110 кВ.

В системе электроснабжения 110 кВ для действующего и проектируемого производства месторождения, новая ПС 110/110 кВ Базовая (59-SU-3301) занимает первостепенное и основное значение.

Базовая подстанция играет роль центрального магистрального узла, соединяющего существующие системы Центральной распределительной станции (CDS), нового участка выработки электроэнергии (NPS) и объектов проекта второго поколения (SGP), а также национальную энергетическую систему KEGOC (АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями»).

Источниками резервного электроснабжения Базовой подстанции служат дизель-генераторные установки (2 шт.) мощностью 874 кВт каждая.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу Базовой подстанции представлена на Рисунке 3.28.

#### *Участок Управления строительством (База ПБР)*

Участок Управления строительством (База ПБР) предназначен для размещения объектов управления строительством и представляет собой централизованную базу, расположенную за пределами эксплуатационно-промышленной зоны (ЭПЗ).

На территории базы ПБР расположены: главный участок ТШО/Группы управления проектов, склад материалов, участки подрядчиков и др. Для энергообеспечения Участка Управления строительством «Базы ПБР» предусмотрено использование дизель-генераторных установок, для отопления и горячего водоснабжения используются отопительные котлы и бойлеры.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на участке управления строительством (База ПБР) представлена на Рисунке 3.29.

#### *Резервуар хранения технологической воды Установки U-600*

Для приема и хранения технологической воды на площадке Установки U-600 предусмотрены резервуары хранения технологической воды, которая используется для

нужд ПБР (150 м<sup>3</sup>/день) на строительных участках. Для обслуживания резервуаров предусмотрено использование дизель генераторов и насосного оборудования.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке расположения резервуаров хранения технологической воды ПБР представлена на Рисунке 3.30.

#### *Полевой офис, Столовые GA-1, GA-2*

Для энергообеспечения данных объектов инфраструктуры используются дизельные генераторы.

Схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке офиса эксплуатации промысла ПБР и столовых GA-1, GA-2 представлены на Рисунках 3.31 - 3.33.

В период нормирования на объектах ПБР/ПУУД с учетом поэтапного ввода в эксплуатацию новых технологических установок и вывода из эксплуатации временных дизельных генераторов, используемых при проведении пуско-наладочных работ, **в 2024 году** ожидается **277** организованных и **45** неорганизованных источников выбросов в атмосферу.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются факельные установки ЗТП и ЗСГТП (ист. 2000-2006, 2100-2102), дымовые трубы паровых котлов (ист. 2007-2009), термоокислителей (ист. 2020-2022), выхлопные трубы газотурбинных установок (ист. 2010-2014), выхлопные трубы дизельных установок и утечки через неплотности технологического оборудования.

### **3.1.6. Объекты подрядных организаций ТШО**

Для выполнения отдельных видов работ и услуг на территории основного производства ТОО «Тенгизшевройл», расположенного в Атырауской области, привлечены подрядные организации, на производственных площадках которых осуществляются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников.

Новые источники подрядных организаций, которые вводятся для обеспечения текущей хозяйственной деятельности, включены в настоящий проект согласно п. 20 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [2].

Работа большей части оборудования подрядных организаций не является постоянной и ограничена временным интервалом проведения планируемых работ, за исключением работ, проводимых подрядчиками на своих участках на территории внешней инфраструктуры ТШО.

#### **Объекты подрядных организаций основного производства**

Подрядные организации ОП ТШО на площадках производственных объектов ТШО выполняют следующие виды работ и услуг:

- строительство и ремонт зданий и сооружений на промышленных площадках ТШО, объектах месторождений Тенгиз и Королевское;
- работы по строительству и обустройству скважин, капитальному и текущему ремонту скважин и их ликвидации;
- подготовку площадок для буровых установок, площадок для установок УОМ-1,2;
- каротажные и буровые работы;
- услуги по производству буровых растворов, переработке отходов бурения, нефтешламов;
- сервисные и ремонтные работы бурового оборудования на базе бурения;
- работы по монтажу/демонтажу, ремонту бурового, нефтепромыслового, геологоразведочного оборудования;

- монтаж сетей и коммуникаций, технологических и магистральных трубопроводов, технологического оборудования;
- инженерно-геологические изыскания на объектах ТШО;
- услуги по завершению рекультивации земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами;
- и др.

Всего **на объектах подрядных организаций ОП ТШО в 2024 году** ожидаются выбросы загрязняющих веществ от **675** организованных и **444** неорганизованных источников.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются – выхлопные трубы дизельных генераторов участков производства работ, труба установки обработки бурового шлама, дымовые трубы теплогенераторов, загрязненные нефтью площадки рекультивации, площадки производства буровых растворов и переработки буровых отходов, нефтешламов, открытые площадки строительных и дорожных работ, работ по рекультивации загрязненных земель при перемещении грунта, сыпучих строительных материалов, металлообработке, гидроизоляционных работах, работе сварочных и покрасочных постов, площадки хранения дизельного топлива и прочее.

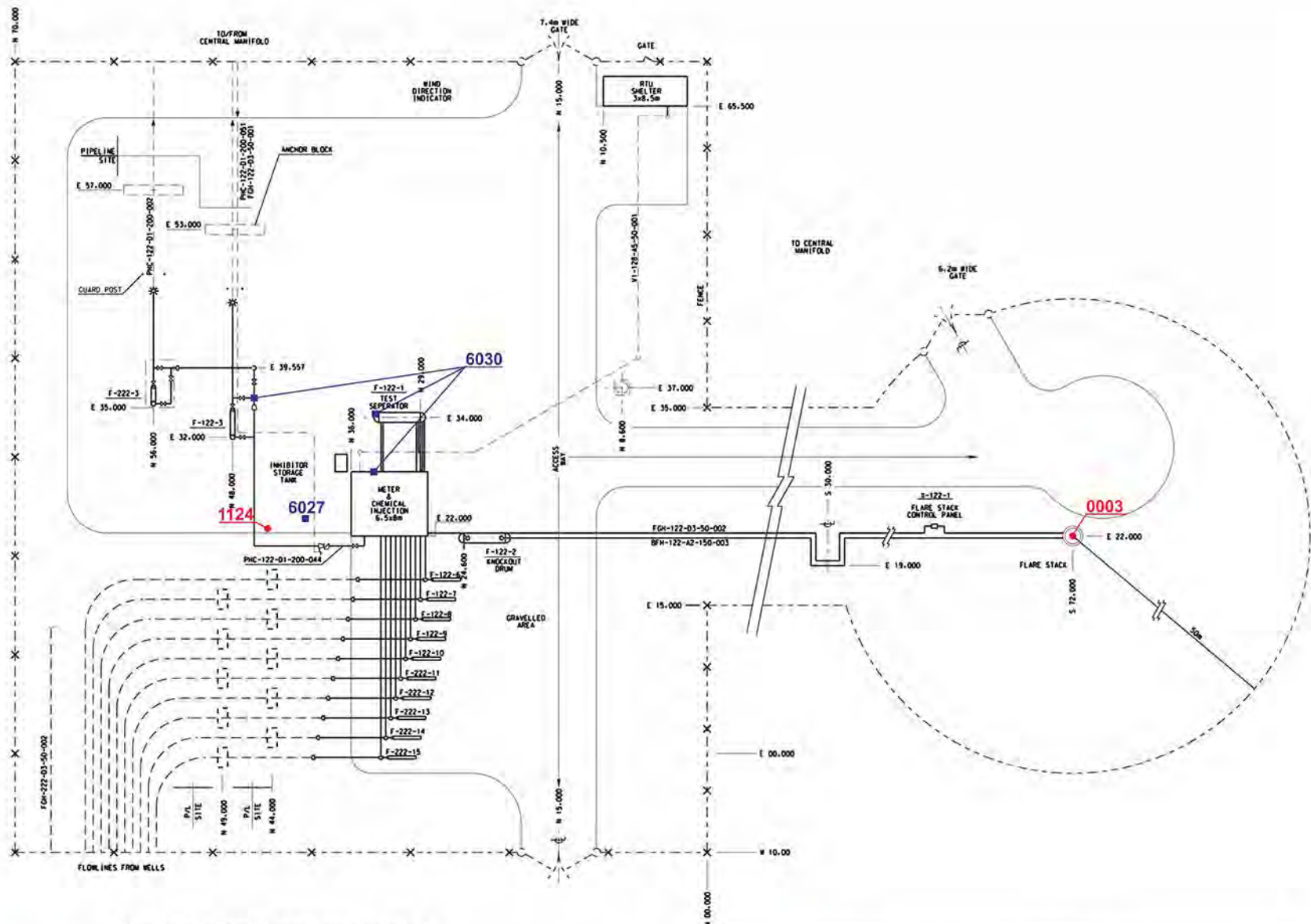
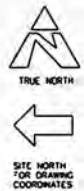
### ***Подрядные организации на период строительно-монтажных работ по проекту ПБР/ПУУД***

В настоящее время на объектах ПБР/ПУУД продолжают строительно-монтажные работы и поэтапный ввод в эксплуатацию основных технологических установок.

Подрядные организации на площадках объектов ПБР/ПУУД выполняют строительно-монтажные и сервисные работы перед вводом в эксплуатацию основных объектов ПБР/ПУУД.

Всего **на объектах подрядных организаций ПБР/ПУУД в 2024 году** ожидаются выбросы загрязняющих веществ от **226** организованных и **64** неорганизованных источников.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются - выхлопные трубы дизельных генераторов участков производства работ, дымовые трубы теплогенераторов, открытые площадки строительных работ при перемещении грунта, сыпучих строительных материалов, металлообработке, гидроизоляционных работах, работе сварочных и покрасочных постов, площадки хранения дизельного топлива и прочее.



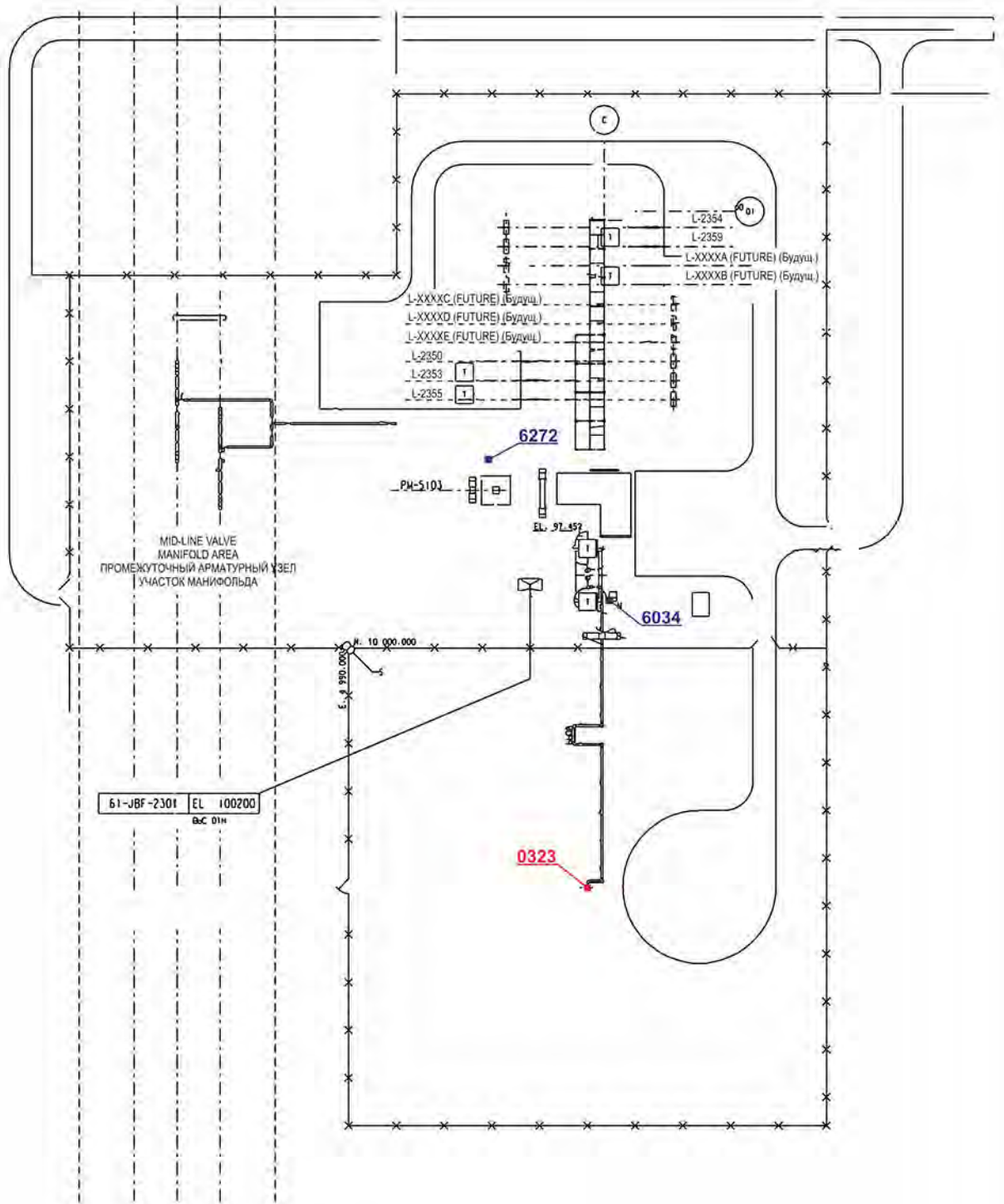
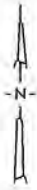
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

- 0003 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6030 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.1.  
Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ базовой системы сбора нефти (БСОН)





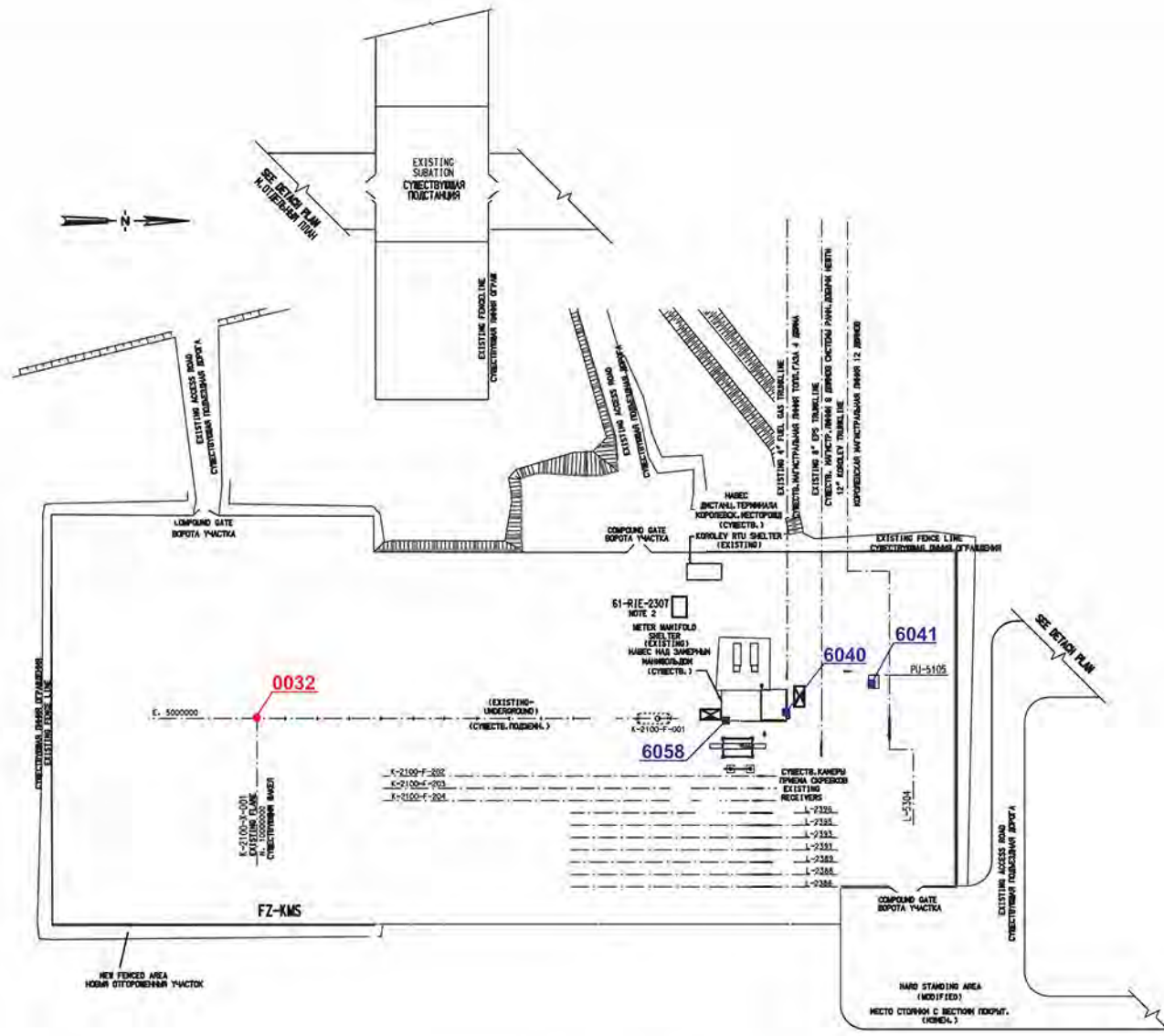
**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND**

- 0323** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6034** - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.2.  
Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ГЗУ системы сбора нового поколения (ССНП)





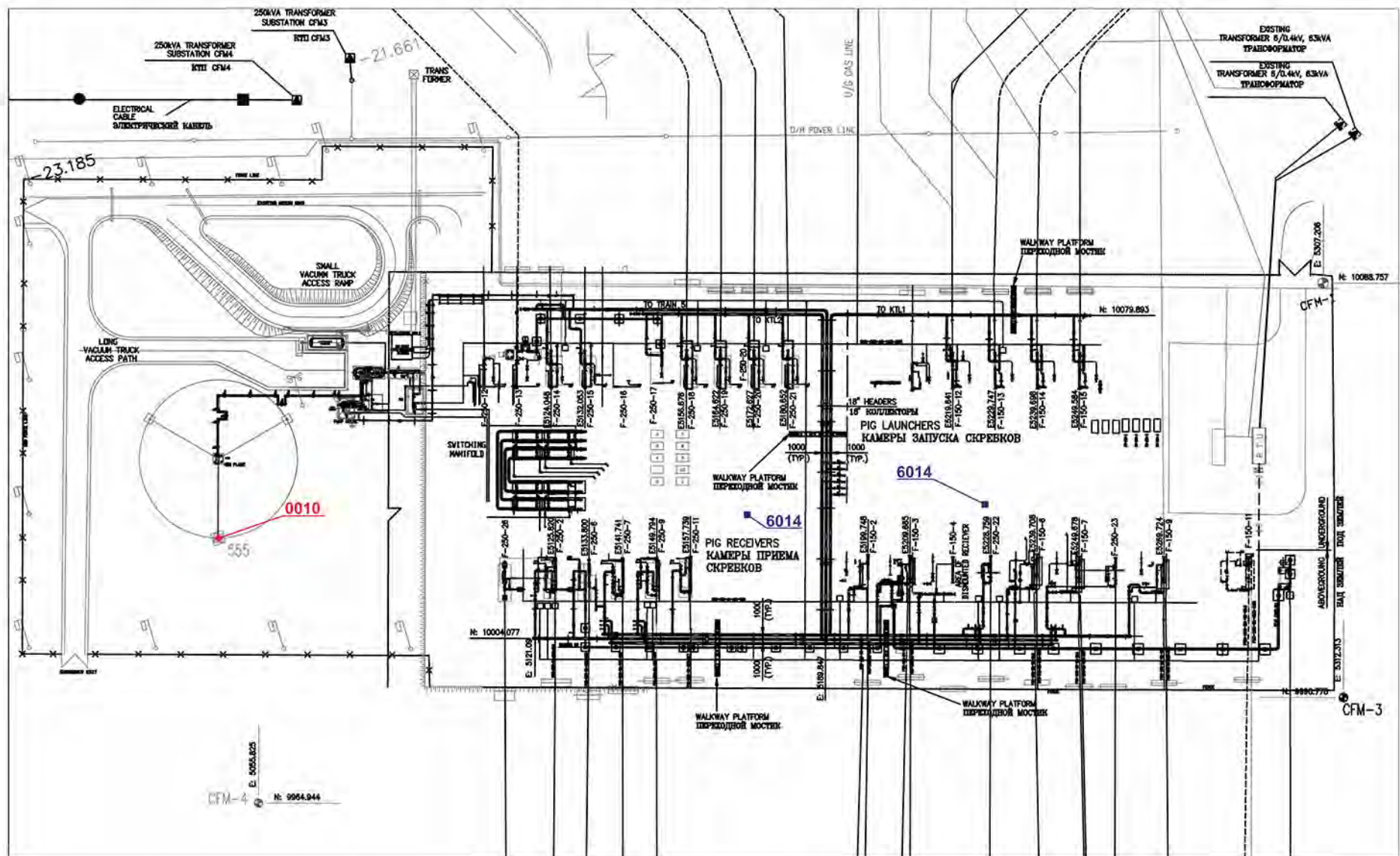
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

- 0032 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6058 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.3.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на ГЗУ Королевского  
 месторождения (КГЗУ1-КГЗУ2)





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

- 0010 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6014 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу




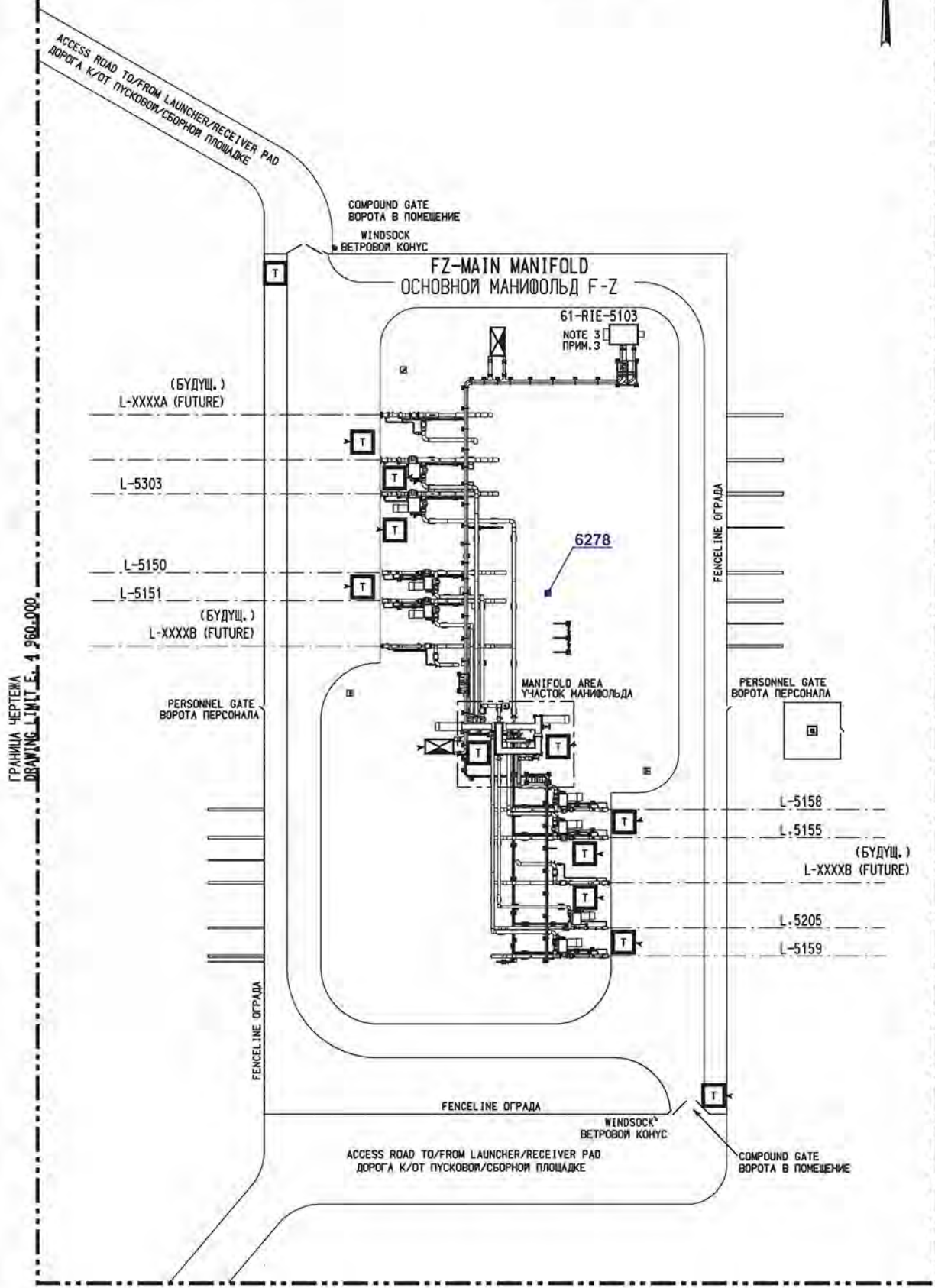
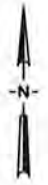
Рисунок 3.4.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на площадке  
 Центрального промышленного манифольда



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

6278 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

61-5100-TFR-0001A  61-51-TFR-0001B



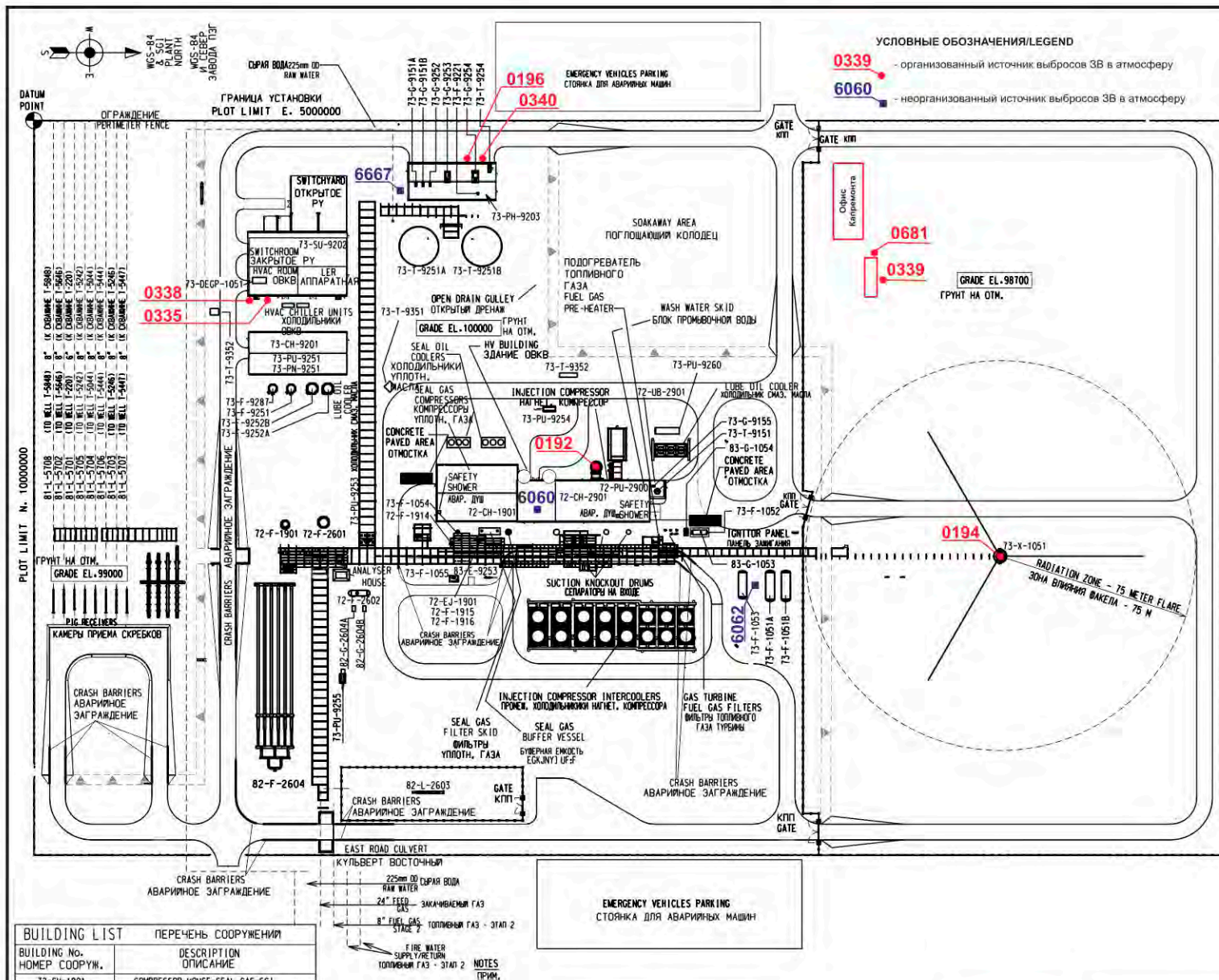
ГРАНИЦА ЧЕРТЕЖА  
DRAWING LIMIT L. 4 960.000.

960.000.



Рисунок 3.5.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на площадке  
Главного манифольда

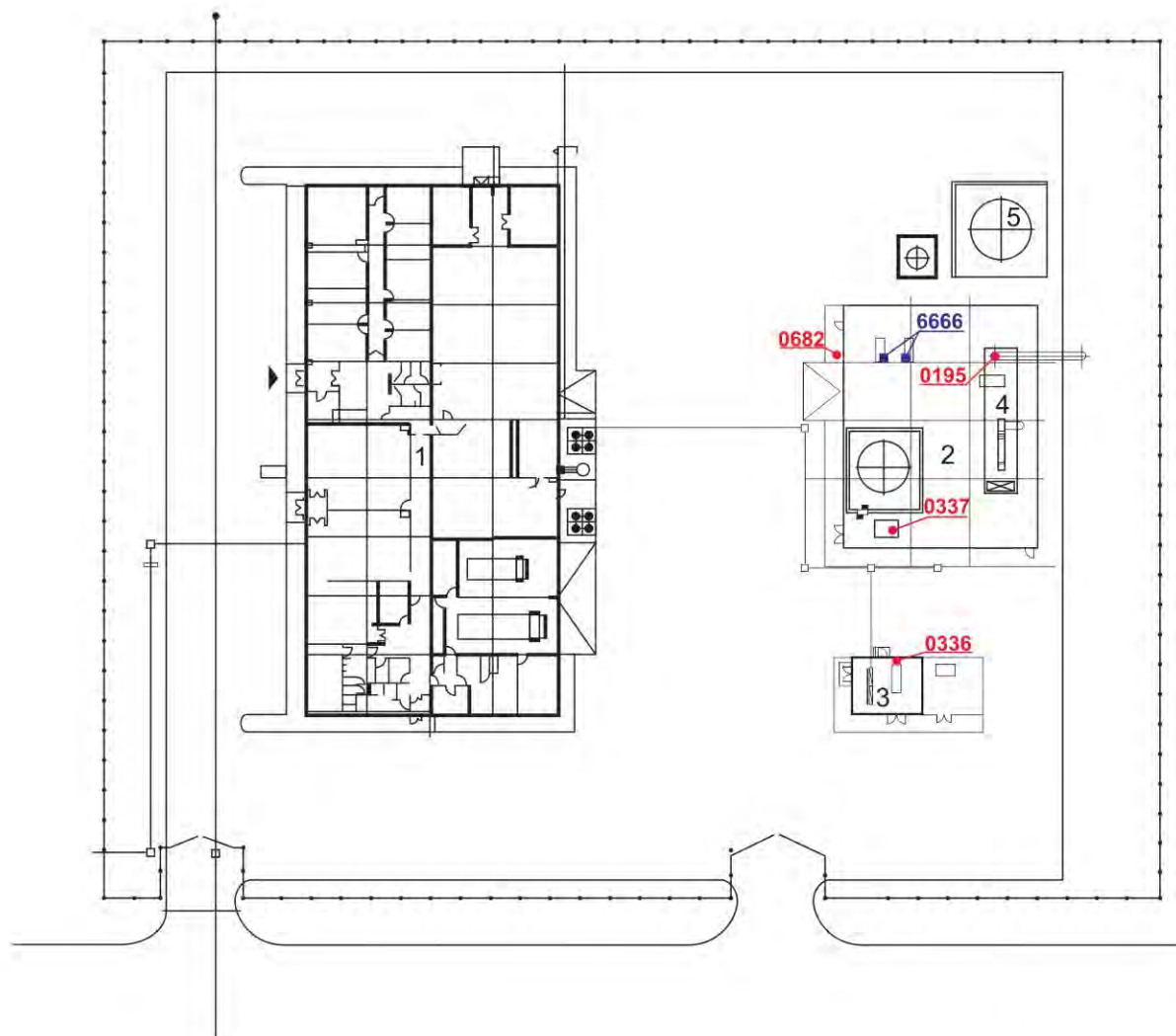




PFD EQUIPMENT LIST (STAGE 1) (ЭТАП 1)	
EQUIP. ОБОРУД. №	DESCRIPTION НАИМЕНОВАНИЕ
72-EA-1901	BOOSTER COMPRESSOR AFTER COOLER КОМПЛИМЕНТ БУСТЕРНОГО КОМПРЕССОРА
72-EJ-1901	VENT GAS RECOVERY EJECTOR ВЫПУСКНОЕ ОТВЕРСТИЕ ЭЖЕКТОРА ДОБЫВАЕМОГО ГАЗА
72-F-1901 STAGE 1	BOOSTER COMPRESSOR AFTER COOLER KD DRUM (STAGE 1) СЕПАРАТОР ХОЛОДИЛЬНИКА БУСТЕРНОГО КОМПРЕССОРА
72-F-1901 STAGE 2	FUEL GAS KD DRUM (STAGE 2) СЕПАРАТОР ТОПЛИВНОГО ГАЗА (ЭТАП 2)
72-F-1914	EJECTOR GAS OIL SEPARATOR ЭЖЕКТОР МАСЛО И ГАЗО СЕПАРАТОР
72-F-1915	EJECTOR LP INLET SILENCER ГЛУШИТЕЛЬ ВХОДНОГО ЭЖЕКТОРА НД
72-F-1916	EJECTOR LP DISCHARGE SILENCER ГЛУШИТЕЛЬ ВЫХОДНОГО ЭЖЕКТОРА НД
72-F-2601	INLET GAS KD DRUM СЕПАРАТОР НА ВХОДЕ ГАЗА
72-F-2602 (AND STAGE 2)	HC CONDENSATE ACCUMULATOR DRUM СБОРНИК УВ КОНДЕНСАТА
72-PU-1901	BOOSTER COMPRESSOR PACKAGE БУСТЕРНЫЙ КОМПРЕССОР
72-PU-2601	INJECTION GAS ANALYSER PACKAGE АНАЛИЗАТОР ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА
72-PU-2900	NUOVO PIGNONE INJECTION COMPRESSOR PACKAGE МАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ КОМПРЕССОР НОВО ПИЛЬЕНЕ
73-F-1051A/B	FLARE KD DRUM СЕПАРАТОР ФАКЕЛА
73-F-1052	HYDROCARBON CLOSED DRAIN VESSEL СБОРНИК ЗАКРЫТЫХ УВ ДРЕНАЖЕЙ
73-F-1053	INJECTION FLARE LIQUIDS VAPORISER DRUM ИСПАРИТЕЛЬ ВЫХОДСТЕР В ФАКЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ
73-F-1054	WASTE OIL COLLECTION VESSEL СБОРНИК РЕЗЕРВУАР ОТРАБОТАННОГО МАСЛА
73-F-9221	FIRE WATER SURGE ALLEVIATOR DRUM ГАССО ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ
73-F-9251	NITROGEN STORAGE DRUM РЕЗЕРВУАР АЗОТА
73-F-9252A/B	PLANT AND INSTRUMENT AIR RECEIVER РЕСИБЕР ТЕХНИЧЕСКОГО ВОЗДУХА И ВОЗДУХА КИП
73-F-9287	NITROGEN STORAGE DRUM РЕЗЕРВУАР АЗОТА
73-G-9151A/B	UTILITY WATER PUMPS НАСОСЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ
73-G-9155	DEMINERALISED WATER PUMP НАСОС ДЕМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ
73-G-9252	FIRE WATER JOCKEY PUMP ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ НАСОС ПОЖАРНОЙ ВОДЫ
73-G-9253	MAIN FIRE WATER PUMP ПЛАНЫЙ НАСОС ПОЖАРНОЙ ВОДЫ
73-G-9254	DIESEL FIRE WATER PUMP ДИЗЕЛЬНЫЙ НАСОС ПОЖАРНОЙ ВОДЫ
73-PN-9251	NITROGEN GENERATION PACKAGE АЗОТНАЯ УСТАНОВКА
73-PU-9251	PLANT/INSTR. AIR COMPRESSOR PACKAGE КОМПРЕССОР ТЕХНИЧЕСКОГО ВОЗДУХА И ВОЗДУХА КИП
73-PU-9253	BOOSTER COMPRESSOR FUEL GAS CONDITIONING PACKAGE СТАНОВКА КОНДИЦИОНИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА
73-PU-9254	DELUGE SKID БЛОК ОРОШЕНИЯ
73-PU-9255	DELUGE SKID БЛОК ОРОШЕНИЯ
73-PU-9260	BREATHING AIR PACKAGE УСТАНОВКА ВОЗДУХА ДЛЯ ДЫХАНИЯ
73-T-9151	DEMINERALISED WATER TANK РЕЗЕРВУАР ДЕМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ
73-T-9251A/B	FIRE WATER/UTILITY WATER TANKS РЕЗЕРВУАРЫ ПОЖАРНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ
73-T-9254	FIRE WATER PUMP DIESEL DAY TANK БАК ДЛЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НАСОСА ПОЖАРНОЙ ВОДЫ
73-T-9351	PROCESS & UTILITY AREA SUMP СБОРНИК ДРЕНАЖЕЙ ТЕХНОЛОГ. И ВСПОМ. УЧАСТКОВ
73-T-9352	CESSPIT ВЫРВЕННАЯ ЯМА
73-X-1051	INJECTION FLARE PACKAGE ФАКЕЛ МАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ УСТАНОВКИ
73-F-1055	WASTE OIL HOLDING VESSEL ЕМКОСТЬ ХРАНЕНИЯ ОТРАБОТАННОГО МАСЛА
73-T-9362	OILY SEPARATOR INTERCEPTOR КОЛЛЕКТОР СЕПАРАТОРА МАСЛОСОДЕРЖАЩИХ ПРОДУКТОВ
73-DEGR-1051	STANDBY DIESEL GENERATOR РЕЗЕРВУАР ДИЗЕЛЬ ГЕНЕРАТОР
PFD EQUIPMENT LIST (STAGE 2) ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ ПОД (ЭТАП 2)	
82-L-2603	SOUR GAS LINE - PIG RECEIVER КАМЕРА ПРИЕМА СКРЕБКОВ ЛИНИИ СЫРОГО ГАЗА
82-F-2604	SOUR GAS LINE SLUG CATCHER ШЛАМУЛОВИТЕЛЬ ЛИНИИ СЫРОГО ГАЗА
83-E-9253	FUEL GAS HEATER НАГРЕВАТЕЛЬ ТОПЛИВНОГО ГАЗА
82-G-2604A/B	HC CONDENSATE REMOVAL PUMPS НАСОС ОТКАЧКИ УВ КОНДЕНСАТА
81-L-5701-5708	PIG RECEIVERS КАМЕРЫ ПРИЕМА СКРЕБКОВ - В ШТ.
83-G-1053	SUBMERGED CLOSED DRAIN PUMP ПОПУРНИЙ НАСОС ЗАКРЫТОЙ ДРЕНАЖНОЙ
83-G-1054	CLOSED DRAIN BOOSTER PUMP БУСТЕРНЫЙ НАСОС ЗАКРЫТОЙ ДРЕН. СИСТ

BUILDING No. НОМЕР СООРУЖ.	DESCRIPTION ОПИСАНИЕ
72-CH-1901	COMPRESSOR HOUSE-SEAL GAS-SG1 КОМПРЕССОРНАЯ - УПЛОТНИТЕЛЬНЫЙ ГАЗ - ПЗГ
72-CH-2901	COMPRESSOR HOUSE-NH3AS-SG1 КОМПРЕССОРНАЯ - NH3/KBK - ПЗГ
72-UB-2901	UTILITY BUILDING-DEMIN WATER КОМУНАЛЬНОЕ СООРУЖЕНИЕ - ДЕМИН. ВОДА
73-CH-9201	COMPRESSOR HOUSE-AIR/NITROGEN-SG1 КОМПРЕССОРНАЯ - ВОЗДУХ/АЗОТ - ПЗГ
73-PH-9203	PUMPHOUSE-UTILITY AREA-FIRE WATER НАСОСНАЯ - БЫТОВАЯ ЗОНА - ПОЖАРНАЯ ВОДА
73-SU-9202	MAIN SUBSTATION-SG1 ГЛАВНАЯ ПОДСТАЦИОНА - ПЗГ

Рисунок 3.6.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на участке закачки  
сырого газа в пласт



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

- 1 - здание УНМ, Офис SGI
- 2 - здание котельной
- 3 - здание для аварийного дизель-генератора
- 4 - печь нагрева этиленгликолевой смеси
- 5 - Р-Р водного раствора этиленгликоля
- 0336 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6666 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.7.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на  
 ремонтно-эксплуатационном участке ЗСГ



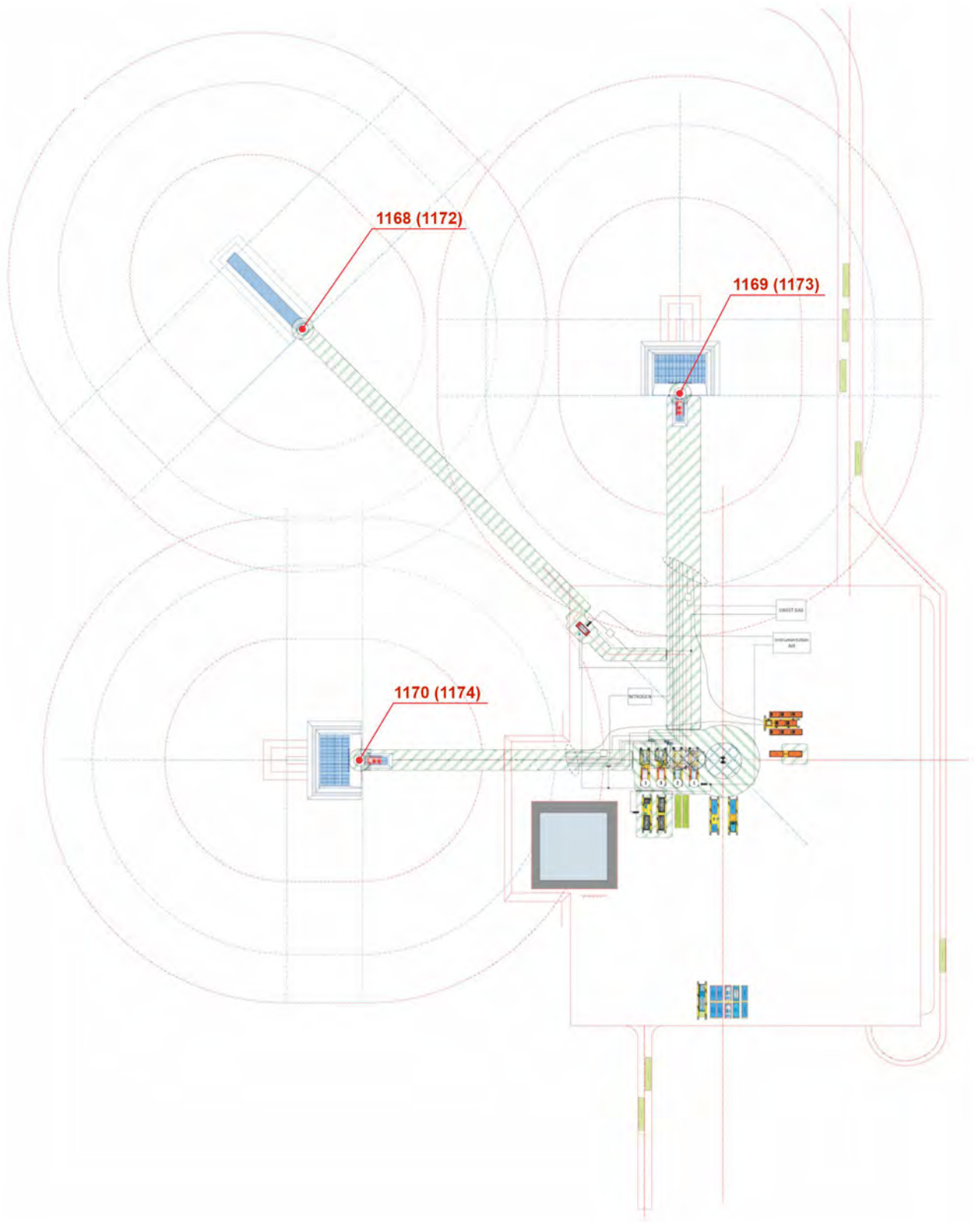
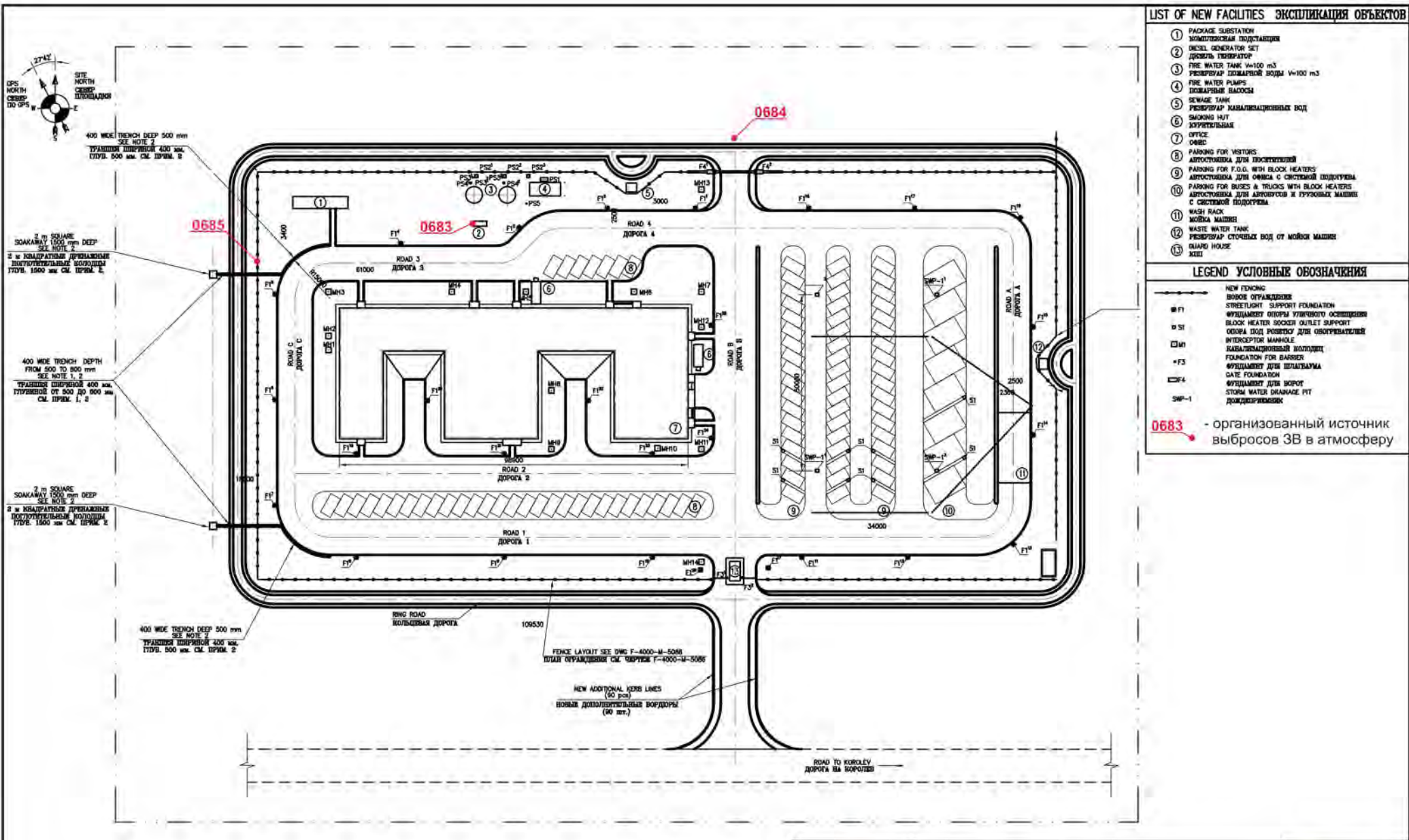


Рисунок 3.8.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на площадке обработки  
 скважин обратным потоком





**LIST OF NEW FACILITIES ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБЪЕКТОВ**

- ① PACKAGE SUBSTATION КОМПЛЕКСНАЯ ПОДСТАНЦИЯ
- ② DIESEL GENERATOR SET ДИЗЕЛЬ ТЕПЛОВАЯ
- ③ FIRE WATER TANK V=100 m<sup>3</sup> РЕЗЕРВУАР ПОЖАРНОЙ ВОДЫ V=100 m<sup>3</sup>
- ④ FIRE WATER PUMPS ПОЖАРНЫЕ НАСОСЫ
- ⑤ SEWAGE TANK РЕЗЕРВУАР КАНАЛИЗАЦИОННЫХ ВОД
- ⑥ SMOKING HUT КУРИЛЬНАЯ
- ⑦ OFFICE ОФИС
- ⑧ PARKING FOR VISITORS АВТОСТОЯНКА ДЛЯ ПОСЕТИТЕЛЕЙ
- ⑨ PARKING FOR F.O.O. WITH BLOCK HEATERS АВТОСТОЯНКА ДЛЯ Ф.О.О. С СИСТЕМОЙ ПОДОГРЕВА
- ⑩ PARKING FOR BUSES & TRUCKS WITH BLOCK HEATERS АВТОСТОЯНКА ДЛЯ АВТОБУСОВ И ТРУКОВ С СИСТЕМОЙ ПОДОГРЕВА
- ⑪ WASH RACK МОЙКА МАШИН
- ⑫ WASTE WATER TANK РЕЗЕРВУАР СТОЧНЫХ ВОД ОТ МОЙКИ МАШИН
- ⑬ GUARD HOUSE КИП

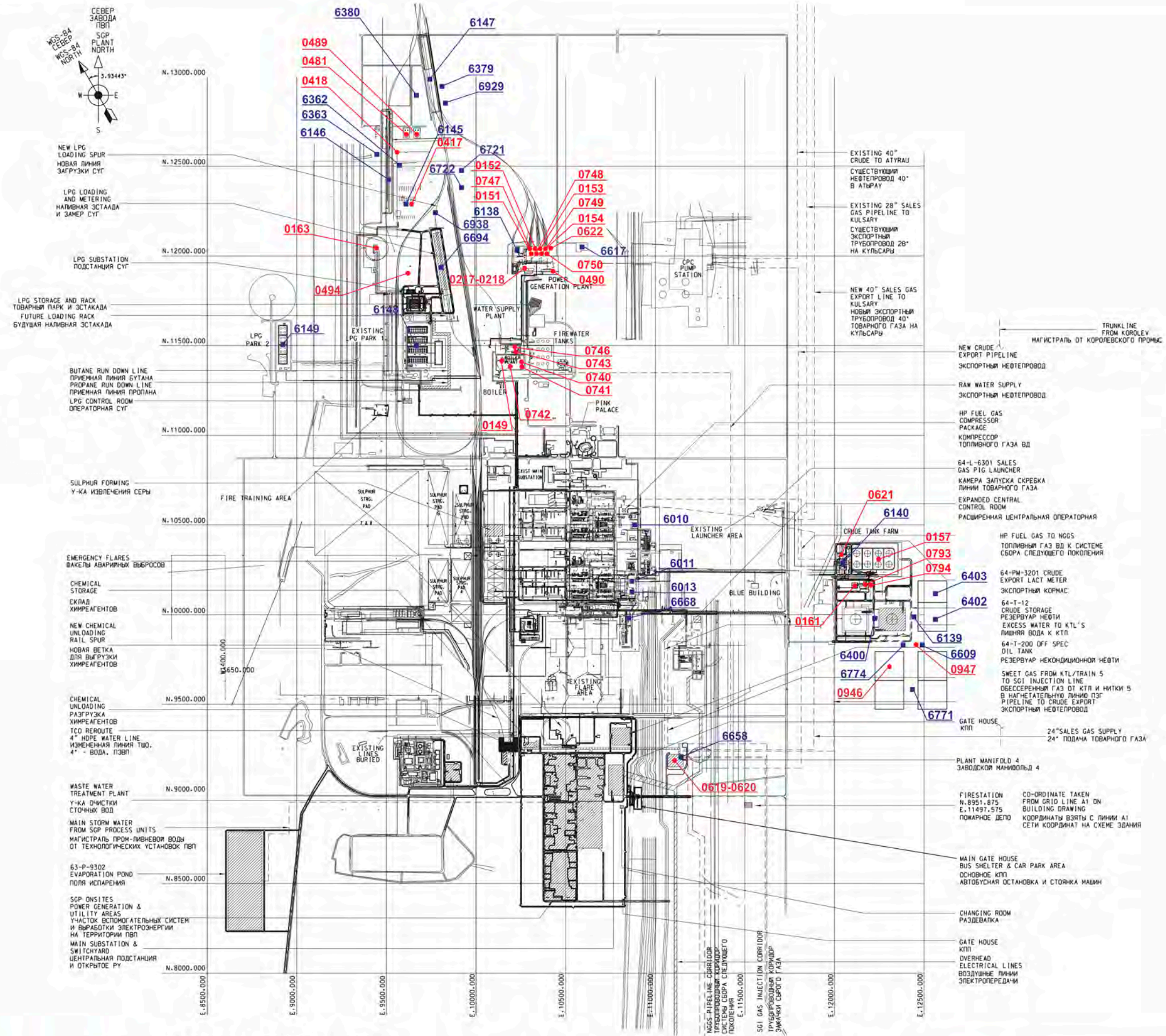
**LEGEND УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

- NEW FOUNDING ВООБЩЕ ОФУНДАЦИОН
- STREETLIGHT SUPPORT FOUNDATION ФУНДАМЕНТ ОПОРЫ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ
- BLOCK HEATER SOCKET OUTLET SUPPORT ОБОИТА ПОД ПОСТАВКУ ДЛЯ ОБОИТЕВАТЕЛИ
- INTERCEPTOR MANHOLE КАНАЛИЗАЦИОННЫЙ КОЛОДЕЦ
- FOUNDATION FOR BARBER ФУНДАМЕНТ ДЛЯ ПЕЧАТАУМА
- GATE FOUNDATION ФУНДАМЕНТ ДЛЯ ВОРОТ
- STORM WATER DRAINAGE PIT ДОЖДЕСЕРБИМЕНК

**0683** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу


Рисунок 3.9. Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории офиса промьсла






**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

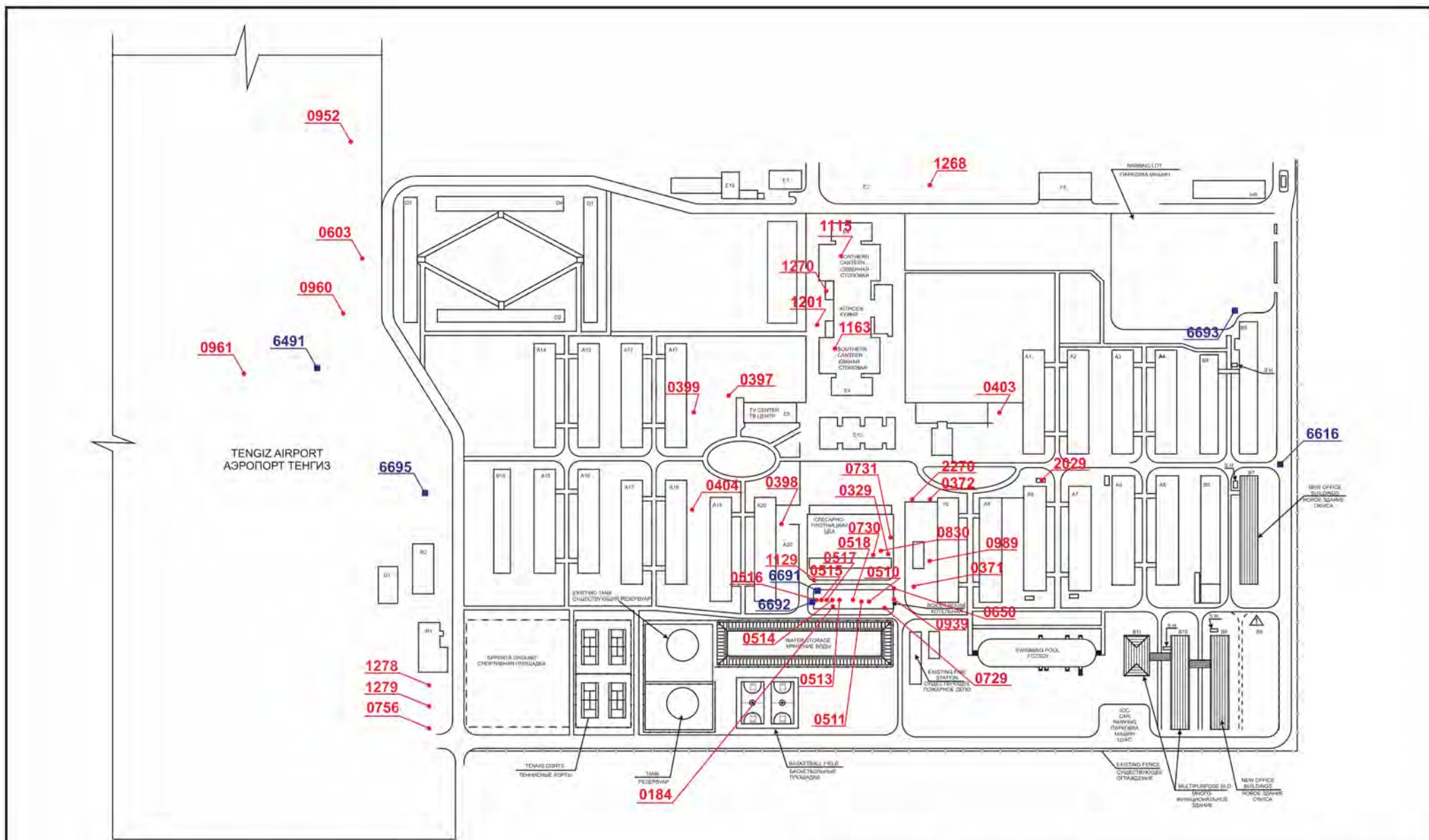
- 0152 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6010 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



ТОО  
ТРАНС-ОИЛ

Рисунок 3.10.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу объектов промьшля,  
завода и участков внешних объектов





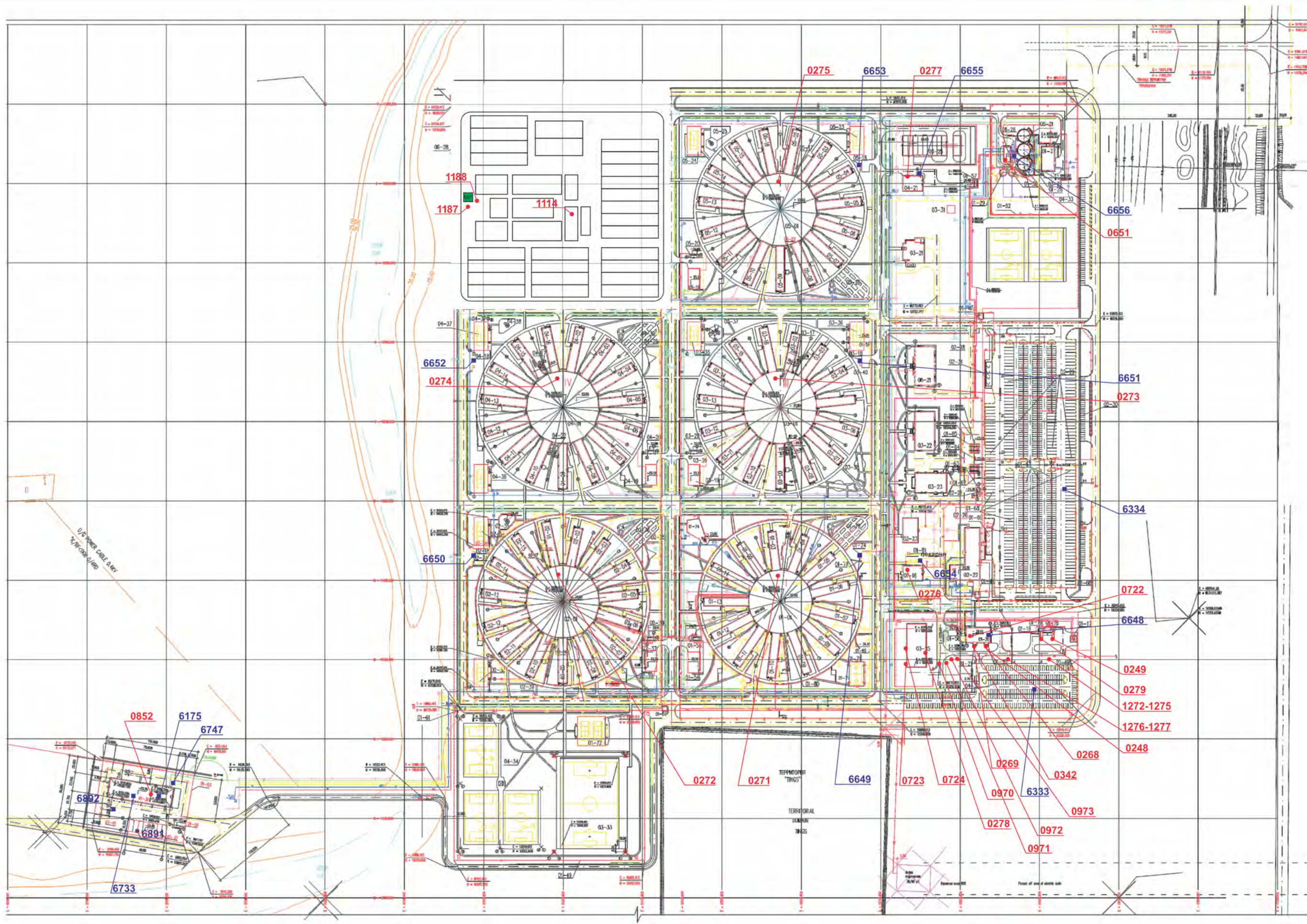
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

- 0756** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6695** - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

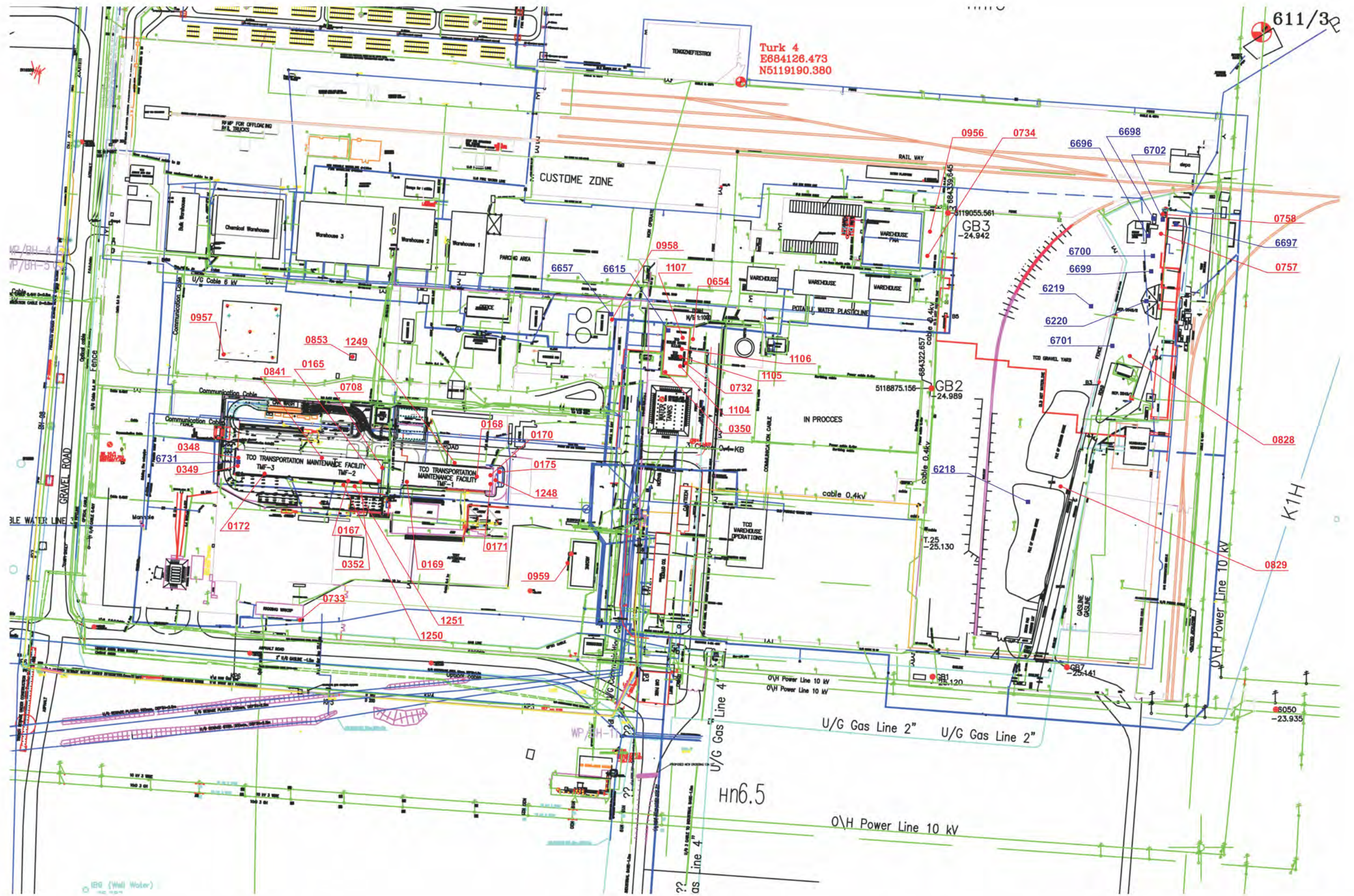


Рисунок 3.11.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу в вахтовом поселке ТШО  
 и в аэропорту Тенгиз





- 0272 Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6649 Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

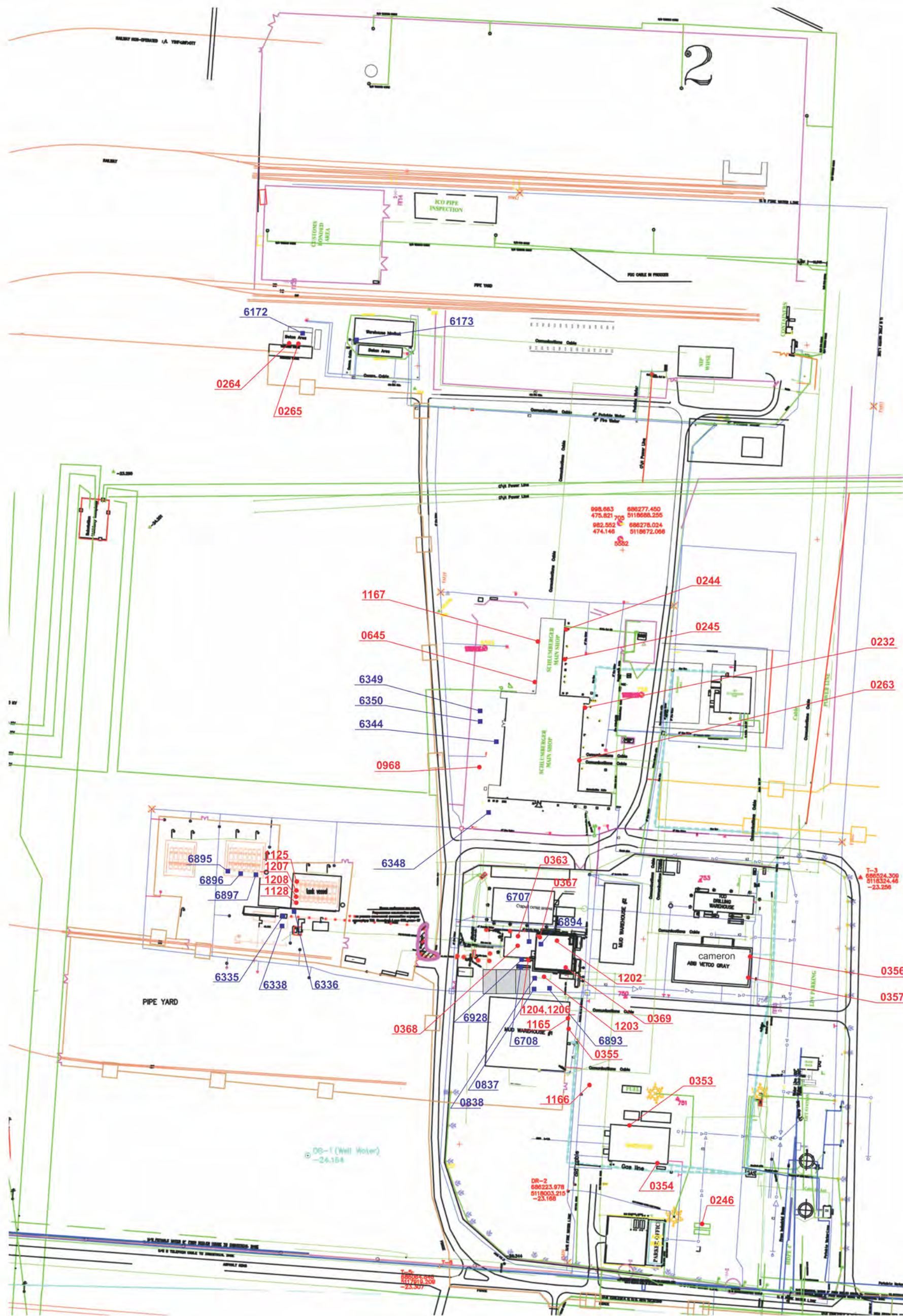


- 0733 - Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6320 - Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.13.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на промбазе ТШО



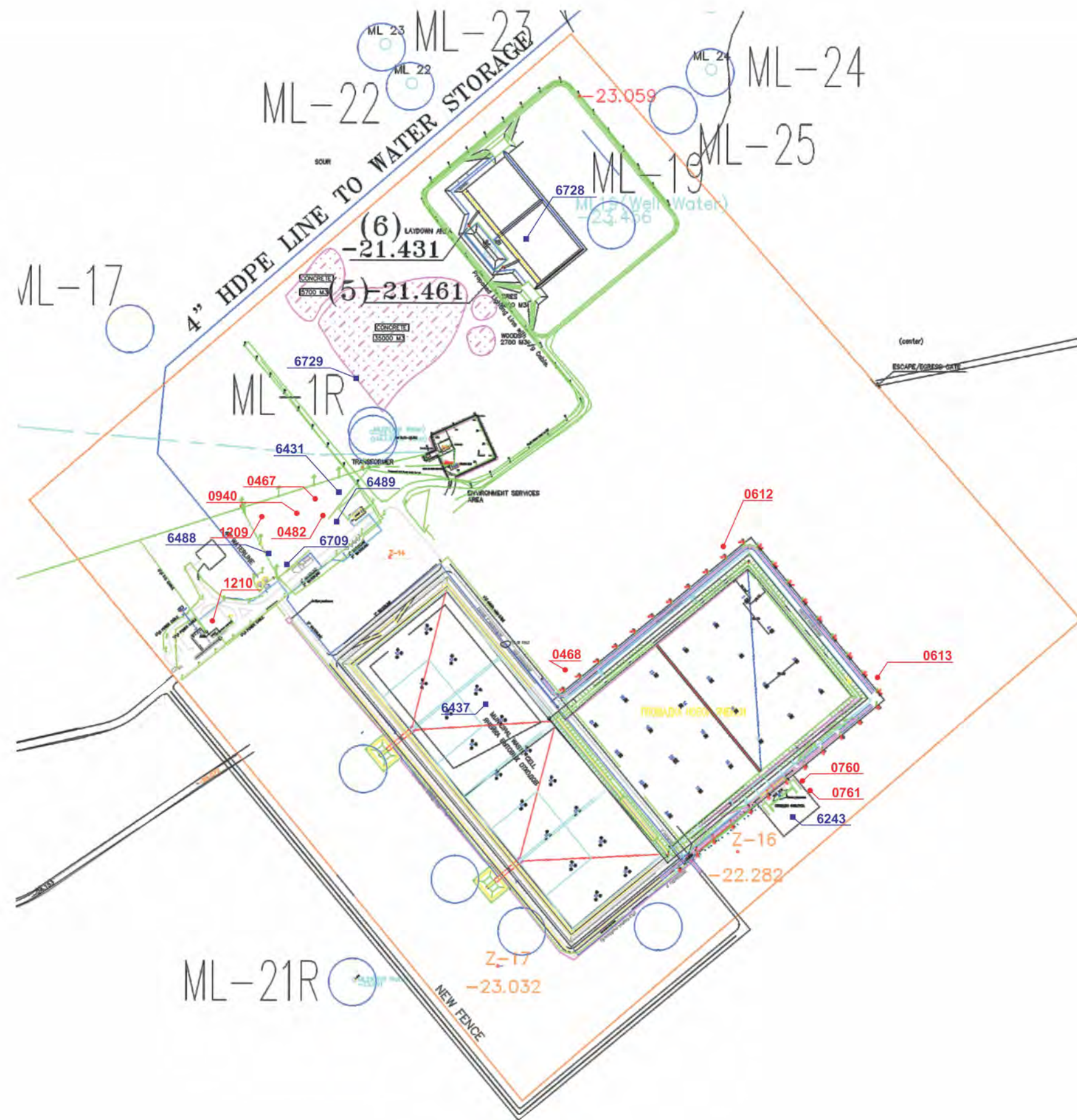


- 0806 Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6335 Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



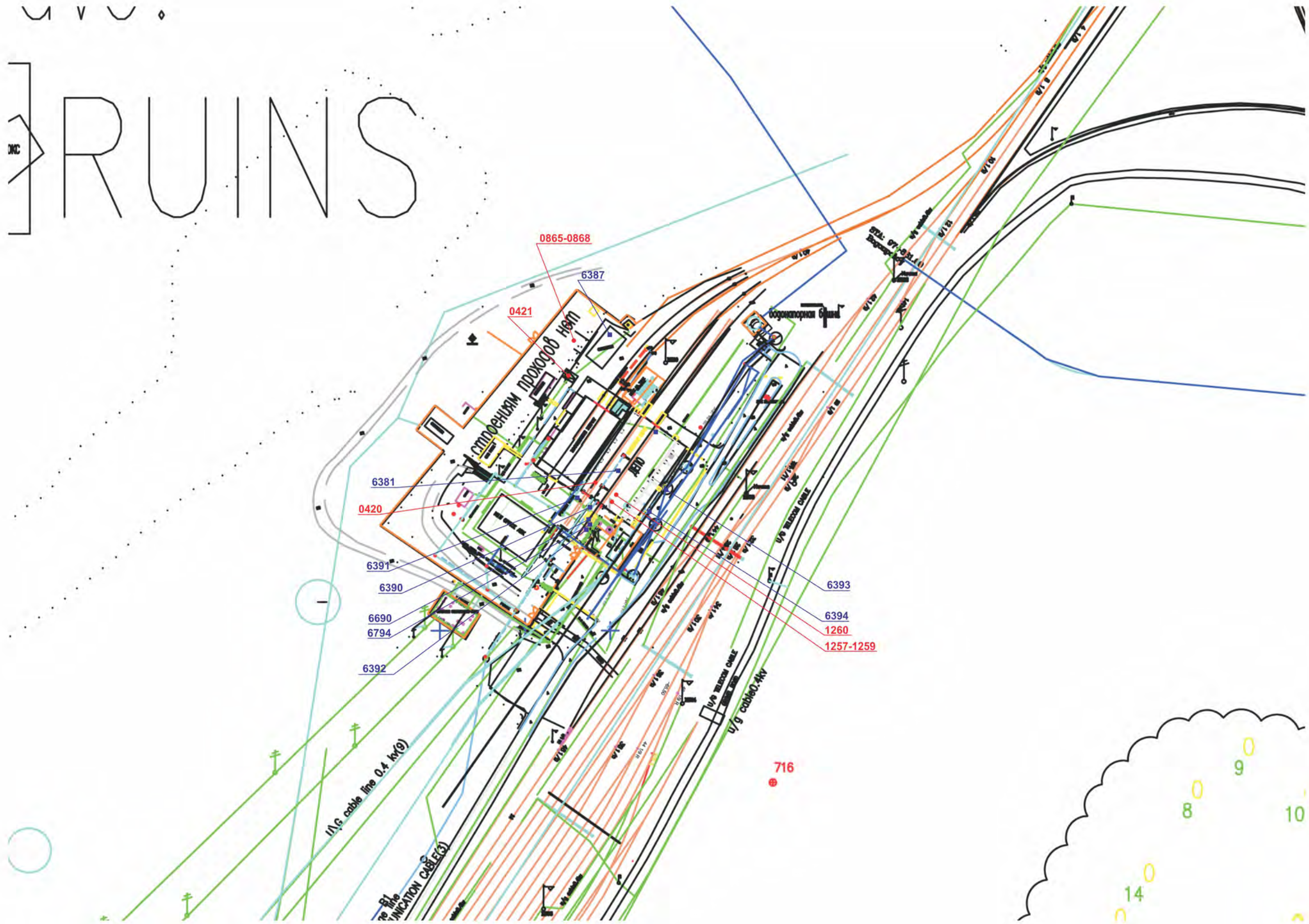
Рисунок 3.14.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на базе бурения





- 0468 Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6493 Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

# RUINS

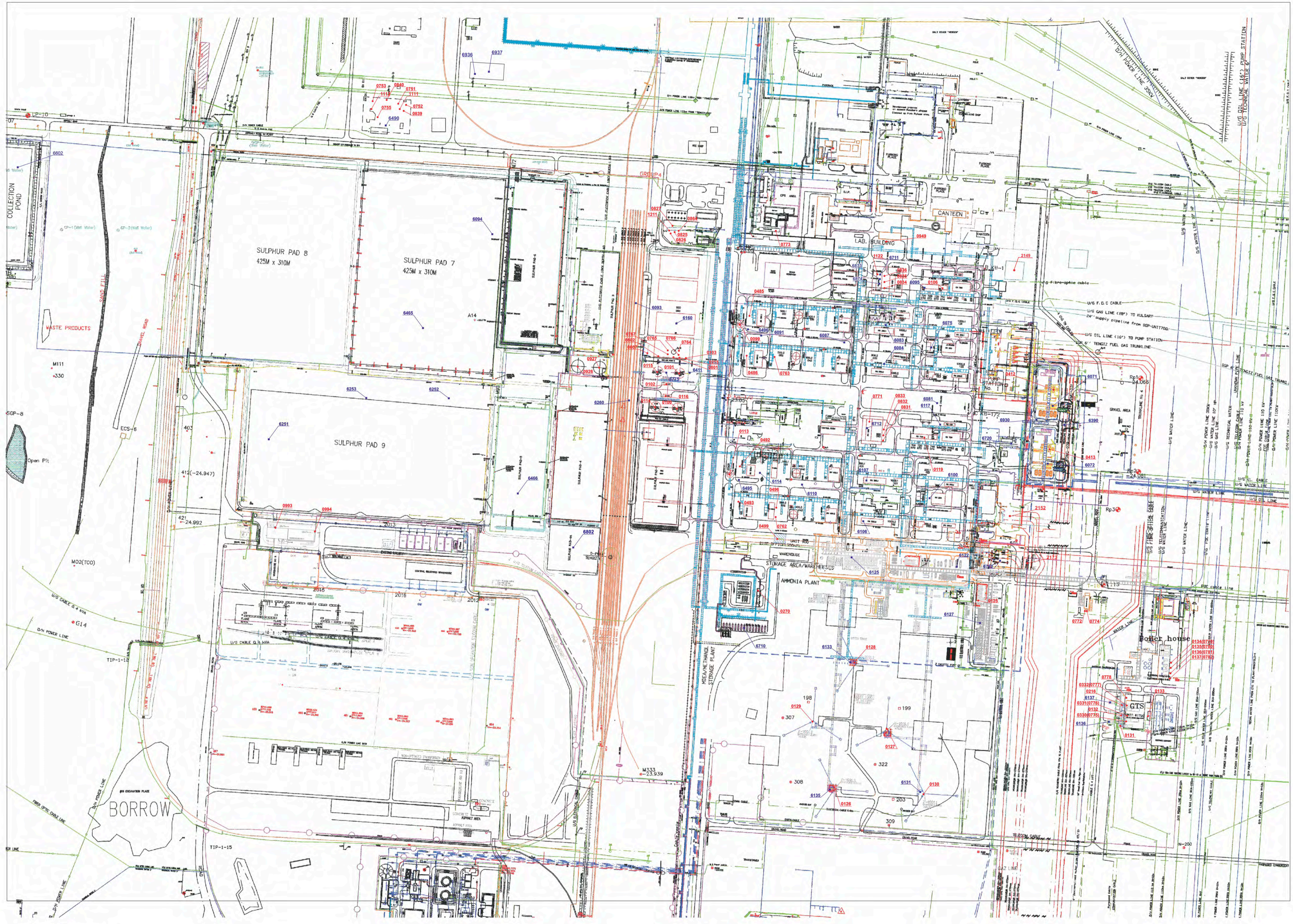


- 0420 Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6392 Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.16.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на объектах  
железнодорожной инфраструктуры





УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND  
 0480 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу  
 0251 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

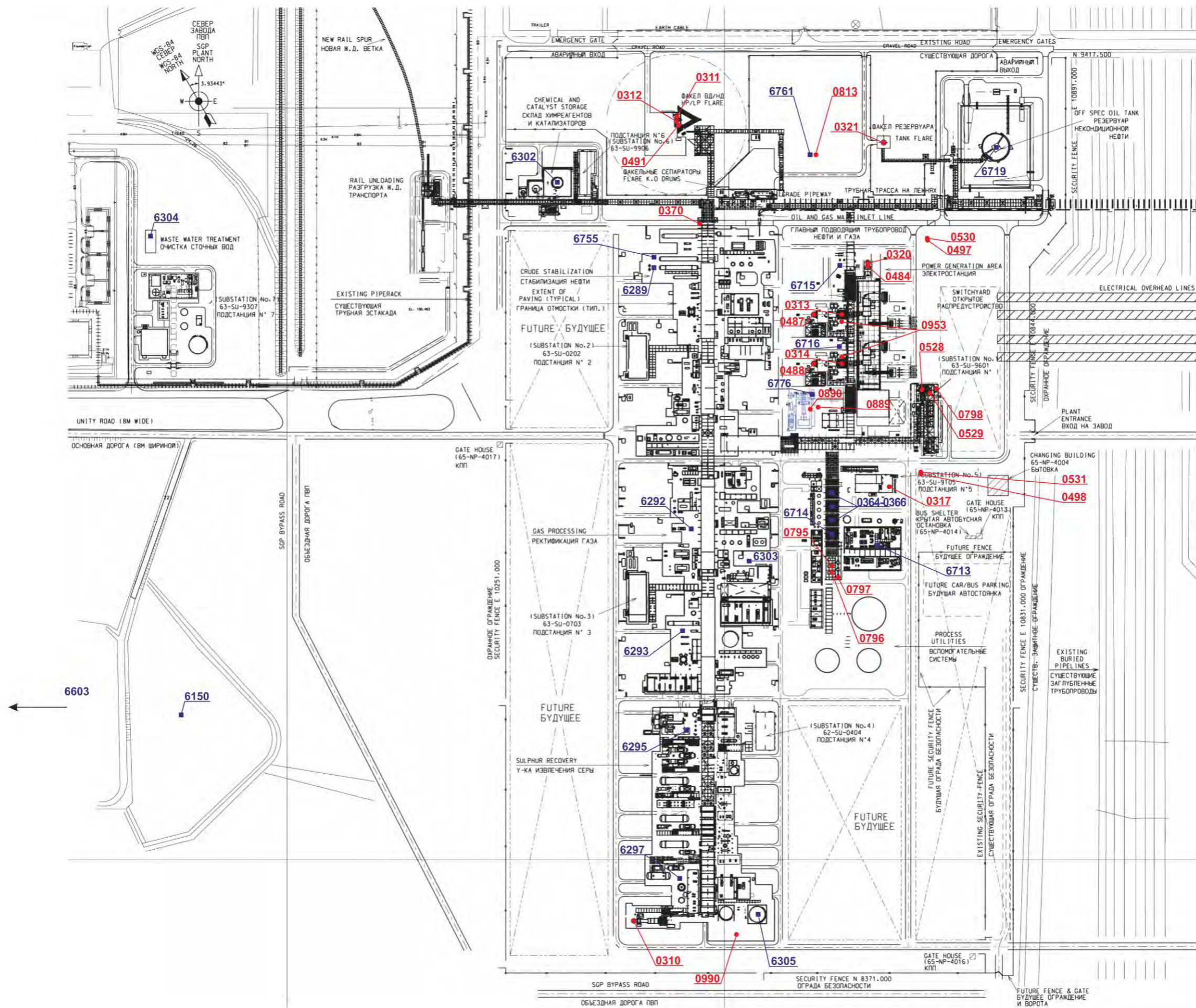
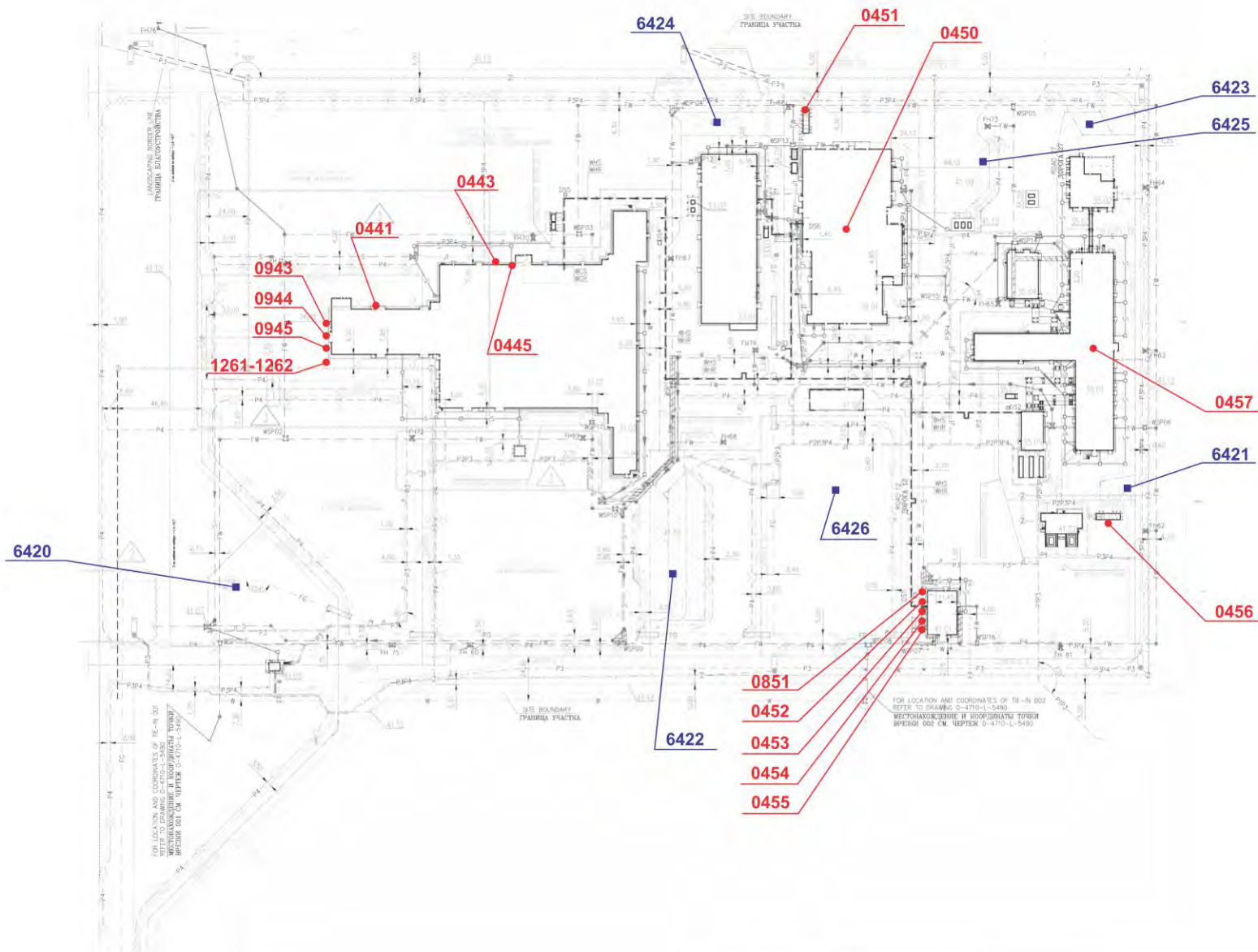


Рисунок 3.18.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на заводе второго  
 поколения (ЗВП)



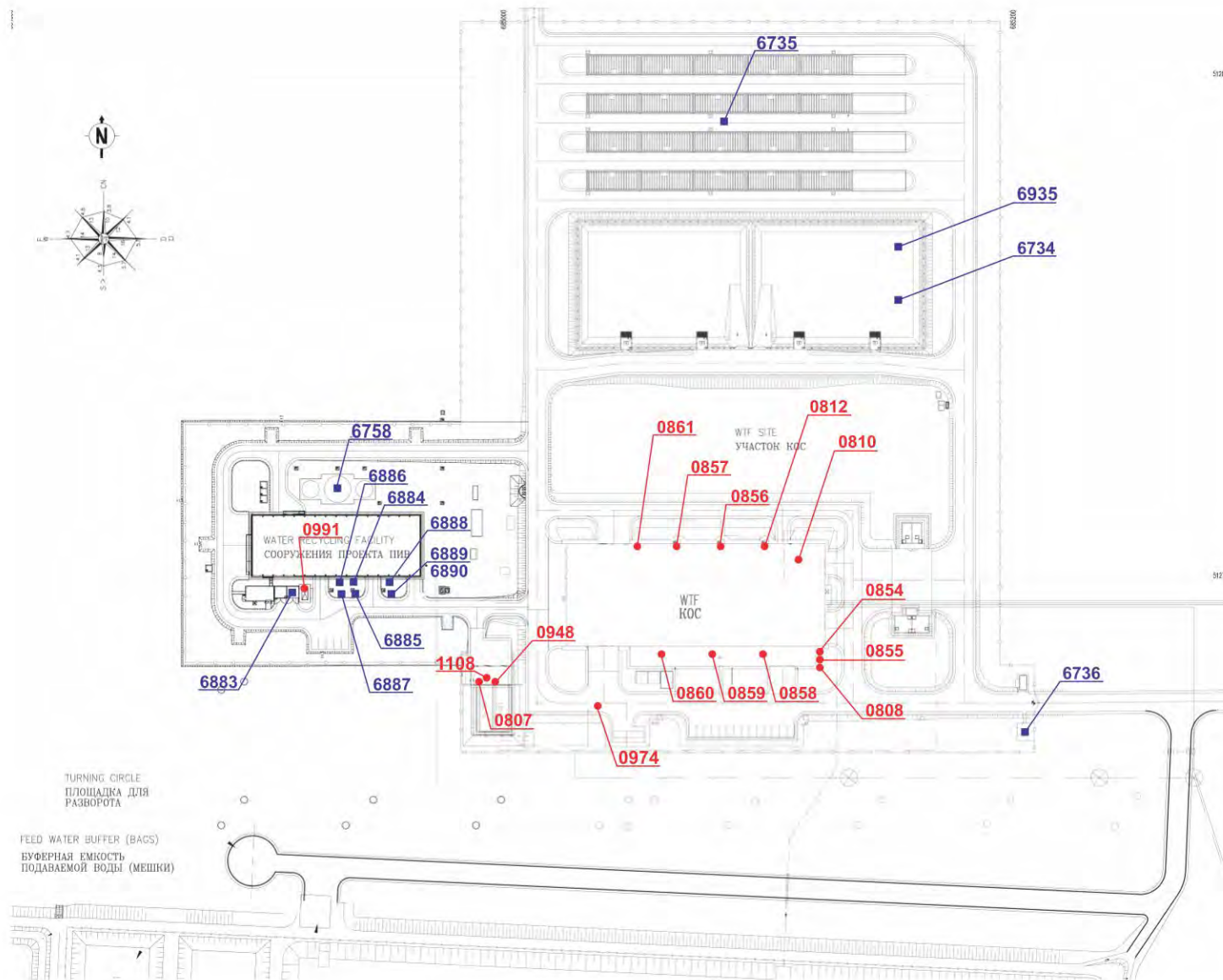


**0442** Организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу  
**6420** Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.19.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на площадке новой  
 промбазы ТПО





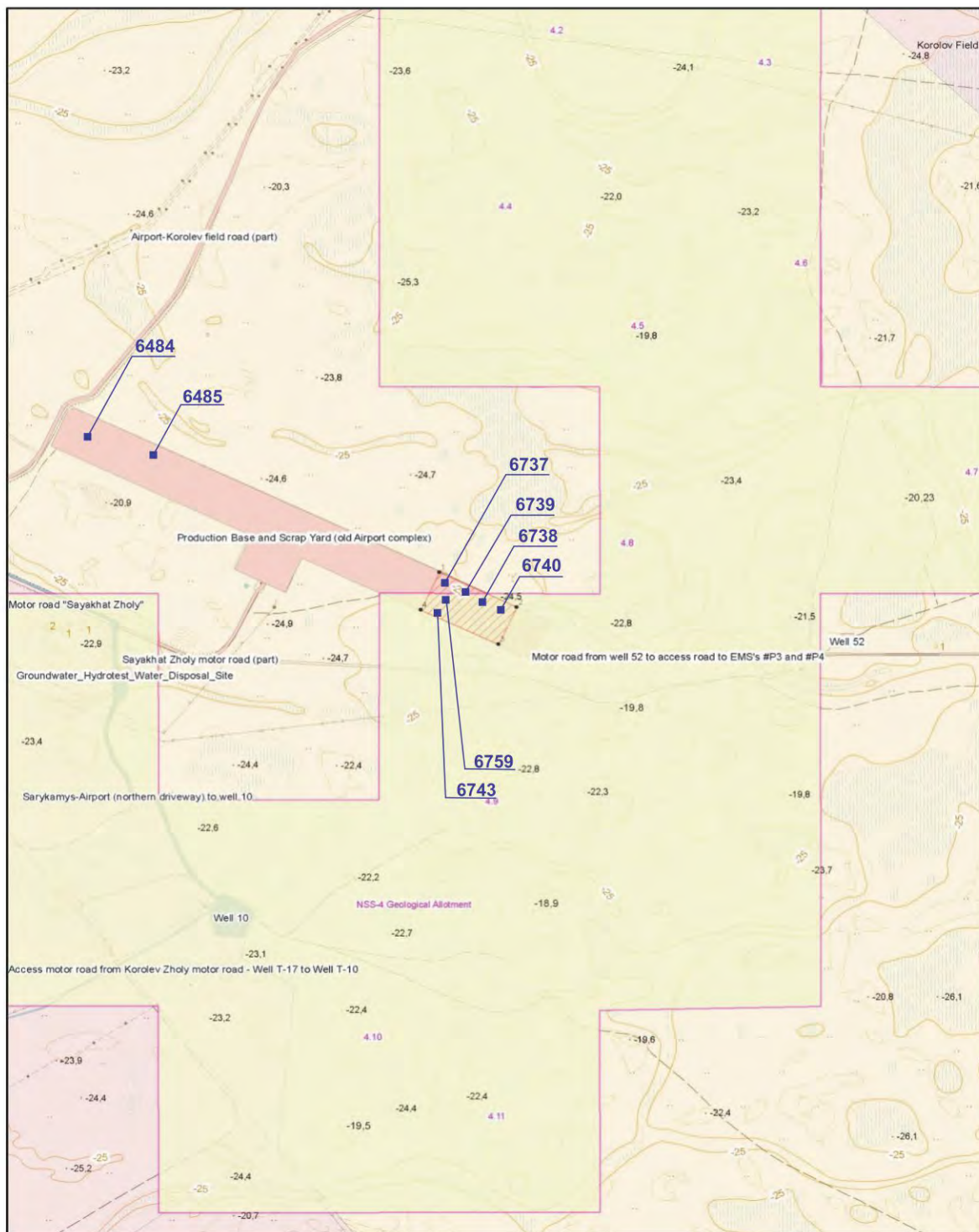
**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND**

- 0807 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6758 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.20.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на КОС Тенгиз





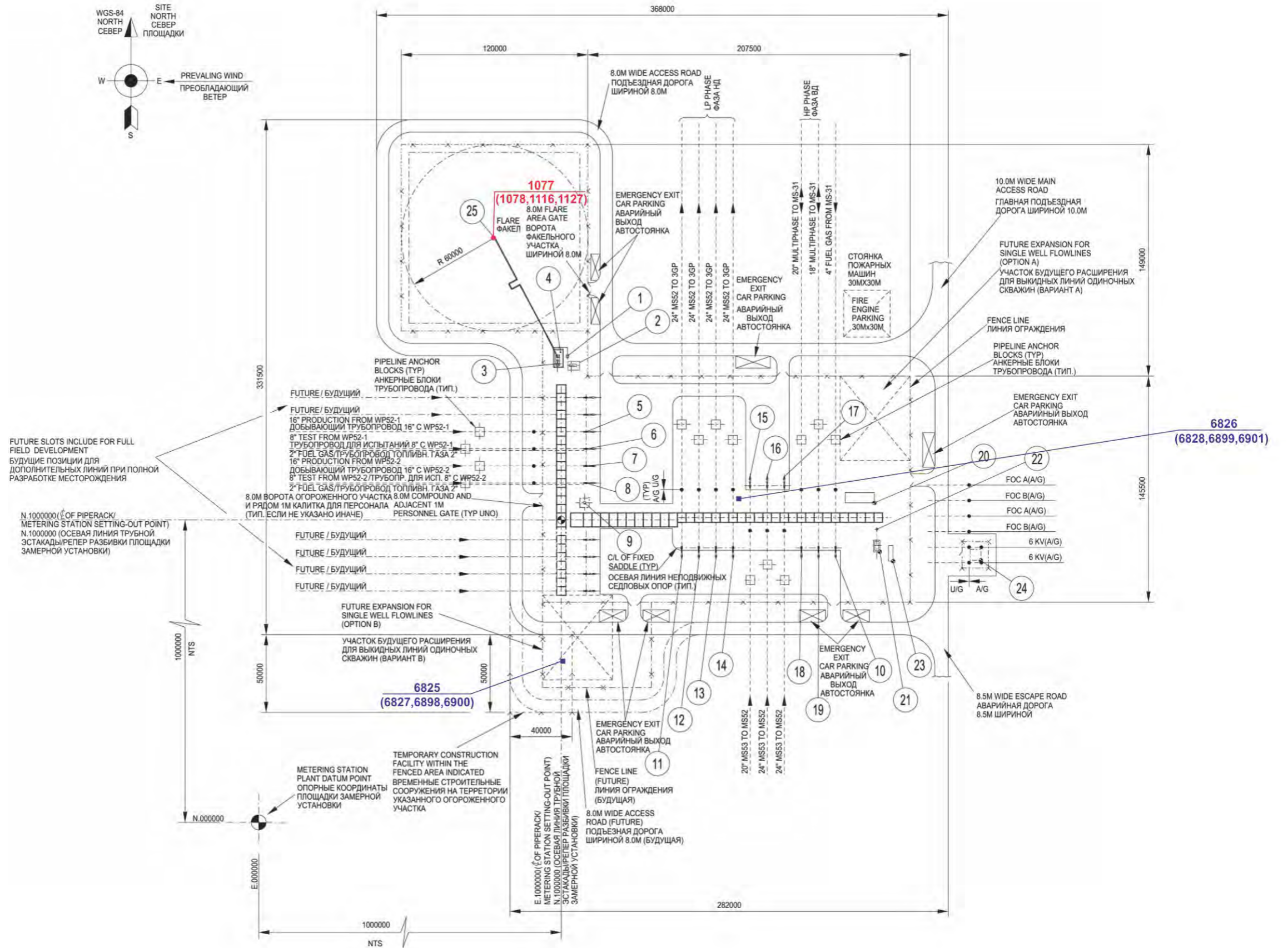
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND

**6484** - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.21.  
 Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на территории бывшей Королевской взлетно-посадочной полосы (КВП)

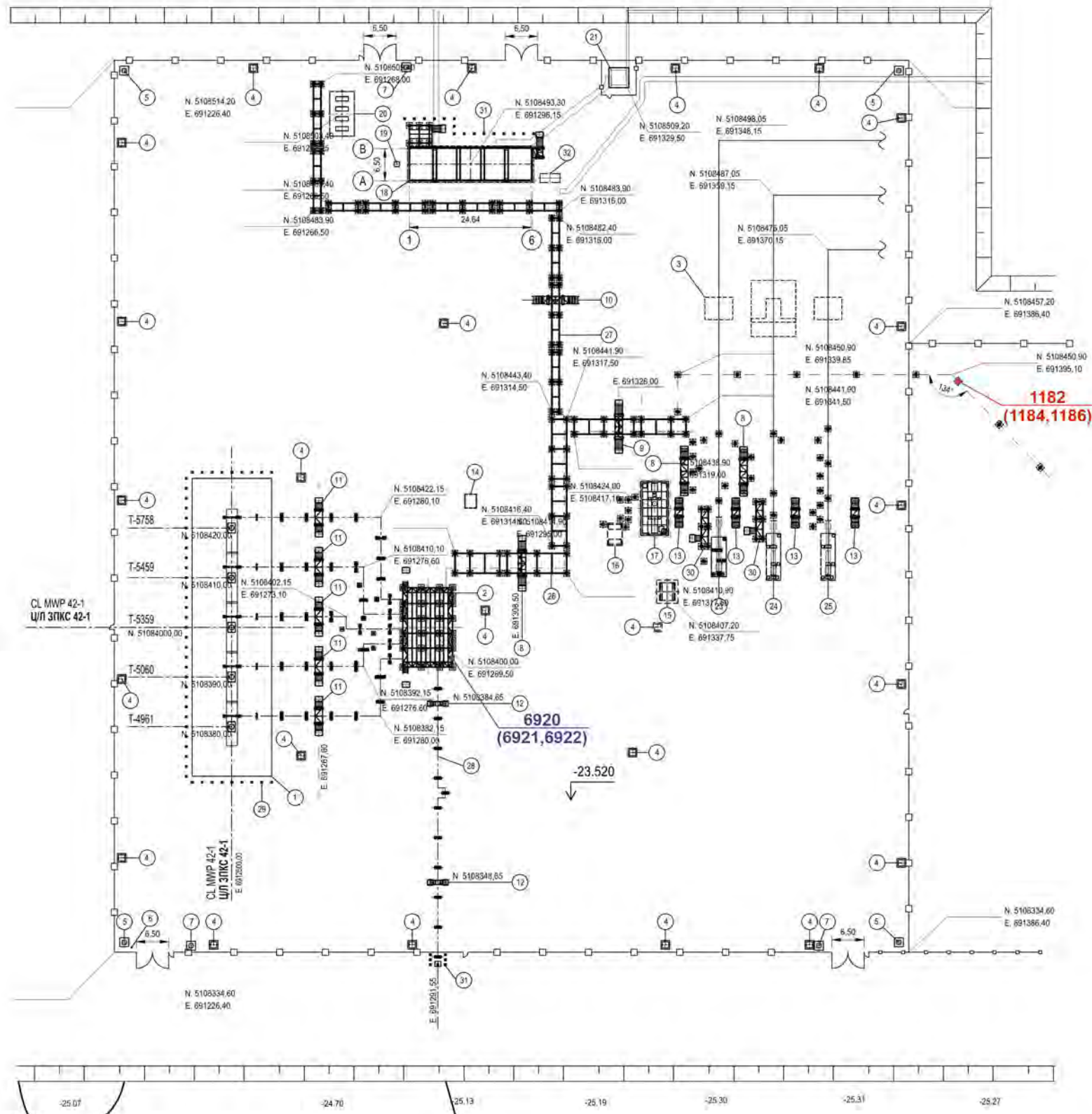
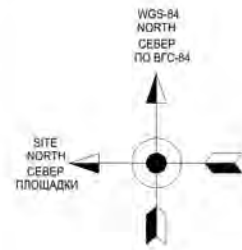




**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND**

- 1077 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6826 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

	<p>Рисунок 3.22. Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ЗУ системы сбора нефти ПБР</p>	
--	--	--



Экспликация ЗПС и сооружений

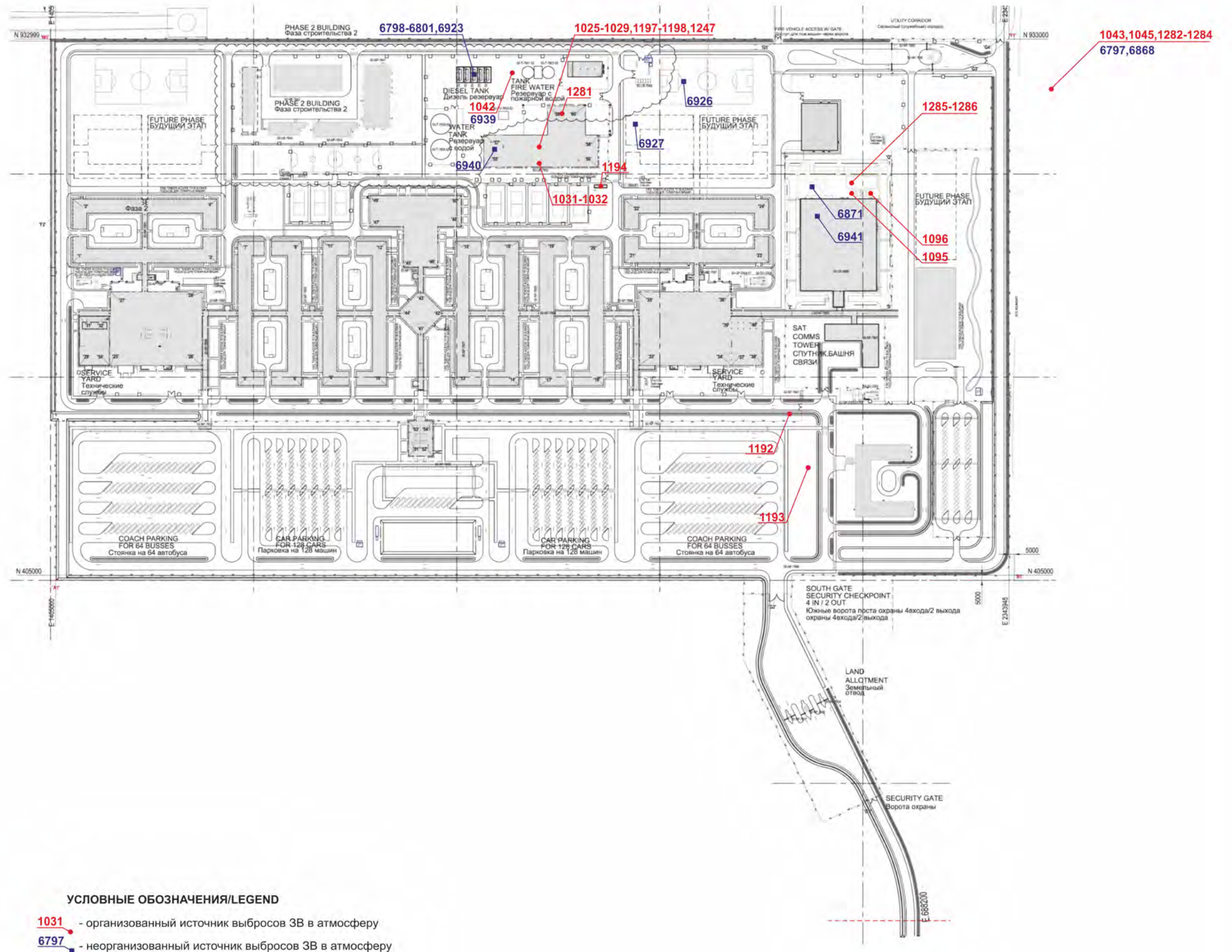
ITEM ПОЗ	DESCRIPTION НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ-ВО
1	RIG FOUNDATION / ФУНДАМЕНТ ДЛЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	1
2	MANIFOLD PLATFORM / ПЛОЩАДКА МАНИФОЛДА	1
3	ANCHOR BLOCKS / ЯКОРЫ	2
4	LIGHTING POLES / СТОЛБЫ ОСВЕЩЕНИЯ	2
5	CCTV POST / СТОЛБ КАМЕРЫ НАБЛЮДЕНИЯ	1
6	DIRECTION MARKER / УКАЗАТЕЛЬ СТОРОН СВЕТА	1
7	WINDSOCK POLE / МАНТА ВЕТРОУКАЗАТЕЛЯ	1
8	STYLE TYPE A / ПЕРЕХОДНЫЙ МОСТИК ТИПА А	3
9	STYLE TYPE B / ПЕРЕХОДНЫЙ МОСТИК ТИПА В	1
10	STYLE TYPE C / ПЕРЕХОДНЫЙ МОСТИК ТИПА С	1
11	STILES TYPE D / ПЕРЕХОДНЫЕ МОСТИКИ ТИПА D	5
12	LOW STYLE - TYPE E / НИЗ. ПЕРЕХОДНОЙ МОСТИК - ТИПА E	2
13	STYLE TYPE F / ПЕРЕХОДНЫЙ МОСТИК ТИПА F	4
14	MULTIPHASE FLOW METER / МНОГОФАЗНЫЙ РАСХОДОМЕР	1
15	CORROSION INHIBITOR PACKAGE / БЛОК ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ	1
16	RECOVERED OIL TRANSFER PUMP / НАСОС ПЕРЕКАЧКИ РЕЦЕЛИРОВАННОЙ НЕФТИ	1
17	DRUM PIT / КОЛОДЕЦ ФАКЕЛЬНОГО СЕПАРАТОРА	1
18	RIE / УДАЛЕННЫЙ БЛОК КОНТРОЛЯ	1
19	HYDRAULIC RETURN RESERVOIR / ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕЗЕРВУАР ВОЗВРАТА	1
20	BOTTLE STORAGE / ОХЛАДИТЕЛИ	1
21	TRANSFORMER SUBSTATION / ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ	1
23	PIG LAUNCHER 24" / КАМЕРА ЗАПИСИ ОПРЕДЕЛ. 24"	1
24	PIG RECEIVER 20" / КАМЕРА ПРИЕМА ОПРЕДЕЛ. 20"	1
25	PIG RECEIVER (FUEL GAS) 4" / КАМЕРА ПРИЕМА ЗАПИСИ ПОДПРИЯТИЯ	1
26	LOW LEVEL PIPE AND CABLE RACK / ЭСТАКАДА ДЛЯ ПИПОВ И КАБЕЛЬНЫХ ЛОТКОВ	8
27	CABLE RACK / ЭСТАКАДА ДЛЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛОТКОВ	5
28	KILL LINE / ЛИНИЯ ГЛОШЕНИЯ	1
29	REMOVABLE GUARD POST TYPE 2 / СЪЕМНЫЙ ОГРАДИТЕЛЬНЫЙ СТОП ТИПА 2	6
30	ACCESS PLATFORM / ПЛАТФОРМА ДОСТУПА	2
31	REMOVABLE GUARD POST TYPE 1 / СЪЕМНЫЙ ОГРАДИТЕЛЬНЫЙ СТОП ТИПА 1	2
32	AIR COOLED CONDENSER UNIT / КОНДЕНСАТОР ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ	1

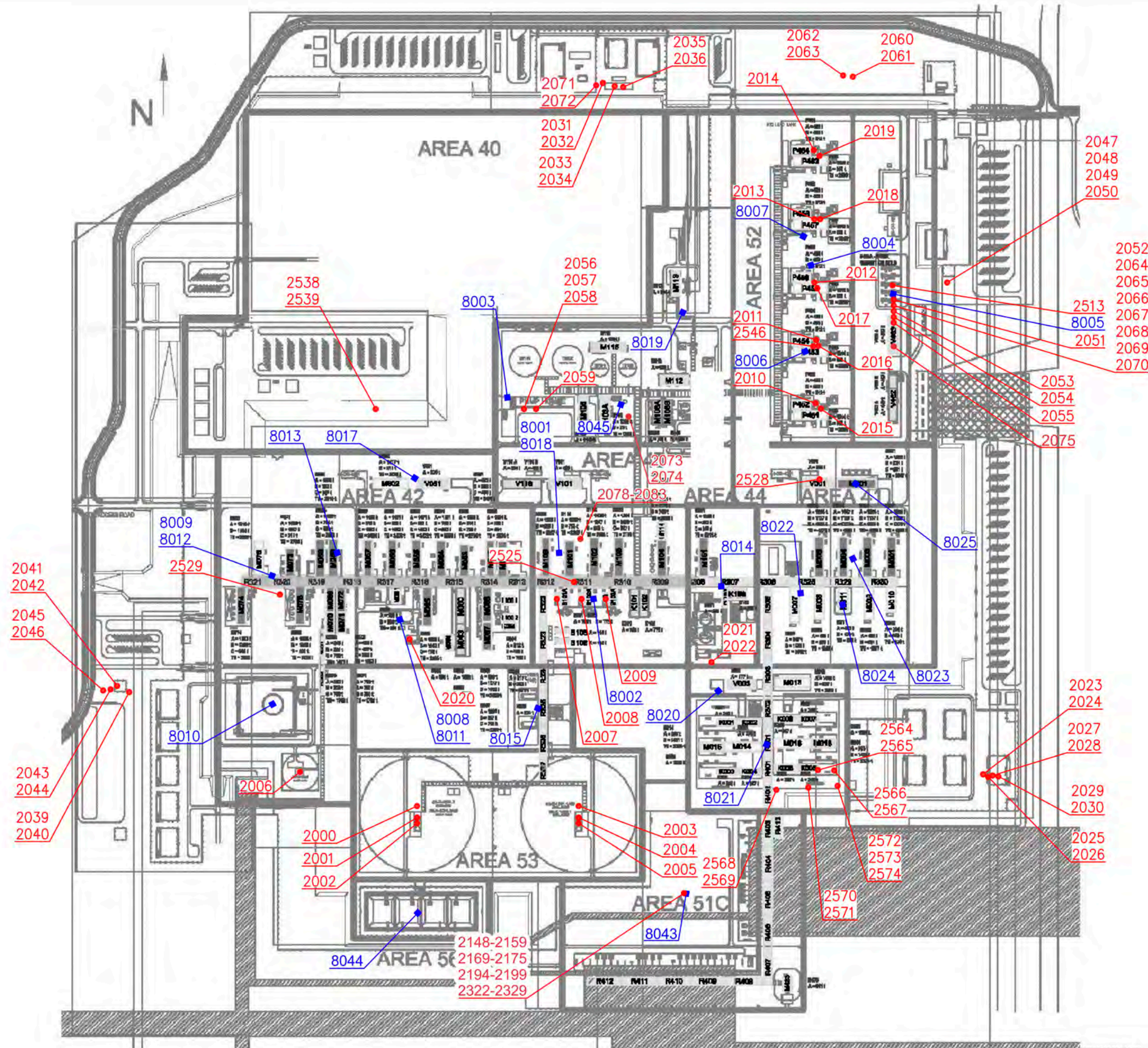
**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGEND**  
**1182** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу  
**6920** - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.23.  
 Типовая схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на ЗПС системы сбора нефти ПБР







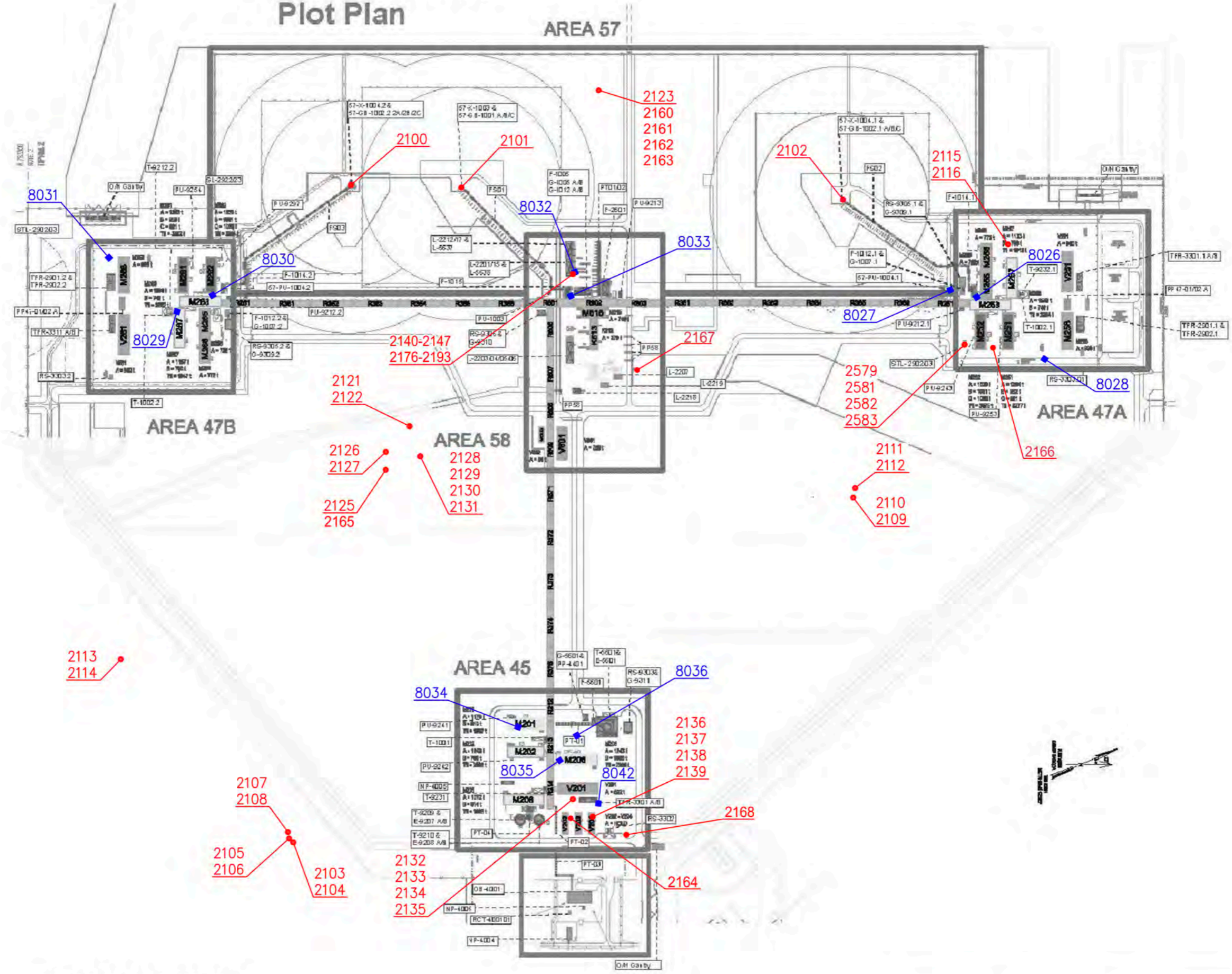
**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

- 2000 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 8010 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

Рисунок 3.25.  
 Схема расположения источников выбросов  
 ЗВ в атмосферу на объектах ЗТП и СПД



# 3GI Foundation Plot Plan



## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

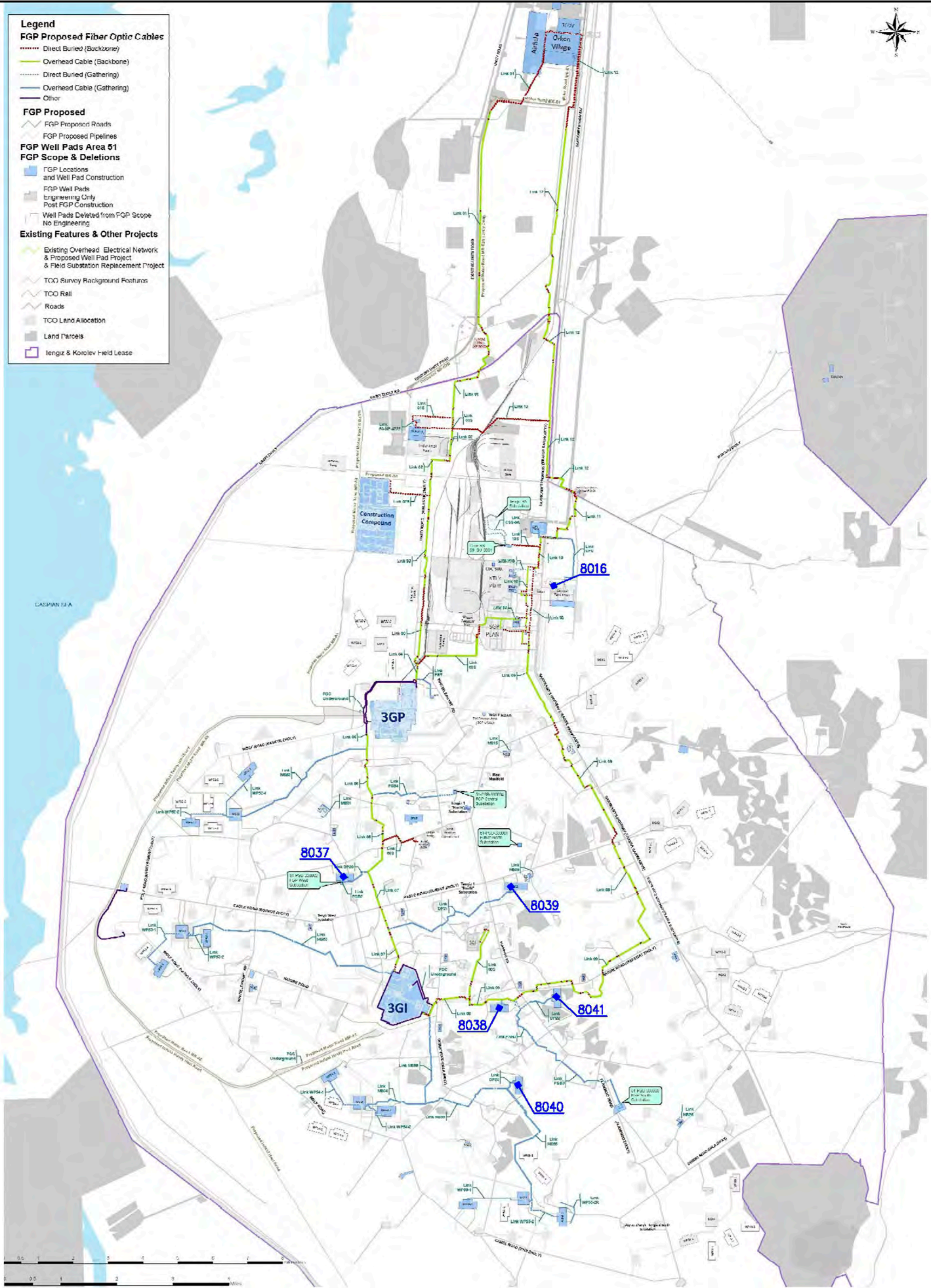
- 2132 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 8036 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.26.  
Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на объектах ЗСГТП



- Legend**
- FGP Proposed Fiber Optic Cables**
- Direct Buried (Backbone)
  - Overhead Cable (Backbone)
  - Direct Buried (Gathering)
  - Overhead Cable (Gathering)
  - Other
- FGP Proposed**
- FGP Proposed Roads
  - FGP Proposed Pipelines
- FGP Well Pads Area 51**
- FGP Scope & Deletions**
- FGP Locations and Well Pad Construction
  - FGP Well Pads Engineering Only Post FGP Construction
  - Well Pads Deleted from FGP Scope No Engineering
- Existing Features & Other Projects**
- Existing Overhead Electrical Network & Proposed Well Pad Project & Field Substation Replacement Project
  - TCO Survey Background Features
  - TCO Rail
  - Roads
  - TCO Land Allocation
  - Land Parcels
  - Iengiz & Korolev Field Lease

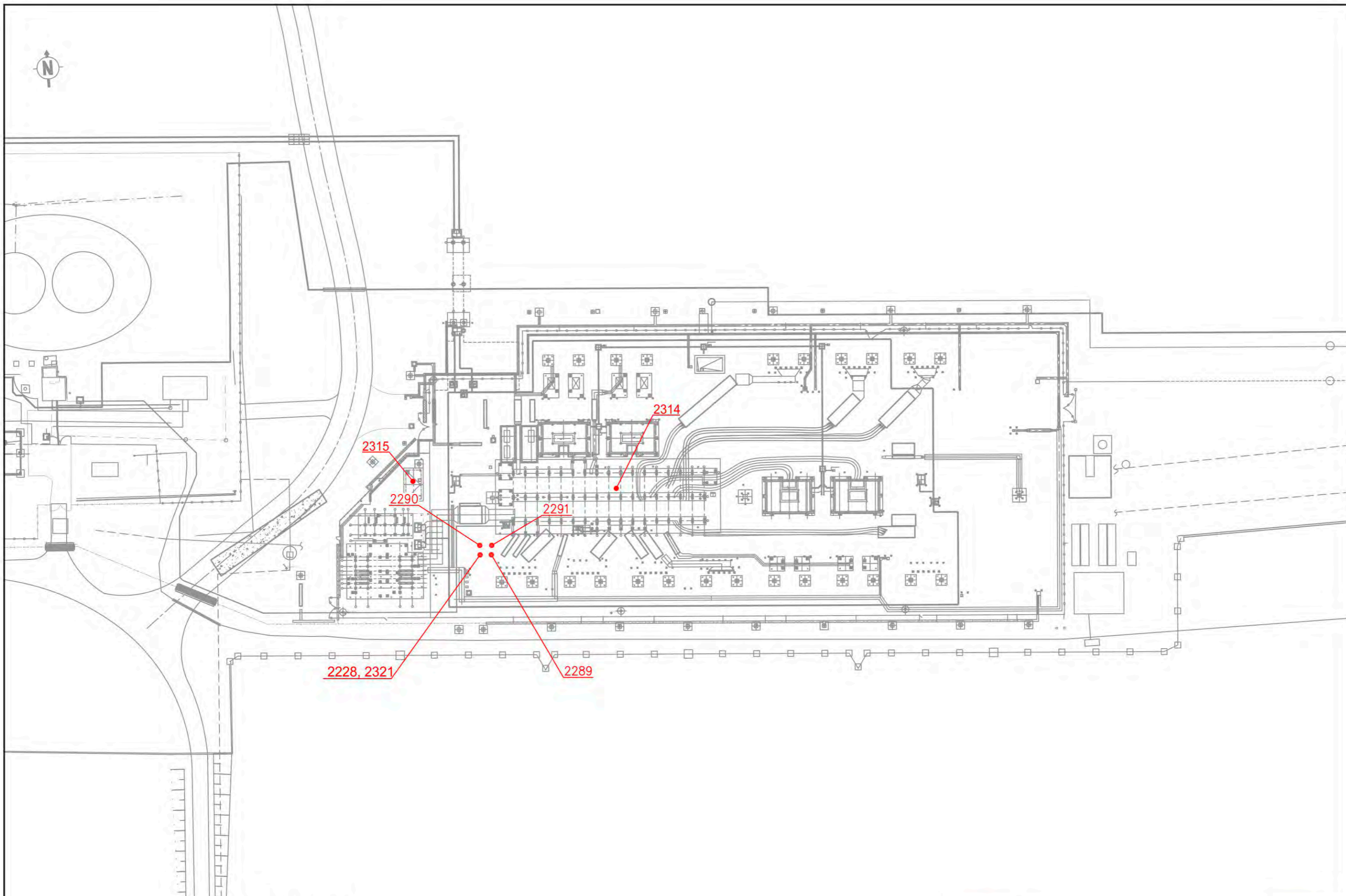


УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ  
 8037 Неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.27.  
 Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на объектах системы сбора и закачки ПБР





**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

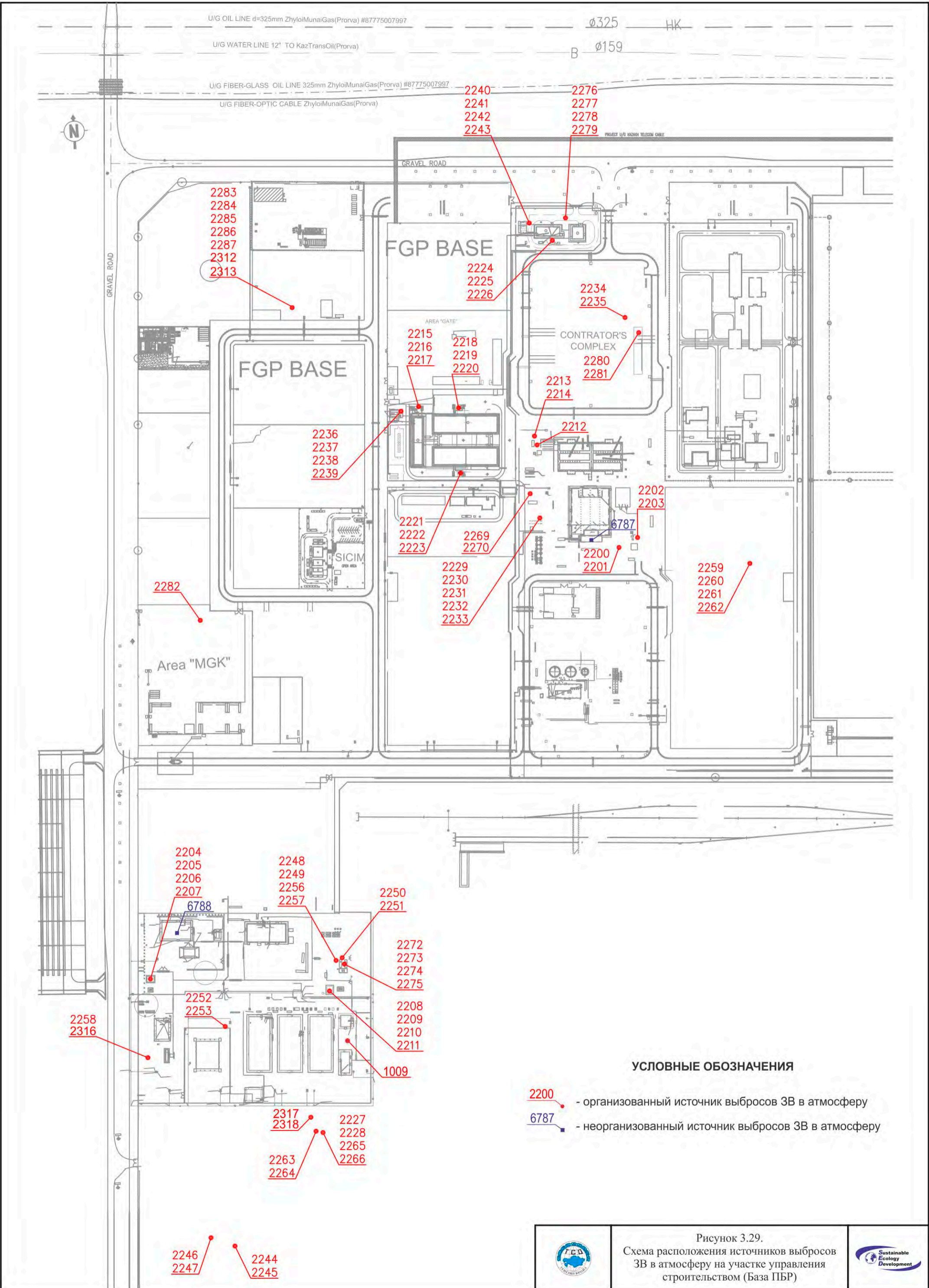


- организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



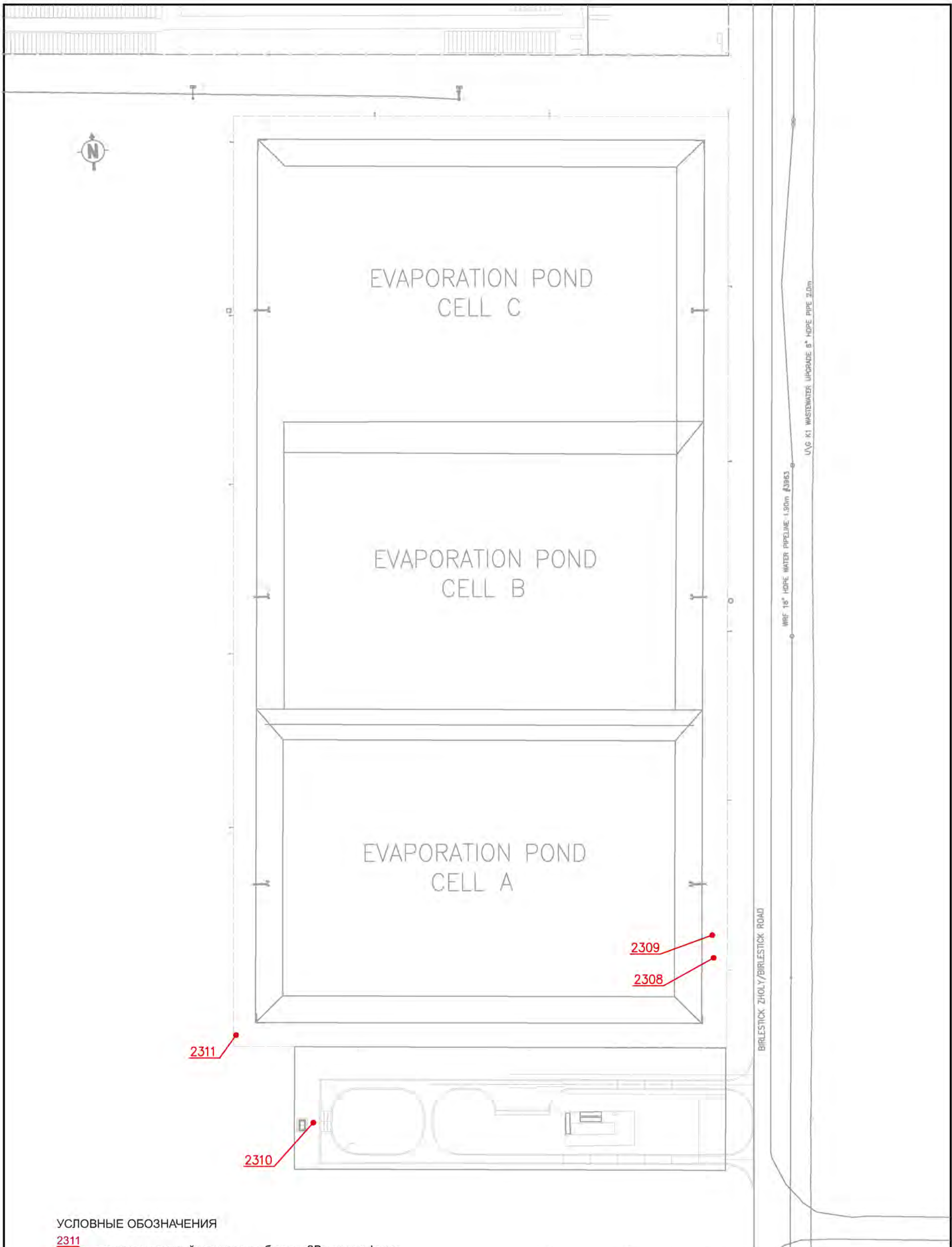
Рисунок 3.28.  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на Базовой подстанции





**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

- 2200 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу
- 6787 - неорганизованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

**2311** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу

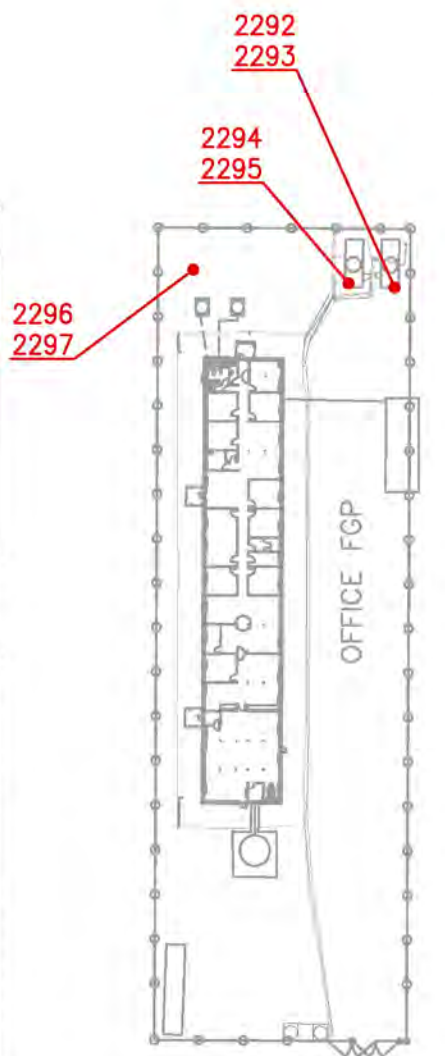
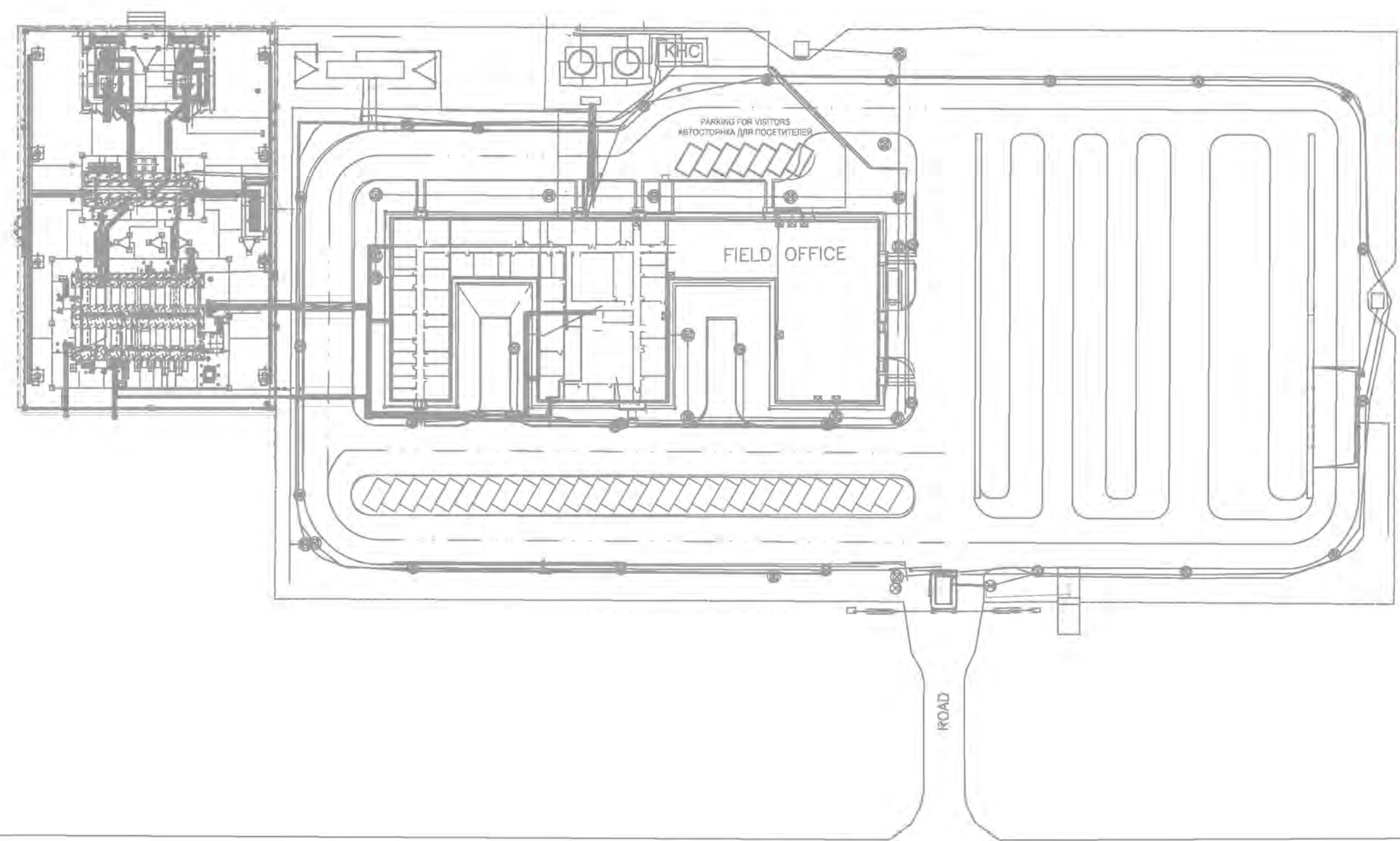


Рисунок 3.30  
 Схема расположения источников выбросов ЗВ в атмосферу на площадке расположения резервуаров хранения технологической воды ПБР





RADIO TOWER AREA



SAYAKHAT ROAD

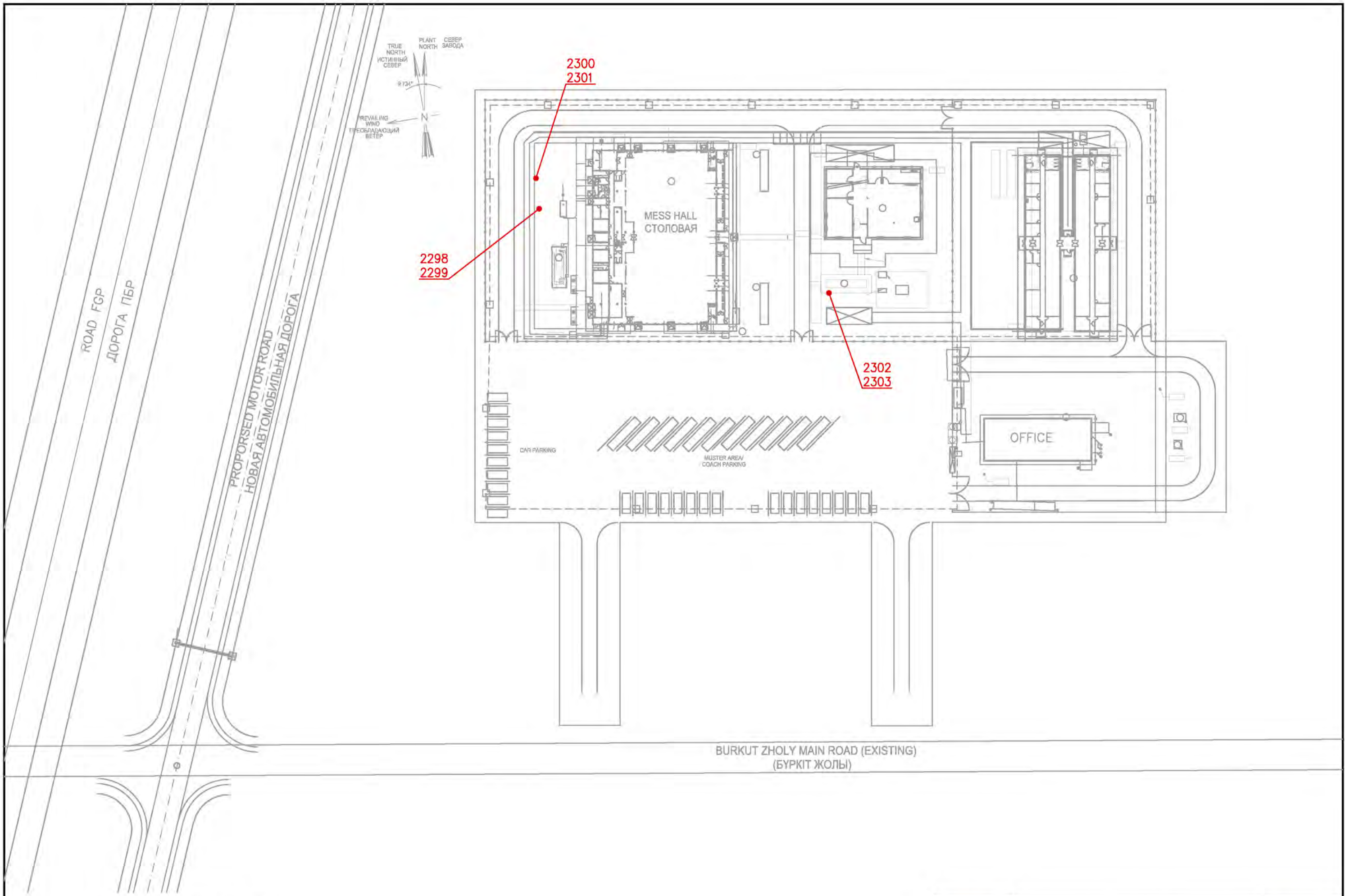
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

2292 - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.31  
Схема расположения источников выбросов  
ЗВ в атмосферу на площадке Офиса  
эксплуатации промысла ПБР





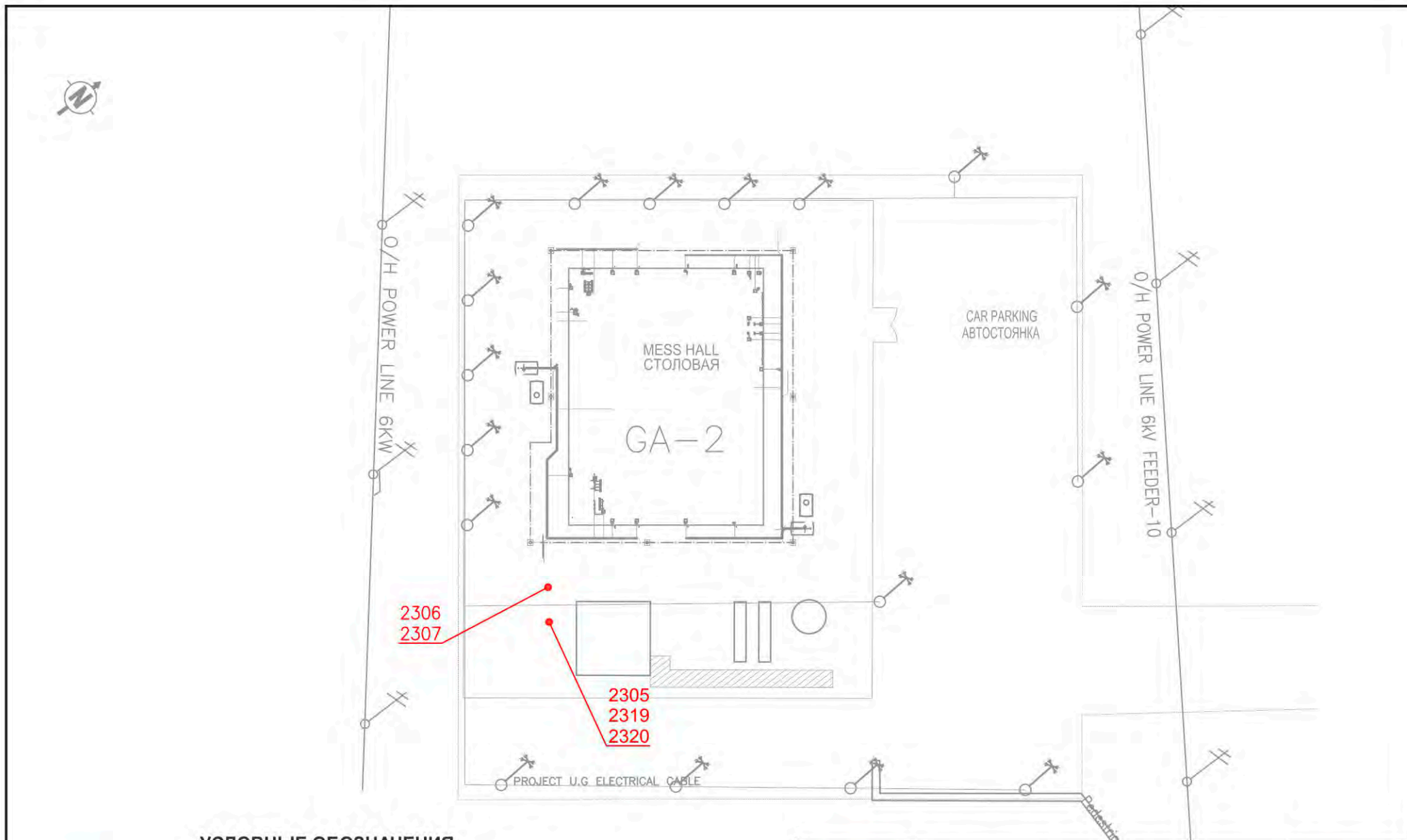
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

**2300** - организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.32  
 Схема расположения источников выбросов ЗВ  
 в атмосферу на участке столовой GA-1 ПБР





**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

2305

- организованный источник выбросов ЗВ в атмосферу



Рисунок 3.33.  
 Схема расположения источников выбросов ЗВ  
 в атмосферу на участке столовой GA-2 ПБР



### 3.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газа

Пылегазоочистное оборудование, предназначенное для уменьшения выбросов ЗВ в атмосферу, установлено на следующих объектах ТОО «Тенгизшевройл»:

- бетонный завод – бетонно-растворный узел (силоса для цемента) оборудованы рукавным фильтром с эффективностью очистки – 75%;
- база бурения – установка по пересыпке цемента оборудована рукавным фильтратом с эффективностью очистки 75%;
- новая промбаза – на сварочных постах применяются фильтры (Nederman WeldFilter C10/C20) для улавливания сварочных аэрозолей эффективностью очистки 85%, выбросы ЗВ осуществляются через 1 источник загрязнения;
- РМЦ (новая промбаза) – на заточных станках используется фильтр ПА-212 с эффективностью очистки – 98%, выбросы ЗВ осуществляются через 1 источник загрязнения;
- склад соляной кислоты – установлен скруббер для улавливания паров соляной кислоты с эффективностью очистки – 96%;
- столярный участок (в.п. ТШО) – оснащен пылеуловителем Felder AF22 с эффективностью очистки 75%;
- установки грануляции серы GX оснащены встроенной системой запатентованного циклонного сепаратора для очистки отработанного воздуха.

На объектах ПБР/ПУУД отсутствует специальное пылегазоочистное оборудование, предназначенное для уменьшения выбросов в атмосферу.

Выбранный вариант технологии ПБР предусматривает использование модульного оборудования, соответствующего современным техническим решениям и стандартам в области промышленной и экологической безопасности, в связи с чем установка дополнительных ПГОУ не требуется.

### 3.3. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню

На объектах компании ТШО в области основной технологии применены процессы повышения надежности с учетом результатов передового опыта эксплуатации аналогичных объектов, как за рубежом, так и в отечественной практике.

Цель ТШО – последовательное повышение эффективности работы за счёт соблюдения стандартов ТБ, ОТ и ООС, управления производственными рисками, тщательного планирования и контроля производственной деятельности.

В ходе разработки месторождения ТШО используются самые передовые промышленные технологии, что обеспечивает максимальную экономическую отдачу для Республики Казахстан.

Технические решения по получению, хранению и транспорту товарных продуктов, сероочистке, а также по обезвреживанию отходов производства соответствуют современному отечественному и зарубежному уровню.

ТШО интенсивно работает над совершенствованием технологий и последовательным наращиванием мощностей предприятия, с одновременным снижением уровня воздействия на окружающую среду.

За последние 20 лет эксплуатации ТШО снизил интенсивность выбросов в атмосферу на 65% при 2,6–кратном увеличении объемов добычи нефти. Такой результат был достигнут благодаря осуществлению инвестиций в крупные проекты, направленные на повышение эксплуатационной надежности оборудования.

Основной мерой безопасности на нефте– и газоперерабатывающих заводах по всему миру является сжигание газа на факельных системах для обеспечения безопасной эксплуатации производства. ТШО использует факельные системы во время техобслуживания, ремонта, работ по запуску оборудования, а также при остановках и во время сбоев технологического процесса. Факелы используются по мере необходимости для безопасной эксплуатации оборудования и защиты персонала. Путем модернизации технологических процессов и оборудования ТШО повысил надежность завода Комплексной Технологической Линии (КТЛ) и Завода Второго Поколения (ЗВП), что позволяет им оставаться высокоэффективными и безопасными производственными объектами в Казахстане.

В настоящее время компания ТШО выполнила все обязательства по утилизации попутного газа. ТШО реализовал ряд крупных проектов по сокращению сжигания на факелах, включая проект расширения мощностей по переработке газа, повышение пропускной способности экспортного газопровода, проект утилизации газа и другие. Осуществлены усовершенствование технологических установок и основные технические решения, заключающиеся в закачке газа в пласт, подготовке и реализации газа.

С 2009 года ТШО прекратил непрерывное сжигание попутного газа на факелах и реализует 99% добытого газа через экспорт или на собственные нужды компании.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа компанией ТШО начиная с 2006 г. в рамках «Программ утилизации/переработки попутного и природного/сырого газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа - 99,2% за 2022 г. Это показывает, что ТШО осуществляет сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промысловых и производственных объектов.

Процесс подготовки газа для утилизации более сложный, чем на любом месторождении Казахстана, а качество товарных продуктов отвечает международным требованиям. Товарный сухой газ, содержащий метан-этановую фракцию, подается в газопровод Тенгиз-Кульсары, также используется как топливный газ для собственных нужд ТШО. Максимальное использование сырого газа путем его переработки с целью получения стратегически важных энергоносителей либо сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности, сводит до минимума ущерб наносимый окружающей среде. ТШО придает большое внимание вопросу утилизации/переработки сырого газа его месторождений.

Общее снижение объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах в 2020-2021 годы было достигнуто благодаря следующим мерам:

- инженерное решение по модернизации инфраструктуры и технологических процессов на установке Закачки Сырого Газа (ЗСГ) за счет снижения давления в скважине позволило ТШО улучшить экологические показатели без ущерба для производительности;
- специальные настройки режимов эксплуатации колонн дистилляции и холодильных систем на газовой установке позволили ТШО сократить объемы сжигания этана на КТЛ на 94%;
- перемещение пропанового хладагента из производственной установки в трубопровод для продажи пропана позволило ТШО сократить потенциальное сжигание газа на факелах на 83%.

В 2022 году следующие меры привели к снижению объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах.

*На заводе КТЛ:*

- Была произведена оптимизация контроллера на установке демеркаптанации, позволившая эффективно прерывать подачу газовой смеси и предотвращать превышение давления на F-703, что обычно приводило к сжиганию этана на факеле.
- В рамках Капитального ремонта 2022 года:
  - Механическая модификация трубопроводов на установке очистки пропана от примесей позволила сократить объем сжигания некондиционного пропана при проведении капитального ремонта;
  - Оптимизация процедуры отключения оборудования позволила обеспечить возврат пропанового хладагента обратно в систему, вместо сжигания на факеле.

*На заводе второго поколения (ЗВП):*

- Изменения, внесенные в процесс управления установкой демеркаптанации, позволили улучшить автоматизированный процесс прерывания подачи газовой смеси и сократить ее сжигание на факеле в случаях технологических сбоев и отклонений.

ТОО «Тенгизшевройл» является предприятием, где достаточно широко используются различные технологии, которые можно рассматривать в качестве НДТ. Так на предприятии активно используется попутный нефтяной газ для генерации электроэнергии и поддержания пластового давления.

На предприятии проведен энергетический аудит, в результате которого представлены мероприятия по повышению энергетической эффективности, которые соответствуют НТД, представленным в ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», ИТС 50–2017 «Переработка природного и попутного газа».

Экспертная оценка технологий по добыче нефти и газа ТОО «Тенгизшевройл», проведенная в 2021 году НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» по «Методике проведения экспертной оценки технологических процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий», показала потенциальное соответствие технологии предприятия принципам наилучших доступных технологий и собственно НДТ из российских и европейских справочников ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», ИТС 50–2017 «Переработка природного и попутного газа», иных ИТС НДТ и европейских BREFs. Кроме того, ряд технологий на предприятии имеют уникальные характеристики и могут быть отнесены к собственным НДТ РК.

На технологических объектах ТОО «Тенгизшевройл» внедрено 61 НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области охраны окружающей среды и энергоэффективности, 43 НДТ планируется к внедрению. Значительная доля НДТ – собственные технологии.

Система сбора промысла нефтегазового месторождений Тенгиз и Королевское была спроектирована в соответствии со специфическими технологическими требованиями безопасной и надежной эксплуатации промысла.

Технологические процессы добычи, внутрипромыслового транспорта и переработки сероводородсодержащего сырья герметичны и отличаются низким коэффициентом утечек сырья.

Проведение технологических процессов в закрытом оборудовании позволяет предотвратить попадание технологических сред в окружающее пространство, однако, требует надежной защиты оборудования от недопустимых изменений давления технологических процессов.

В случаях, когда возможно превышение рабочего давления в результате перегревов или химической реакции предусмотрены блокировки на подаче теплоносителя и

установлены регуляторы давления, а также предохранительные клапаны со сбросом в закрытую систему.

Система автоматики поддерживает давление в аппаратах и трубопроводах в заданных пределах.

Все оборудование и трубопроводы, предназначенные для эксплуатации в контакте (в том числе и временном) с сероводородсодержащими средами изготовлено из специальных и модифицированных конструкционных марок сталей стойких к сероводородной коррозии.

Антикоррозионная защита оборудования, подверженного сероводородной коррозионной агрессии, проводится с помощью специальных ингибиторов коррозии, защитных покрытий и другими методами, в том числе технологическими (оптимизация скоростей потока среды, диаметров трубопроводов и т.д.).

Для защиты внутренней поверхности трубопроводов и оборудования от коррозии осуществляется закачка ингибитора по всей технологической линии системы сбора и транспорта продукции скважин на устьях скважин, на манифольдах и площадках сепарации, на объектах подготовки газа и нефти.

Предусмотрены специальные организационные мероприятия, направленные на повышение эффективности предупредительного и технического надзора в области безопасности на стадии монтажа, вывода на проектный режим и эксплуатации газоопасных производственных объектов.

При проведении очистки и испытаний новых скважин, ТШО направляет обратные потоки флюидов с высокой концентрацией сероводорода на установку «Evergreen Burner» для их дальнейшей утилизации.

Установка «Evergreen Burner» представляет собой устройство для тестирования и очистки скважин на суше и оффшорных зонах. Эта технология была разработана компанией Шлюмберже при поддержке европейской программы THERMIE с использованием технологии сгорания Insitut Francais du Pétrole (IFP).

Установка «Evergreen Burner» обеспечивает: безопасность обработки больших объемов нефти, газа и воды с высоким содержанием  $H_2S$ .

На месторождениях сведены до минимума возможности факельного сжигания сырого газа во время техобслуживания устьевого оборудования и трубопроводов путем использования обессеренного газа высокого давления для отвода сырого газа из отсекающего участка трубопровода в основной эксплуатационный трубопровод к КТЛ и ЗВП. При использовании обессеренного топливного газа высокого давления для вытеснения содержимого трубопровода по направлению к заводу исчезает необходимость факельного сжигания сырого газа в целях технического обслуживания. После использования обессеренного топливного газа в указанных целях его можно сжигать в факеле вместо сырого газа.

В 2018 во время капитального ремонта на ЗСГ была произведена модификация трех ступеней нагнетательного компрессора для повышения уровня закачки.

Сырой газ, выходящий из газожидкостного сепаратора, направляется на вход системы нагнетательного компрессора (фирма Nuovo Pignone). Система нагнетательного компрессора поставляется вместе с вспомогательными агрегатами - газовая турбина (Фрейм 5 фирмы GE), блок подготовки топливного газа, система смазочного масла и система промывки. Для снижения выбросов  $NO_x$  в процессе сгорания топлива, турбина оснащена специальной системой управления топливом (Dry Low  $NO_x$ ). Для обеспечения пропорциональной смеси топлива и воздуха применяются первичные и вторичные форсунки, в результате чего происходит сгорание смеси с относительно высоким содержанием воздуха, что в свою очередь понижает температуру горения и снижает выбросы  $NO_x$  при различных нагрузках турбины.

Закачка сырого газа приводит к повышению нефтеотдачи Тенгизского месторождения. Это также снижает нагрузку на завод ЗВП, так как уменьшаются объемы сырого газа, предназначенные для очистки и переработки, получаемые на установке сепарации нефти.

ТШО осуществил ряд плановых и технологических модификаций для обеспечения безопасной эксплуатации, повышения и поддержания надежности оборудования, снижение выбросов ЗВ двух действующих заводов (КТЛ, ЗВП).

На КТЛ-1/2:

- Во время капитального ремонта 2008 года была произведена замена реактора R-401. В период 2008-2009 года на установке 500 были проведены модификации в рамках проекта утилизации газа. Целью этого проекта являлось устранение сжигания газа на факелах. Модификации заключались в направлении потоков отходящего газа с контактора D-303 и сборника флегмы колонны деэтанзации в линию подачи на печи сжигания С-205 для использования в качестве топливного и запального газа.
- На КТЛ-2 в период 2008-2009 гг. на установке 300 были проведены модификации в рамках проекта утилизации газа. Целью этого проекта являлось устранение систематического сжигания газа на факелах. Модификации заключались в направлении потоков отходящего газа из контактора D-303 и сборника флегмы F-703 колонны деэтанзации D-702 в линию подачи топливного газа на печи сжигания С-502. Разработчиком модификаций в рамках проекта утилизации газов является компания «Ворлей Парсонс» (США).
- В рамках проекта по сокращению выбросов оксида углерода, при КР-2015 на нитке 1 и 2 была модернизирована печь С-502 с установкой ассиметричной перегородки на краю рассекателя воздушной камеры и демпфирующего кольца на линии хвостового газа на входе в С-502. Также были модифицированы наконечники форсунок топливного газа в целях улучшения сгорания топлива и была установлена контактная стена для улучшения смешивания газа в камере сгорания.
- На установках демеркаптанзации (ДМК) с 2008 года используется усовершенствованная технология демеркаптанзации нефти «DMC-4» (вместо DMC-1»), разработанная Всероссийским научно-исследовательским институтом углеводородного сырья (ВНИИУС), г. Казань.
- Процесс очистки хвостового газа по технологии Сульфрен/Скот позволяют повысить степень конверсии сероводорода до 99,99% и сократить выбросы диоксида серы в атмосферу.
- На стадии термического дожига установки 500 производится пар высокого давления (ВД) для нужд завода. В С-502 - печи термического дожига очищенного на уст. 500 газа окисляет все остаточные соединения серы до SO<sub>2</sub>.
- На установке У-600 и грануляции серы процесс охлаждения жидкой серы спроектирован «ALLEN-BRADLEY» как автоматический процесс. Эта же компания спроектировала систему автоматического управления для установок GX и для процессов транспортировки гранулированной серы. Останов какого-либо технологического оборудования в блоке, который обеспечивает технологическую безопасность, осуществляется системой HONEYWELL.

На ЗВП:

- Хвостовые газы из установки 400 подвергаются очистке в установке 500. Функция установки по очистке хвостового газа (У-500) заключается в уменьшении концентрации сероводорода H<sub>2</sub>S в хвостовых газах до уровня, соответствующего, как минимум 99,9%, общего извлечения серы.

- В 2017 году введен в эксплуатацию термический окислитель с прямым нагревом, предназначенный для утилизации высокосернистого газа, отходящего от резервуаров Т-801 и Т-802, которые предназначены для сбора и хранения кислой воды с технологических установок ЗВП и перенаправлением для дальнейшей обработки воды на Установку 800. Новый термический окислитель с прямым нагревом предназначен для окисления сероводорода и других соединений серы, содержащихся в газах дыхания резервуаров Т-801/Т-802, до двуокиси серы перед выбросом в атмосферу. Для полного окисления серосодержащих компонентов, в камере сжигания обеспечивается температура 871 °С за счет сжигания топливного газа.
- Газовая турбина оборудована горелками с низким уровнем выбросов NOx. Низкий процент выбросов NOx можно получить при нагрузке газотурбинной установки выше 60%.
- На установке 200 конструкция и рабочие параметры колонны стабилизации рассчитаны на обеспечение остаточной суммарной концентрации метил- и этилмеркаптанов в экспортной товарной нефти не более 10 частей на млн. вес. при требованиях ТУ 30 частей на млн. вес. в продукте. Такое эффективное удаление метил- этилмеркаптанов из нефти в колонне D-202 исключает необходимость в дополнительной обработке нефти – процесс демеркаптанизации, используемой на заводе первого поколения.
- Система получения СУГ:
  - Установка «Ortloff» представляет собой технологическую разработку с высокоэффективным турбодетандером, известной как процесс SCORE (одноколонный аппарат с рециркуляцией верхнего продукта), которая может обеспечивать до 90% извлечения пропана при оптимальных условиях технологического процесса. Наряду с максимальным увеличением производства жидких продуктов СУГ, высокий уровень извлечения пропана также приводит к снижению содержания меркаптанов в товарном газе до допустимых уровней.
  - В блоке очистки от меркаптанов PU-760 используется запатентованный процесс MEROX, поставленный компанией UOP для удаления меркаптанов из СУГ. Принцип работы процесса MEROX основывается на реакции окисления частиц меркаптана.

Также, в 2022 году были реализованы меры по сокращению выбросов ЗВ в атмосферу:

- Возобновление использования контактора (F-1522) на установке демеркаптанизации (ДМК) КТЛ позволило сократить выбросы в атмосферу от термических окислителей ДМК на 50%.
- Модификация горелок С-502, позволяющая увеличить поток воздуха на горелки, в свою очередь привела к соответствующему сокращению выбросов СО от Установки-500 на КТЛ.

Для обеспечения стабильной и безопасной работы в процессе эксплуатации объектов ТШО предусмотрен высокий уровень автоматизации производственных процессов:

- В системе управления технологическими процессами используется система управления процессом фирмы «HONEYWELL» с использованием высокоэффективного управления технологическими процессами (HPM) и отказоустойчивой системы управления (FSC).
- Отказоустойчивая система управления (FSC) – это микропроцессорная система для безопасности прикладных программ. Система имеет несколько основных конфигураций в зависимости от класса требований к технологическому процессу и к системе управления процессом.

- Управление технологическим процессом осуществляется с помощью глобальных станций пользователя (GUS) с использованием интегрированной клавиатуры, которая объединяет операторские и инженерные функции.
- Современная автоматизация, высокий уровень механизации, применение компьютерных систем для управления технологическим процессом.
- Бесперебойная нормальная работа систем предупредительной сигнализации, блокировок, контрольно-измерительных и регулирующих устройств, систем аварийного останова.
- Подача электроэнергии ко всем ключевым системам управления и безопасности от двух и более автономных, синхронных генераторов и источника бесперебойного питания (с резервными батареями).
- Содержание в исправном состоянии систем мониторинга воздушной среды, систем пожаротушения и пожарной сигнализации, связи, средств аварийного оповещения и индивидуальной защиты работающих.
- Применение высокочувствительных детекторов дыма – это приборы аспирационного типа на лазерной основе. Имеется дисплей, показывающий уровень задымленности, скорость воздушного потока.
- Применение системы Оптимизации производства (ОП), представляющей собой комплексную управляемую систему, которая обеспечивает создание безаварийных условий труда и достижение главных целей компании (безопасность на производстве, надежность и прибыль).
- Применение системы сигнализации, оповещающей обслуживающий персонал об отклонениях от нормальных рабочих параметров технологического процесса. Система блокировки выступает в качестве защиты от аварий и останова технологического оборудования в случаях, когда имеется риск возникновения аварийной ситуации.

Компания ТШО стремится к мировым стандартам и поэтому интенсивно работает над совершенствованием технологий и последовательным наращиванием мощностей предприятия с одновременным снижением уровня воздействия на окружающую среду.

Использование современных достижений науки и техники в новых проектах позволяет значительно сократить удельные выбросы.

При разработке проектов используется передовая технология и оборудование, системы управления и защиты окружающей среды.

Заводы ЗВП/ЗСГ и КТЛ продемонстрировали надежность, отвечающую мировым стандартам, на уровне 98%.

При разработке технологической схемы новых объектов ПБР/ПУУД одним из ключевых критериев являлся подбор технологии, которая позволит обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию оборудования с минимальной степенью воздействия на окружающую среду.

Проектирование, выбор технологии, технических решений, подбор технологического и инженерного оборудования производился альянсом крупных международных и казахстанских инженерно-проектных компаний, которые выполнили полный анализ принятых решений на оптимальное соответствие достижениям научно-технического прогресса.

Выбранный вариант технологии ПБР предусматривает использование модульного оборудования, соответствующего современным техническим решениям и стандартам в области промышленной и экологической безопасности.

Эксплуатация ПБР не предусматривает производство серы. Попутный газ, содержащий сероводород, будет закачиваться обратно в пласт для повышения нефтеотдачи и обеспечения сохранения уровня добычи углеводородного сырья. Это также снижает нагрузку на завод ЗТП, так как уменьшаются объемы сырого газа, предназначенные для очистки и переработки.

Применение современных технологий в системе нефтесбора на новых групповых площадках кустов скважин (ГПКС) с замерными установками позволит оптимизировать и упростить техническое обслуживание наземной части промышленного оборудования, а также сократить объем сжиганий сырого газа за счёт уменьшения объема и количества трубопроводов выкидных линий между замерными установками и скважинами.

ТШО продолжает работу в направлении цифровизации. Дорожная карта по цифровой трансформации состоит из четырех основных направлений: предотвращение случаев со смертельным исходом, совершенствование основного производства, увеличение денежных средств от производственной деятельности и реализация ПБР. Также дорожная карта определяет две ключевые возможности: цифровая основа и цифровая культура.

Цифровая основа состоит из построения масштабируемых цифровых платформ путем внедрения облачных технологий, промышленного интернета вещей и современной архитектуры на основе API. ТШО ускорили усилия по автоматизации рабочих процессов, используя малокодовые платформы и роботизированную автоматизацию процессов.

В 2022 году введен в эксплуатацию Объединенный центр управления производством (ОЦУП), который объединяет управление всеми производственными предприятиями ТШО в единый центр управления и операционную модель.

В 2021 году команда ТШО разработала несколько собственных решений, которые стимулируют способности сотрудников ТШО и общий прогресс производства.

Инновации, внедряемые во время капитальных ремонтов, способствуют улучшению рабочих процессов и защите здоровья и безопасности работников на Тенгизе, а также совершенствуют планирование и соблюдение высоких стандартов качества. Одним из ярких примеров является цифровое сопровождение капитального ремонта Завода Второго Поколения и Закачки Сырого Газа (КР ЗВП/ЗСГ), который был успешно завершен в 2021 году на четыре дня раньше запланированного срока. Был установлен сервис частной сети стандарта LTE, что обеспечило пользование мобильными планшетами для отслеживания прогресса работ и принятия своевременных решений на основании быстро доступных данных. Также были построены 3Dмодели объектов, что улучшило планирование ремонтных работ за счет более высокой точности измерений. Кроме того, внедрение приложения Digital Onboarding повысило эффективность доступа к объектам ТШО и сократило время предоставления пропусков для более чем 6 000 человек из числа критически важного персонала, необходимого для выполнения капитального ремонта на одном из объектов на Тенгизе.

Приведенные выше технико-технологические мероприятия характеризуют компанию ТШО, как передовое предприятие, полностью соответствующее современному техническому уровню развития.

### 3.4. Перспектива развития предприятия

В нормируемый период на ТОО «Тенгизшевройл» планируется рост производственных показателей по объемам добычи нефти (на 14%) с 2024 года – года начала добычи нефти на объектах системы сбора нефти ПБР (таблица 3.4-1).

**Таблица 3.4-1 Прогноз основных производственных показателей ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы**

№№ п/п	Объекты	Показатели	
		План 2023 г.	План 2024 г.
1	Добыча нефти, тонн КТЛ	12 622 301	11 772 699

№№ п/п	Объекты	Показатели	
		План 2023 г.	План 2024 г.
	ЗВП	15 261 660	13 847 263
	ЗТП	0	6 141 257
	<b>Всего</b>	<b>27 883 961</b>	<b>31 761 219</b>
<b>2</b>	<b>Добыча сырого газа, тыс. ст. м<sup>3</sup> (при 20°С)</b>		
	<b>Всего</b>	<b>15 555 235</b>	<b>18 209 832</b>
<b>3</b>	<b>Производство товарного газа, тыс. ст. м<sup>3</sup> (при 20°С)</b>		
	КТЛ	4 971 683	4 635 746
	ЗВП/ЗСГ	3 852 698	3 576 970
	<b>Всего</b>	<b>8 824 380</b>	<b>8 212 716</b>
<b>4</b>	<b>Производство пропана, тонн</b>		
	КТЛ	503 425	469 407
	ЗВП/ЗСГ	412 065	385 101
	<b>Всего</b>	<b>915 489</b>	<b>854 509</b>
<b>5</b>	<b>Производство бутана, тонн</b>		
	КТЛ	331 417	309 033
	ЗВП/ЗСГ	49 339	48 722
	<b>Всего</b>	<b>380 756</b>	<b>357 755</b>
<b>6</b>	<b>Производство серы, тонн</b>		
	КТЛ	1 590 410	1 483 360
	ЗВП/ЗСГ	824 130	772 114
	<b>Всего</b>	<b>2 414 540</b>	<b>2 255 474</b>

Основным мероприятием, запланированным компанией ТОО «Тенгизшевройл» в нормируемый период, является реализация Проекта будущего расширения (ПБР) месторождений Тенгиз и Королевское для увеличения производства углеводородного сырья.

Проектом будущего расширения на территории месторождения Тенгиз, предусматривается поэтапный ввод новых объектов производственного назначения и инфраструктуры, что помимо увеличения объема добычи углеводородного сырья также обеспечит оптимизацию процесса его сбора и поддержания пластового давления, что соответственно обеспечит снижение объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа.

В рамках Проекта будущего расширения будет осуществлено строительство и ввод в эксплуатацию следующих объектов:

- Объекты системы сбора добываемого УВ сырья и закачки газа;
- Завод Третьего Поколения (ЗТП) и Система Повышения Давления (СПД);
- Закачка Сырого Газы Третьего Поколения (ЗСГТП).

Система Закачки Сырого Газы Третьего Поколения (ЗСГТП) обеспечит компримирование потока сырого газа, производимого ЗТП, и его утилизацию за счет повторной закачки в пласты месторождения, в целях поддержания пластового давления.

Согласно данным «Программы развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» на период 2022-2024 гг. Корректировка на 2024 год» в нормируемый период планируются увеличение объемов сжигания газа на факелах ТШО по сравнению с данными аналогичного периода ранее согласованной ПРПСГ на период 2023-2024 гг.

Корректировка ПРПСГ связана с обновлением планов производства продукции, с уточнением планов работ по ускоренному вводу новых объектов ПБР в 2024г. и выводом их на стабильный режим эксплуатации.

Объемы технологически неизбежного сжигания газа на факелах месторождений Тенгиз и Королевское, на факелах технологических установок ГПЗ, ЗВП, ЗСГ, Товарного парка СУГ, ЗТП и ЗСГТП на 2024 год приведены в таблице 3.4-2 и Приложении 6.

Суммарный объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании технологически неизбежного сжигания газа на факелах подразделений ТШО в 2024 году представлен в таблице 3.4-3.

Расчеты количества выбросов ЗВ при сжигании газа на факелах приводятся в Приложении 2 (Книга 3).

**Таблица 3.4-2 Объемы технологически неизбежного сжигания газа на факелах ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год**

№№ п/п	Объемы сжигания	Ед.изм.	Планируемые объемы сжигания
			2024год
	<b>ВСЕГО факелы ТШО</b>		
	Газ	млн. нм <sup>3</sup>	<b>354.880</b>
	Флюид	млн. нм <sup>3</sup>	0.082
	<b>в т.ч.:</b>		
<b>I</b>	<b>Факелы Промысел. ЗСГ</b>		
	Газ	млн. нм <sup>3</sup>	<b>64.262</b>
	Флюид	млн. нм <sup>3</sup>	0.082
	из них:		
1.1	Факелы Промысел	млн. нм <sup>3</sup>	17.454
1.2	Факелы УОМ		
	Газ	млн. нм <sup>3</sup>	39.915
	Флюид	млн. нм <sup>3</sup>	0.082
1.3	Факел ЗСГ	тыс. нм <sup>3</sup>	6.893
<b>II</b>	<b>Факелы КТЛ</b>	млн. нм <sup>3</sup>	<b>102.208</b>
<b>III</b>	<b>Факелы ЗВП</b>	млн. нм <sup>3</sup>	<b>56.208</b>
<b>IV</b>	<b>Факелы Товарный парк СУГ</b>	млн. нм <sup>3</sup>	<b>11.694</b>
<b>V</b>	<b>Факелы ЗТП/СПД. ЗСГТП</b>	млн. нм <sup>3</sup>	<b>120.508</b>
5.1	Факелы ЗТП	тыс. нм <sup>3</sup>	98.528
5.2	Факелы ЗСГТП	тыс. нм <sup>3</sup>	21.980

**Таблица 3.4-3 Суммарный объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от факелов ТШО в 2024 году**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества	
		г/с	т/год
		2024 год	
1	2	3	4
	<b>Факелы ТШО</b>		
0301	Азота диоксид	2390.048395	1041.306019
0304	Азота оксид	388.3847327	169.2123178
0328	Сажа	1991.70954	867.7551584
0330	Сера диоксид	390199.7678	50957.52474
0333	Сероводород	329.6816426	42.72343837
0337	Углерод оксид	19917.0872	8677.554945
0410	Метан	497.925735	216.9387766
1702	Бутилмеркаптан	0.066005001	0.022019274
1715	Метилмеркаптан	1.278345898	0.317188283
1720	Пропилмеркаптан	0.38190693	0.061078168
1728	Этилмеркаптан	1.014351722	0.123028554
	<b>В С Е Г О :</b>	<b>415717.3457</b>	<b>61973.5387</b>
<b>1</b>	<b>Факелы Промысла, ЗСГ, УОМ</b>		
0301	Азота диоксид	560.665	316.8321685
0304	Азота оксид	91.1099	51.4851432
0328	Сажа	467.2232	264.0265422
0330	Сера диоксид	27762.7373	18824.01791
0333	Сероводород	23.55859922	15.9577273
0337	Углерод оксид	4672.2279	2640.267241
0410	Метан	116.8046	66.0068581
1702	Бутилмеркаптан	0.00332011	0.01215
1715	Метилмеркаптан	0.062603	0.0461019
1720	Пропилмеркаптан	0.00843642	0.0169542
1728	Этилмеркаптан	0.018928388	0.0246081
	<b>ИТОГО :</b>	<b>33694.4198</b>	<b>22178.6934</b>
<b>2</b>	<b>Факелы КТЛ</b>		
0301	Азота диоксид	535.17752	252.450096
0304	Азота оксид	86.9664149	41.023042
0328	Сажа	445.981533	210.375352
0330	Сера диоксид	120923.3848	1460.89183
0333	Сероводород	102.2060919	1.039129727
0337	Углерод оксид	4459.81143	2103.75412
0410	Метан	111.4951823	52.593418
1702	Бутилмеркаптан	0.013151731	0.006810787
1715	Метилмеркаптан	0.405707394	0.17564577
1720	Пропилмеркаптан	0.185007251	0.030340181

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества	
		г/с	т/год
		2024 год	
1	2	3	4
1728	Этилмеркаптан	0.486023767	0.063550906
	<b>ИТОГО :</b>	<b>126666.1128</b>	<b>4122.4033</b>
<b>3</b>	<b>Факелы ЗВП</b>		
0301	Азота диоксид	614.2258126	125.565244
0304	Азота оксид	99.8116388	20.4046246
0328	Сажа	511.8547408	104.637839
0330	Сера диоксид	122572.3622	595.0873903
0333	Сероводород	104.1079285	0.487205812
0337	Углерод оксид	5118.547308	1046.37929
0410	Метан	127.9634108	26.1596442
1702	Бутилмеркаптан	0.039102242	0.000499196
1715	Метилмеркаптан	0.489989191	0.011165555
1720	Пропилмеркаптан	0.140109351	0.002140475
1728	Этилмеркаптан	0.381203377	0.003676475
	<b>ИТОГО :</b>	<b>129149.9234</b>	<b>1918.7387</b>
<b>4</b>	<b>Факелы Товарного парка СУГ</b>		
0301	Азота диоксид	16.5113	26.43444266
0304	Азота оксид	2.683105	4.295596979
0328	Сажа	13.75943	22.0287022
0330	Сера диоксид	0.793634	1.179578824
0333	Сероводород	8.25E-05	0.000113415
0337	Углерод оксид	137.5942	220.287063
0410	Метан	3.439883	5.507175575
1702	Бутилмеркаптан	0	0
1715	Метилмеркаптан	0.000582	0.000909027
1720	Пропилмеркаптан	0	0
1728	Этилмеркаптан	3.05E-05	4.15E-05
	<b>ИТОГО :</b>	<b>174.7822</b>	<b>279.7336</b>
<b>5</b>	<b>Факелы ПБР/ПУУД</b>		
0301	Азота диоксид	663.4687629	320.0240676
0304	Азота оксид	107.813674	52.00391099
0328	Сажа	552.8906357	266.686723
0330	Сера диоксид	118940.4899	30076.34804
0333	Сероводород	99.8089404	25.23926212
0337	Углерод оксид	5528.906357	2666.86723
0410	Метан	138.2226589	66.67168076
1702	Бутилмеркаптан	0.010430918	0.002559292
1715	Метилмеркаптан	0.319464313	0.08336603
1720	Пропилмеркаптан	0.048353908	0.011643312
1728	Этилмеркаптан	0.12816569	0.031151591
	<b>ИТОГО :</b>	<b>126032.1074</b>	<b>33473.9696</b>

При разработке настоящего Проекта источники выбросов строительных работ согласованных в 2023 году РООС (Экологическое разрешение на воздействие №KZ53VCZ03223814) отнесены к производствам подрядных организаций, а источники выделения и выбросов периода эксплуатации включены в состав объектов Основного производства. Перечень согласованных проектов представлен в Приложении 8.

Во исполнение требований п. 3 ст. 49 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. в настоящем проекте также учтены объемы выбросов при реализации работ согласно материалам разделов «Охрана окружающей среды» в составе новых проектов намечаемой деятельности на объектах ТШО. Так, в 2024 году планируется реализация 33 новых проектов в целях обустройства, подготовки, модернизации объектов ТШО, бурения и ликвидации скважин на месторождениях Тенгиз и Королевское в рамках реализации программы обустройства скважин и проекта ПБР.

Основными источниками загрязнения в период проведения указанных работ будут являться выхлопные трубы дизельных генераторов, дымовые трубы теплогенераторов, участки по перегрузке строительных материалов и грунта, дорожные работы, движение спецтехники, площадки по хранению бурового шлама, приготовлению цементного раствора, при эксплуатации – неплотности оборудования и др.

Всего на объектах ТШО в 2024 году в рамках работ по *РООС новых проектов намечаемой деятельности* ожидаются выбросы загрязняющих веществ от 258 организованных и 103 неорганизованных источников.

Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу согласно материалам РООС проектов намечаемой деятельности сведены в таблицу Приложения 3.8. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых от источников планируемых работ, представлен в таблице 3.7-9.

Все источники в период проектируемых строительных работ – временные. Номера данных источников подлежат ликвидации после завершения строительных и строительно-монтажных работ, для источников на период эксплуатации нумерация будет присвоена при проведении инвентаризации.

Полный список РООС к проектам намечаемой деятельности на объектах ТШО приведен в Приложении 9.

### **3.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на перспективу по подразделениям предприятия сведены в таблицы Приложения 3 «Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта НДС».

### **3.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов**

#### *Залповые выбросы*

Залповые выбросы – это предусмотренные кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства. Их наличие предусматривается технологией работ и обусловлено проведением отдельных стадий определенных технологических процессов.

При эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл» помимо постоянных технологически неизбежных сжиганий, например, для пилотного горения и продувки факельных систем, возможны залповые выбросы ЗВ в атмосферу вследствие сброса газа на факельные системы для безопасной утилизации технологических сред в случае останова, технологических сбоев в энергоснабжении, изменения технологического режима, а также средством безопасной утилизации некондиционных углеводородов (газов).

Залповые выбросы выполняются в соответствии с технологическими регламентами и техническими инструкциями по безопасному производству ремонтных и пуско-наладочных работ.

Газ на факельные системы будет сбрасываться в случаях, предусмотренных «Программой развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» на период 2022-2024 гг. Корректировка на 2024 год» в целях обеспечения безопасности персонала и охраны окружающей среды, то есть в случаях технологически неизбежного сжигания газа.

Объем технологически неизбежного сжигания газа является индивидуальным для каждого месторождения и зависит от конкретных технологических и геометрических параметров (диаметр, длина) газопроводов различного назначения, технологического режима работы оборудования и установок, технических характеристик оборудования, а также условий эксплуатации, описанных в регламентах и инструкциях по эксплуатации установок применяемых недропользователями на всех этапах технологического процесса добычи, транспортировки, подготовки, переработки и сжигания газа.

Такие сжигания включают различные варианты сжигания резервуарного, сырого, кислого, обессеренного, сухого, топливного газа, а также СУГ – пропана и бутана. Примеры таких сжиганий включают, но не ограничиваются следующими:

- Подача обессеренного газа на факел из-за временного ухудшения очистки газа (увеличение содержания  $H_2S$  выше 20 ppm), которое может быть вызвано технологическими причинами. Во избежание проскока  $H_2S$  в магистральный газопровод, предусмотрено автоматическое прекращение подачи некондиционного обессеренного газа и перенаправление его в факельную систему;
- Сброс на факел топливного газа газовой подушки резервуара некондиционной нефти Т-200. Поддержание газовой подушки в паровом пространстве обеспечивает наличие взрывобезопасной среды в резервуаре, а также сводит к минимуму испарения газовых компонентов из нефти;
- Сброс давления и останов компрессоров и аппаратов на ежегодное ТО;
- Продувка аппаратов для освобождения от сырой среды при выводе на ежегодное ТО;
- Опрессовка аппаратов перед пуском после ежегодного ТО;
- Сброс газов на факел по причине кратковременных технических неполадок, когда многоступенчатая система автоматической защиты, установленная проектом, останавливает оборудование по достижению установки блокировки. Например, это происходит по следующим причинам:
  - прекращения подачи электроэнергии;
  - прекращение подачи сырья;
  - прекращение подачи воздуха КИП;
  - прекращение подачи технической, охлаждающей, технологической горячей воды;
  - прекращение подачи пара;
  - останов оборудования по срабатыванию блокировки;
  - отказ средств управления и регулирования;

В таких ситуациях для предотвращения создания избыточного давления, газ сбрасывается на факел для защиты технологического оборудования, персонала и окружающей среды.

- Сброс газов на факел с установок по причине остановки поставки газа внешним потребителям из-за внешних, независимых от предприятия причин.
- Сброс остатка СУГ (пропан и бутан) из наливных рукавов на эстакадах Товарного Парка после завершения налива СУГ в цистерны. Регулируемое снижение давления сжиженного газа из наливных рукавов позволяет безопасно отсоединить их после завершения процесса налива цистерн. А также любые сбросы сырого, сухого, обессеренного или топливного газов на Закачку сырого газа.
- Сброс сырого газа мгновенного испарения из закрытой дренажной системы: При дренировании углеводородов с оборудования и трубопроводов в закрытую дренажную систему происходит снижение давления от рабочего значения в аппаратах/трубопроводах до давления системы закрытого дренажа, в результате чего происходит дегазация углеводородов и выделившийся газ сжигается на факеле.
- Сброс бутана и пропана, вызванный технологическими причинами, такими как: временное ухудшение изменения в очистке пропана/бутана на установках или при дренировании бутана с буллитов Товарного парка.
- Сброс газа при останове компрессора и срабатывании многоступенчатой системы автоматической защиты во время остановки/пуска после капитального ремонта и

при техническом обслуживании, которое проводится на различном оборудовании и установках, избирательно, в течении всего года;

- Сброс газа на сжигание в трапно-факельной установке в случае выхода из скважины газированного раствора, содержащего сероводород, при контролируемом предотвращении газонефтеводопроявления во время бурения скважин или капитальных и плановых ремонтов скважин.

Неизбежность таких сбросов подтверждается статистическими данными базы OREDA, основанной на опыте работы крупных нефтегазовых компаний, в которой зафиксированы все случаи технических сбоев и их частота, при работе нефтяного оборудования крупных месторождений. Обеспечение техники безопасности обусловлено необходимостью технологически неизбежного сжигания газа на факелах и ни один из вышеприведенных сценариев не является аварией и не приводит к аварийным выбросам и/или аварийному загрязнению окружающей среды.

С 2008 года на промысле Тенгиз регулярно производится замена промысловых трубопроводов и выкидных линий. При выполнении этих ремонтных работ и во время прочистки трубопроводов, а также при других случаях залповых выбросов будет осуществляться сброс промыслового газа на факела ЗУ и ЦПМ. На основании вышеуказанного, определенный объем выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду при сжиганиях отнесен к залповым выбросам.

Данные выбросы необходимы для нормального режима работы оборудования предприятия и выполняются в соответствии с технологическими регламентами и техническими инструкциями по безопасному производству ремонтных и пуско-наладочных работ. В то время, как аварийные выбросы это внезапные, непреднамеренные и неконтролируемые выбросы, произошедшие вследствие взрывов, пожаров, разрушений зданий, сооружений и механизмов.

В соответствии с техрегламентом установки 500 залповые выбросы ЗВ через дымовые трубы печей дожига КТЛ-1,2 и ЗВП возникают при пуске и разогреве печи (до достижения температуры 270 градусов) после автоматического останова печи при работающих установках 400 и 500 (режим З) и в режиме байпассирования.

На основании изложенного, для источников загрязнения – факельных установок КТЛ, ЗВП/ЗСГ, Внешних объектов, Промысла, ПБР/ПУУД (ЗТП/ЗСГТП) и печей дожига КТЛ-1,2 и ЗВП – предложены для нормирования выбросы загрязняющих веществ, возникающие в результате регламентного и залпового сжигания углеводородных газов в соответствии с технологическими регламентами и техническими инструкциями по безопасному производству работ.

К залповым источникам выбросов также относятся продувочные свечи газовых объектов предприятия.

В данном проекте штатные залповые выбросы, которые являются составной частью технологического процесса, приняты в качестве нормативов и приведены в таблицах параметров источников выбросов для расчета НДВ (Приложение З).

Суммарный объем залповых выбросов (т/год) от объектов ТШО представлен в таблице 3.6-1.

**Таблица 3.6-1 Суммарный объем залповых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов ТШО, т/год**

Код ЗВ	Наименование	Залповые выбросы, т/год
		2024 год
1	2	3
1	Промысел	
1.1	Залповые валовые выбросы ЗВ от факелов Промысла и ЗСГ	
0301	Азота (IV) диоксид	290.859445
0304	Азот (II) оксид	47.2648111
0328	Сажа	242.382688
0330	Серы диоксид	18699.2951

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование	Залповые выбросы, т/год
1	2	3
0333	Сероводород	15.8529016
0337	Углерода оксид	2423.82768
0410	Метан	60.595722
1702	Бутилмеркаптан	0.01214251
1715	Метилмеркаптан	0.04489218
1720	Пропилмеркаптан	0.01693049
1728	Этилмеркаптан	0.02447355
<b>Итого</b>		<b>21780.1768</b>
<b>1.2</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от продувочных свечей Промысла</b>	
0333	Сероводород	0.0002
0370	Углерода сероокись	0.0006
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	29.2576
1715	Метилмеркаптан	0.0010
1716	Смесь природных меркаптанов	0.0009
<b>Итого</b>		<b>29.2603</b>
<b>2</b>	<b>КТЛ</b>	
<b>2.1</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от факелов КТЛ</b>	
0301	Азота (IV) диоксид	177.394736
0304	Азот (II) оксид	28.826302
0328	Сажа	147.828262
0330	Серы диоксид	1148.92846
0333	Сероводород	0.779789319
0337	Углерода оксид	1478.28812
0410	Метан	36.957028
1702	Бутилмеркаптан	0.006732245
1715	Метилмеркаптан	0.17036948
1720	Пропилмеркаптан	0.02999864
1728	Этилмеркаптан	0.062651824
<b>Итого</b>		<b>3019.2724</b>
<b>2.2</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от печей С-502 КТЛ</b>	
0301	Азота диоксид	4.0708
0304	Азота оксид	1.1807
0330	Серы диоксид	865.8744
0331	Сера элементарная	2.7158
0333	Сероводород	8.7712
0334	Сероуглерод	0.9334
0337	Углерода оксид	55.0767
0370	Углерода сероокись	2.5290
0415	Углеводороды С1-С5	11.5007
1715	Метилмеркаптан	0.0017
2754	Углеводороды С12-С19	0.0417
<b>Итого</b>		<b>952.6961</b>
<b>2.3</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от продувочных свечей ГПЗ</b>	
0333	Сероводород	0.000068
0370	Сероокись углерода	0.0003245
0415	Углеводороды С1-С5	9.6122
0416	Углеводороды С6-С10	0.0000318
1715	Метилмеркаптаны	0.000597
1728	Этилмеркаптаны	0.00003845
<b>Итого</b>		<b>9.6133</b>
	<b>ЗВП</b>	
<b>3.1</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от факелов ЗВП</b>	
0301	Азота диоксид	101.07216
0304	Азота оксид	16.424289
0328	Сажа	84.227
0330	Сера диоксид	563.02651
0333	Сероводород	0.461146053
0337	Углерод оксид	842.2681
0410	Метан	21.056525
1702	Бутилмеркаптан	0.000454448
1715	Метилмеркаптан	0.010019359
1720	Пропилмеркаптан	0.00195263
1728	Этилмеркаптан	0.003386199
<b>Итого</b>		<b>1628.5515</b>
<b>3.2</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от печи С-502 ЗВП</b>	
0301	Азота диоксид	4.0708
0304	Азота оксид	1.1807
0330	Серы диоксид	865.8744
0331	Сера элементарная	2.7158
0333	Сероводород	8.7712

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование	Залповые выбросы, т/год
1	2	3
0334	Сероуглерод	0.9334
0337	Углерода оксид	55.0767
0370	Углерода сероокись	2.5290
0415	Углеводороды С1-С5	11.5007
1715	Метилмеркаптан	0.0017
2754	Углеводороды С12-С19	0.0417
<b>Итого</b>		<b>952.6961</b>
<b>3.3</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от продувочных свечей ЗВП</b>	
0333	Сероводород	0.00000066
0370	Сероокись углерода	0.00000313
0415	Углеводороды С1-С5	0.0905
0416	Углеводороды С6-С10	0.00000027
1715	Метилмеркаптаны	0.0000055
1728	Этилмеркаптаны	0.00000363
<b>Итого</b>		<b>0.0905</b>
	<b>ВО</b>	
<b>4.1</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от факелов Внешних объектов</b>	
0301	Азота диоксид	2.469815132
0304	Азота оксид	0.401344959
0328	Сажа	2.058179276
0330	Сера диоксид	0.073168837
0333	Сероводород	2.61356E-06
0337	Углерод оксид	20.58179276
0410	Метан	0.514544819
1702	Бутилмеркаптан	0
1715	Метилмеркаптан	7.77255E-05
1720	Пропилмеркаптан	0
1728	Этилмеркаптан	7.09894E-07
<b>Итого</b>		<b>26.0989</b>
<b>4.2</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от продувочных свечей Внешних объектов</b>	
0333	Сероводород	2.16278E-05
0370	Сероокись углерода	6.796E-05
0415	Углеводороды С1-С5	2.006375042
0416	Углеводороды С6-С10	7.64718E-06
1715	Метилмеркаптаны	0.000106176
1728	Этилмеркаптаны	6.93697E-06
<b>Итого</b>		<b>2.006585391</b>
<b>5</b>	<b>ПБР/ПУУД</b>	
<b>5.1</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от факелов ПБР/ПУУД</b>	
0301	Азота диоксид	236.8624585
0304	Азота оксид	38.49014951
0328	Сажа	197.3853821
0330	Сера диоксид	29727.61267
0333	Сероводород	24.94677843
0337	Углерод оксид	1973.853821
0410	Метан	49.34634553
1702	Бутилмеркаптан	0.00252384
1715	Метилмеркаптан	0.079562756
1720	Пропилмеркаптан	0.011570582
1728	Этилмеркаптан	0.030829589
<b>Итого</b>		<b>32248.6221</b>
<b>5.2</b>	<b>Залповые валовые выбросы ЗВ от продувочных свечей ПБР/ПУУД</b>	
0333	Сероводород	0.000073452
0370	Сероокись углерода	0.00030518
0415	Углеводороды С1-С5	10.6534
1715	Метилмеркаптаны	0.00046996
1728	Этилмеркаптаны	0.000023366
<b>Итого</b>		<b>10.6543</b>

### Аварийные выбросы

Под аварийным выбросом понимается непредвиденный, непредсказуемый и непреднамеренный выброс, вызванный аварией, происшедшей при эксплуатации объекта. Нормативы допустимых выбросов не рассчитываются и не устанавливаются для аварийных выбросов.

В технологических процессах систем добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья участвуют взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества. Поэтому объекты ТШО имеют потенциальную аварийную опасность вследствие возможного возникновения загазованности, утечек газа и нефти или аварийного пролива нефти.

Углеводороды месторождения Тенгиз содержат значительное количество сероводорода, что требует особого внимания и повышенных требований при разработке месторождения к герметизации эксплуатационных колонн, надежной безаварийной работе внутрискважинного, наземного оборудования и трубопроводов.

При контролируемых внештатных ситуациях газы выводятся на факел через закрытую факельную систему. При неконтролируемой аварийной разгерметизации оборудования (собственно аварии) высокие параметры по температуре и давлению способствуют активному выбросу опасных веществ из данного оборудования и/или образованию парогазовых облаков.

Основная потенциальная опасность объектов ТШО обусловлена наличием больших масс жидких углеводородов и парогазовых сред под высокими давлениями и температурами.

Виды производственной деятельности ТШО с повышенным риском:

- добыча и ремонт на скважинах;
- эксплуатация нефтесборных систем и транспортировка по трубопроводам углеводородного сырья и продуктов;
- эксплуатация установок, связанных с переработкой нефти и газа;
- эксплуатация объектов обратной закачки газов.

Детальная оценка различных сценариев аварийных ситуаций на новых объектах ПБР/ПУУД была выполнена подрядчиком ТШО, который провел всесторонний анализ возможных рисков. Моделирование развития и последствий аварийных ситуаций выполнены в программном комплексе PHAST v6.7, широко применяемой для оценки масштабов и последствий аварий, а также количественной оценки риска в нефтегазовой и химической промышленности.

С целью проведения оценки воздействия на окружающую среду из всех возможных поражающих факторов (тепловое, избыточное давление и т.п.) по каждому сценарию выбран выброс облака газа с высоким содержанием сероводорода, как вариант, имеющий наибольший радиус потенциального воздействия.

Зоны воздействия концентрации сероводорода 30 мг/м<sup>3</sup> для всех рассмотренных сценариев находятся в пределах утверждённой санитарно-защитной зоны месторождения Тенгиз.

По результатам моделирования сделаны выводы, что рассмотренные аварии на объектах ПБР/ПУУД с выбросом сероводорода не угрожают населению близлежащих поселков. Наибольшая зона токсического воздействия составляет 11400 м при утечке из газопровода, транспортирующего сырой газ ЗТП на закачку (ЗСГТП), достигая западной границы СЗЗ, расположенной в зоне сгонно-нагонных явлений при наихудших метеоусловиях.

Население ближайших поселков Косчагыл, Жана Каратон, Боранкул (> 55 км), а также персонал вахтовых поселков ТШО не попадают в зону токсического воздействия сероводорода с концентрацией 30 мг/м<sup>3</sup>, а значит и других поражающих факторов аварий.

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V «О гражданской защите» и приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 341 «Об утверждении Правил, определяющих критерии отнесения опасных производственных объектов к декларируемым, и Правил разработки декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта» для снижения риска возникновения

промышленных аварий и минимизации ущерба от их последствий предприятием разработаны Декларации промышленной безопасности ТШО и ПБР/ПУУД.

Декларация промышленной безопасности содержит возможные сценарии развития аварийных ситуаций и количество опасных веществ, которые могут участвовать в аварии.

Исходя из анализа уже имевших место сбоев в работе оборудования на объектах ТШО и аварий на идентичных предприятиях, технических характеристик и условий эксплуатации оборудования, оснащенности установок средствами противоаварийной защиты, выявлены возможные причины возникновения и развития аварийных ситуаций с учетом отказа оборудования и трубопроводов, ошибок персонала и внешних воздействий природного и техногенного характера.

Исходя из потенциальной опасности, технической документацией ТШО предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала и соблюдения требований нормативных документов РК и ТШО.

Для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от последствий при эксплуатации объекта, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий. В подразделениях ТШО разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа представителей аварийных служб к любому участку производства;
- обучение рабочих и служащих правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ;
- обеспечение герметичности систем транспортировки и хранения нефти и газа, ГСМ, жидких реагентов;
- регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- полная герметизация технологического процесса;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- обеспечение безопасности производства за счет применения средств сигнализации;
- обеспечение надежного электроснабжения объектов.

В процессе эксплуатации должно быть обеспечено строгое соблюдение графиков осмотра, ремонта и технического освидетельствования аппаратов и трубопроводов в соответствии с установленными нормативными документами.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по технике безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования, следить за герметичностью технологических трубопроводов, оборудования и арматуры во избежание аварийных ситуаций.

В Приложении 2.11 представлены результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при возможных аварийных ситуациях – разгерметизации резервуара хранения нефти РВС-30000 на КТЛ/ЗВП, разгерметизации наибольшей по объему емкости для хранения дизельного топлива (980 м<sup>3</sup>) на площадке ЗСГТП и емкости (90 м<sup>3</sup>) на участке подрядной организации. Расчеты размера ущерба, который может быть причинен окружающей среде возможными аварийными выбросами, представлены в Приложении 2.11.4.

Характеристика выбросов от полной разгерметизации резервуара с нефтью с выбросом парогазовой фазы в момент разрушения и последующего испарения разлившейся по поверхности жидкой фазы представлена в таблице 3.6-2.

**Таблица 3.6-2 Характеристика аварийных выбросов**

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час., мин.	Годовая величина аварийных выбросов
		по регламенту	залповый выброс			
Резервуарный парк КТЛ/ЗВП. Резервуары хранения нефти РВС-30000	Сероводород	0.0192	0.00023	-	48 час.	0.000039
	Сероокись углерода	0.0124	0.00015			0.000026
	Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	622.1325	7.4096			1.2806
	Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	38.0294	0.4529			0.0783
	Бутилмеркаптан	0.012	0.00014			0.000025
	Метилмеркаптан	0.0239	0.00028			0.000049
	Пропилмеркаптан	0.0132	0.000159			0.000027
	Этилмеркаптан	0.0086	0.0001			0.000018
	Диметилдисульфид	0.03309	0.0003952			0.0000684
	Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0.4052	0.0048	0.00083		
Емкость для хранения дизельного топлива на ЗСГП	Сероводород	0.0007617	0.0048	-	48 час.	0.000825
	Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0.2712754	1.7000			0.293763
Емкость для хранения дизельного топлива, объемом 90 м <sup>3</sup> на площадке подрядной организации	Сероводород	0.00013	0.0013	-	7,5 час.	0.00004
	Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0.0467	0.4668			0.0126

Учитывая значительную удаленность месторождения Тенгиз от жилых зон, а также кратковременный характер аварии в связи с оперативным реагированием служб предприятия и ликвидацией её в кратчайшие сроки, такая аварийная ситуация не приведет к значительному загрязнению атмосферного воздуха и не потребует специальных мер по защите населения.

Снижение опасности риска поражения населения заложено, прежде всего, в значительной удаленности промышленных объектов месторождения Тенгиз по отношению к месторасположению ближайших населенных мест. Значительный воздухообмен и достаточно высокая способность атмосферного воздуха к самоочищению благодаря активной ветровой деятельности, как на высоте, так и в приземном слое атмосферы в районе расположения объектов предприятия, способствуют снижению уровня загрязнения воздуха.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ при регулярных проверках оборудования аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

Аварийные выбросы, связанные с возможными аварийными ситуациями, не нормируются. На предприятии организуется учет фактических аварийных выбросов за истекший год для расчета экологических платежей.

За истекший 2022 год на производственных объектах предприятия не были отмечены нештатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха.

### 3.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

#### 3.7.1. Качественная и количественная характеристика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В целом на площадках ТШО в **2024 году** установлено **2862** стационарных источника выбросов (1910 – организованных и 952 – неорганизованных).

Из них по объектам предприятия:

№№ п/п	Наименование	Количество источников выбросов ЗВ в атмосферу
		2024 год
	<b>ТШО, в целом,</b>	<b>2862</b>
	организованные источники	1910
	неорганизованные источники	952
	В том числе:	
<b>I</b>	<b>Объекты Основного производства</b>	<b>770</b>
<u>1</u>	<u>Промысел. ЗСГ</u>	<u>171</u>
	организованные источники	88
	неорганизованные источники	83
<u>2</u>	<u>КТЛ</u>	<u>138</u>
	организованные источники	84
	неорганизованные источники	54
<u>3</u>	<u>ЗВП</u>	<u>45</u>
	организованные источники	27
	неорганизованные источники	18
<u>4</u>	<u>Внешние объекты</u>	<u>416</u>
	организованные источники	275
	неорганизованные источники	141
<b>II</b>	<b>Объекты ПБР/ПУУД</b>	
<u>5</u>	<u>Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска/наладки и эксплуатации)</u>	<u>322</u>
	организованные источники	277
	неорганизованные источники	45
<b>III</b>	<b>Объекты подрядных организаций ТШО</b>	<b>1409</b>
<u>6</u>	<u>Объекты подрядных организаций ОП</u>	<u>1119</u>
	организованные источники	675
	неорганизованные источники	444
<u>7</u>	<u>Подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ)</u>	<u>290</u>
	организованные источники	226
	неорганизованные источники	64
<b>IV</b>	<b>Работы согласно РООС к проектам намечаемой деятельности</b>	<b>361</b>
	организованные источники	258
	неорганизованные источники	103

В настоящем Проекте количество источников снизилось на 292 ед. по сравнению с 2023 г. и увеличилось на 630 ед. по сравнению с 2024 г. действующего проекта НДВ. Изменения количества источников выбросов связаны с уточнением перечня источников ОП, ПБР/ПУУД, подрядных организаций, источников выбросов строительства и эксплуатации согласованных РООС, а также РООС новых проектов намечаемой деятельности. Основные изменения количества действующих источников – на площадках ВО, ПБР/ПУУД и подрядных организаций, осуществляющих строительно-монтажные работы в рамках ПБР/ПУУД.

Количество *нормируемых выбросов* от стационарных источников ТШО в **2024 году** составит:

№п/п	Наименование	НДВ	
		2024 год	
		г/с	т/год
	<b>ТШО, в целом</b>	<b>439 190.6734</b>	<b>151 143.2931</b>
	Из них:		
<b>I</b>	<b>Объекты Основного производства:</b>	<b>308 220.9173</b>	<b>90 934.6214</b>
1	Объекты месторождений Тенгиз и Королевское, закачка сырого газа (Промысел)	37 090.4800	23 409.1975
2	Газоперерабатывающий завод КТЛ	135 398.3265	51 352.8216
3	Завод второго поколения (ЗВП)	134 032.6707	9 153.3840
4	Внешние объекты (ВО)	1 699.4401	7 019.2183
<b>II</b>	<b>Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска/наладки и эксплуатации)</b>	<b>128 638.0374</b>	<b>49 469.4332</b>
5	Объекты ПБР/ПУУД (периоды пуска/наладки и эксплуатации)	128638.0374	49469.4332
<b>III</b>	<b>Объекты подрядных организаций ТШО</b>	<b>2 024.93435</b>	<b>9 155.2106</b>
6	Объекты подрядных организаций Основного производства	1 435.1061	5 297.4220
7	Подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ)	589.8282	3 857.7886
<b>IV</b>	<b>Работы согласно РООС к проектам намечаемой деятельности</b>	<b>306.78433</b>	<b>1 584.0279</b>

В настоящем Проекте по сравнению с аналогичным периодом (2024г.) действующего проекта НДВ валовые выбросы ЗВ возросли в основном за счет включения выбросов от технологически неизбежного сжигания газа на факелах – на 68357,7 т (из них 90,7% - 61973,5 т от факелов и 9,3% - 6384,2 т без факелов).

В действующем Проекте НДВ (корректировка 2023-2024 гг.) выбросы от факелов были определены только на 2023 год в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа, выданным уполномоченным органом в области углеводородов, что соответствует требованию части 3 п.18 Методики определения нормативов [2].

По сравнению с выбросами предыдущего 2023 года действующего проекта НДВ (с факелами) в 2024 году ожидается рост объемов выбросов на 45444,6 т, из них на 86,5% (39305,4 т) от факелов и на 13,5% (6139,2 т) без факелов. Наибольший вклад в рост выбросов вносят источники ПБР/ ПУУД (на 32810,3 т – рост от факелов, на 3439,9 т – рост от источников кроме факелов).

То есть, рост выбросов в 2024 году в первую очередь связан с увеличением доли технологически неизбежного сжигания газа на новых объектах ПБР/ПУУД при запуске технологического оборудования и выводе его на стабильный режим эксплуатации. В 2024 году основные объекты ПБР/ПУУД, такие как Завод третьего поколения (ЗТП), Завод по закачке сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) будут работать в режиме пуска-наладки и наращивания мощностей до проектных. В связи с этим возрастет нагрузка как на вводимые в эксплуатацию объекты ПБР/ПУУД при пуско-наладочных работах (ГТЭС, парогенераторы), так и на действующее Основное производство (дополнительные объемы сжигания газа на факелах Промысла при отработке скважин, на печах сжигания кислого газа, на объектах выработки тепло- и электроэнергии - ГТЭС, парогенераторах, котельных).

Выбросы загрязняющих веществ, предлагаемые в качестве нормативов от факелов, рассчитаны, исходя из прогнозных объемов сжигания газа, согласованных в рамках Программы развития переработки сырого газа (ПРПСГ). Прогнозные объемы сжигания определены для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования и исключения возможности возникновения аварийных ситуаций в производственном процессе.

Изменение выбросов от стационарных источников (кроме факелов) связано также с уточнением параметров отдельных источников загрязнения Основного производства согласно фактической нагрузке оборудования, ПБР/ПУУД, включением выбросов новых и корректировки существующих источников Подрядных организаций, включением в Проект источников РООС согласованных проектов намечаемой деятельности, а также источников выбросов новых проектов намечаемой деятельности (на 2024 год).

В 2024 году наибольшая доля вклада в суммарный валовый выброс ТШО будет приходиться на выбросы источников КТЛ – 34,0%. Доля выбросов источников ПБР/ПУУД – 32,7%, Промысла - 15,5%, ЗВП – 6,1%, ВО – 4,6%, подрядных организаций – 6,1%, РООС – 1,0%.

Без учета факелов наибольший вклад в суммарный валовый выброс ТШО также будут вносить источники КТЛ – 53,0 %. Доля выбросов источников ПБР/ПУУД – 17,9%, Промысла – 1,4%, ЗВП – 8,1%, ВО – 7,6%, подрядных организаций – 10,3%, РООС – 1,8%.

В 2024 году в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 107 наименований. Количество и наименования групп суммации не изменятся.

Перечни загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по подразделениям ТШО на 2024 год представлены в таблицах 3.7-1 – 3.7-9. Перечень групп суммаций приводится в таблице 3.7-10.

**Таблица 3.7-1 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ТШО в целом**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0101	Алюминий оксид			0.01		2	0.014204	0.0156804	1.56804
0108	Барий сульфат				0.1		0.04013288496	0.57588037834	5.75880378
0113	Вольфрам триоксид			0.15		3	0.000011	0.000019	0.00012667
0122	Железа хлорид			0.004		2	0.01592394444	0.3937127008	98.4281752
0123	Железо (II, III) оксиды			0.04		3	2.94056357636	10.2088847266	255.222118
0128	Кальций оксид (Негашеная известь)				0.3		0.0034	0.0134	0.04466667
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.08947017299	0.49019223555	490.192236
0146	Медь (II) оксид			0.002		2	0.00299809391	0.00356786	1.78393
0150	Натр едкий				0.01		0.05929675556	1.0984014488	109.840145
0154	Натрий гипохлорид				0.1		0.0091645	0.151859232	1.51859232
0158	Натрия сульфат		0.3	0.1		3	0.00000052	0.0000024	0.000024
0163	Никель металлический			0.001		2	0.000022	0.0000396	0.0396
0164	Никель оксид			0.001		2	0.00560070694	0.0507316	50.7316
0168	Олово (II) оксид			0.02		3	0.0000149	0.000021	0.00105
0184	Свинец и его неорганические соединения		0.001	0.0003		1	0.00003089201	0.00010757631	0.35858771
0190	Сурьма (III) оксид			0.02		3	0.000000679	0.00000088	0.000044
0203	Хром шестивалентный			0.0015		1	0.00371065556	0.00273728	1.82485333
0207	Цинк оксид			0.05		3	0.00252574	0.0003635	0.00727
0287	Цинк карбонат			0.02		4	0.00007827224	0.00114602101	0.05730105
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	4269.97483964	15020.9994182	375524.985
0302	Азотная кислота		0.4	0.15		2	0.89611533333	0.28148444	1.87656293
0303	Аммиак		0.2	0.04		4	1.98695518943	27.1069364882	677.673412
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	698.865484673	2471.8492504	41197.4875
0316	Соляная кислота		0.2	0.1		2	0.42756266465	1.3327378309	13.3273783
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.0375847	1.0435448	10.435448
0326	Озон		0.16	0.03		1	0.00243731981	0.00610981	0.20366033
0328	Сажа		0.15	0.05		3	2053.46406936	1179.22974418	23584.5949
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	394957.1973040	68462.7874790	1369255.75
0331	Сера элементарная				0.07		2419.67836801	171.514458186	2450.20655
0333	Сероводород		0.008			2	1610.17216054	249.602211998	31200.2765
0334	Сероуглерод		0.03	0.005		2	34.8588267788	0.93769017583	187.538035
0337	Углерод оксид		5	3		4	23255.8319482	48361.8621572	16120.6207
0342	Фтористый водород		0.02	0.005		2	0.04180174698	0.111388765	22.277753
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.05448108218	0.15999826	5.33327533
0348	Ортофосфорная кислота				0.02		0.03326662222	0.549277912	27.4638956
0370	Углерода сероокись				0.1		128.965009543	2.97591976881	29.7591977
0402	Бутан		200			4	0.00618146201	0.0165101526	0.00008255
0403	Гексан		60			4	0.0001185	0.00381952	0.00006366
0405	Пентан		100	25		4	0.0001151	0.00370734	0.00014829
0406	Полиэтилен (Полиэтен)				0.1		0.0000673	0.00000252	0.0000252
0410	Метан				50		622.046988544	2951.54268469	59.0308537
0412	Изобутан		15			4	0.0000662	0.00232205	0.0001548
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		7795.35258201	3678.8571591	73.5771432
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		142.853527935	1605.19548372	53.5065161
0602	Бензол		0.3	0.1		2	2.15844996972	10.2425323314	102.425323
0616	Ксилол		0.2			3	7.51251066518	95.2695504185	476.347752
0621	Толуол		0.6			3	9.0754922496	118.215835488	197.026392
0623	1,3,5-Триметилбензол				0.1		0.00641	0.2047955	2.047955
0626	1,2,4-Триметилбензол		0.04	0.015		2	0.0461	1.4438843	96.2589533
0627	Этилбензол		0.02			3	0.23257760461	5.38715740664	269.35787
0703	Бенз/а/пирен			1E-06		1	0.00141191228	0.00791587835	7915.87835
0708	Нафталин		0.007			4	0.0244	0.7716	110.228571
0827	Винилхлорид			0.01		1	0.000647723	0.0013583342	0.13583342

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0906	Четыреххлористый углерод		4	0.7		2	0.0005	0.0158	0.02257143
0938	1,1,1,2-Тетрафторэтан (Фреон-134А)				2.5		0.03078153222	0.436	0.1744
1042	Бутиловый спирт		0.1			3	0.91226512691	14.08511368	140.851137
1051	Изопропиловый спирт		0.6			3	0.0197	0.6201	1.0335
1052	Метанол		1	0.5		3	12.6123983546	78.6877395793	157.375479
1061	Этиловый спирт		5			4	0.67631516042	7.26054404	1.45210881
1077	Циклогексанол		0.06			3	0.0552	0.0025	0.04166667
1078	Этиленгликоль				1		6.44620531009	55.3368474553	55.3368475
1119	Этилцеллозольв				0.7		0.40739315488	2.097900476	2.99700068
1210	Бутилацетат		0.1			4	2.20931941331	33.6670541045	336.670541
1240	Этилацетат		0.1			4	0.0802763	1.75804004	17.5804004
1317	Ацетальдегид		0.01			3	0.00003306804	0.00104224	0.104224
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	13.6241167375	77.6247797157	7762.47797
1328	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)				0.03		0.0014	0.0439024	1.46341333
1334	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)				0.03		0.0458	1.4469	48.23
1401	Ацетон		0.35			4	1.83295886874	13.520141922	38.6289769
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.15727277228	2.7570224804	45.9503747
1580	Лимонная кислота		0.1			3	0.00043233333	0.0079898976	0.07989898
1605	Морфолин (Диэтиленамидоксид)				0.01		0.0078	0.2460223	24.60223
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.16714301593	0.92484285606	2312.10714
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	0.2127716631	6.69124566905	9.5589224
1707	Диметилсульфид		0.08			4	0.00000698	0.000009356	0.00011695
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	1.67071829476	0.83076601697	138.461003
1716	Смесь природных меркаптанов		0.00005			3	0.09694988685	0.000893972	17.87944
1720	Пропилмеркаптан		0.00015			3	0.50034631585	0.90352984433	6023.5323
1728	Этилмеркаптан		0.00005			3	1.04345203884	0.33812880493	6762.5761
1852	Моноэтаноламин			0.02		2	0.1409	4.4533299	222.666495
1870	Аминоциклогексан				0.01		0.0078	0.2460223	24.60223
1880	Диэтаноламин				0.05		7.54128332436	45.4715893726	909.431787
2704	Бензин		5	1.5		4	1.30795150023	0.052888475	0.03525898
2715	Ингибитор коррозии ВНХ-1				1.5		0.0003754	0.0058213	0.00388087
2732	Керосин				1.2		0.5476775	0.579527809	0.48293984
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.81470461995	17.5740307444	351.480615
2750	Сольвент нафта				0.2		0.5043333	11.1308681	55.6543405
2752	Уайт-спирит				1		3.78447322878	29.658137165	29.6581372
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	739.814113371	5632.80640816	5632.80641
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"				0.5		2.34115889	73.7472658	147.494532
2817	Диспергатор НФ				0.02		0.0000953	0.0015054	0.07527
2862	Бромистые соли N-алкилпиридиния				0.3		0.0000055	0.000002	0.00000667
2868	Эмульсол				0.05		0.000449692	0.02600040359	0.52000807
2902	Взвешенные частицы		0.5	0.15		3	8.58387557727	47.9314915275	319.543277
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO2 более 70%		0.15	0.05		3	0.80928909028	4.26551094304	85.3102189
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%		0.3	0.1		3	295.630637142	527.000317699	5270.00318
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%		0.5	0.15		3	63.8235	9.4752	63.168
2915	Пыль стекловолкна				0.06		0.0000222	0.0000096	0.00016
2921	Пыль поливинилхлорида				0.1		0.0000104	0.0000015604	0.0000156
2930	Пыль абразивная				0.04		0.523368	2.0451605952	51.1290149
2936	Пыль древесная				0.1		6.11607949074	2.007927324	20.0792732
3107	Стронций, растворимые соединения				0.015		0.00005870418	0.00085951576	0.05730105

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3119	Кальций карбонат (Мел)		0.5	0.15		3	0.0155261684	0.22732600107	1.51550667
3123	Кальция хлорид				0.05		0.00033043	0.002202	0.04404
3152	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)				0.1		0.02482066667	0.4985441696	4.9854417
3227	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400, ПЭГ-6000				0.15		0.0000672	0.0010038	0.006692
3401	Метилдиэтаноламин				0.05		0.5359000072	2.256400226	45.1280045
	<b>В С Е Г О от ТШО :</b>						<b>439190.6734</b>	<b>151143.2931</b>	1907818.079

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2.ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду).

**Таблица 3.7-2 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками Промысла**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3*	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	577.9144	620.6764685	15516.91
0303	Аммиак		0.2	0.04		4	0.00004	0.0116	0.29
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	93.913	100.8598432	1680.997
0328	Сажа		0.15	0.05		3	467.681	264.0516422	5281.033
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	27764.1589	18835.9820056	376719.6
0333	Сероводород		0.008			2	26.980259774	57.193858613	7149.232
0337	Углерод оксид		5	3		4	4685.6771	2868.1595412	956.0532
0370	Углерода сероокись				0.1		0.07133846	0.0643149	0.643149
0402	Бутан		200			4	0.00005	0.0018	0.000009
0410	Метан				50		117.1765	70.2732581	1.405465
0412	Изобутан		15			4	0.00005	0.0018	0.00012
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		3343.3093017	368.15791	7.363158
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		4.1666942	49.8953511	1.663178
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.0032087	0.0957353	0.957353
0616	Ксилол		0.2			3	0.0051	0.1197	0.5985
0621	Толуол		0.6			3	0.012053009	0.3608107	0.601351
0626	1,2,4-Триметилбензол		0.04	0.015		2	0.0021	0.0502	3.346667
0627	Этилбензол		0.02			3	0.0021	0.0473	2.365
0703	Бенз/а/пирен			0.000001		1	0.0000104	0.00000068	0.68
1052	Метанол		1	0.5		3	0.043	5.1208	10.2416
1078	Этиленгликоль				1		0.00287	0.087	0.087
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.1119	0.0062	0.62
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.00418951	0.0281083	70.27075
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.18512176	0.13317265	22.19544
1716	Смесь природных меркаптанов		0.00005			3	0.09668945	0.000892526	17.85052
1720	Пропилмеркаптан		0.00015			3	0.01021911	0.04031843	268.7895
1728	Этилмеркаптан		0.00005			3	0.022170418	0.061048	1220.96
1880	Диэтаноламин				0.05		0.55731	6.4741	129.482
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.0024	0.0718	1.436
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	6.0478193	102.6822636	102.6823
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"				0.5		1.79715889	56.5449944	113.09
3401	Метилдиэтаноламин				0.05		0.5259	1.9437	38.874
	<b>В С Е Г О по Промыслу :</b>						<b>37090.4800</b>	<b>23409.1975</b>	409320.4

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2.ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-3 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками КТЛ**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0150	Натр едкий				0.01		0.030986	0.51165	51.165
0154	Натрий гипохлорид				0.1		0.005922	0.091935	0.91935
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	706.16296	2598.85642001	64971.4105
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	114.7507539	422.313379124	7038.55632
0316	Соляная кислота		0.2	0.1		2	0.0352	1.1202	11.202
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.003011	0.046771	0.46771
0328	Сажа		0.15	0.05		3	448.189673	211.913652	4238.27304
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	122798.8077080	14236.6895520	284733.791
0331	Сера элементарная				0.07		2325.37400397	168.793869186	2411.34099
0333	Сероводород		0.008			2	712.89117083	63.3115912747	7913.94891
0334	Сероуглерод		0.03	0.005		2	2.44906976444	0.004282832	0.8565664
0337	Углерод оксид		5	3		4	5924.5194836	27573.2465110	9191.08217
0370	Углерода сероокись				0.1		41.0113737631	0.18949660241	1.89496602
0410	Метан				50		113.5391823	98.636218	1.97272436
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		1932.80758	1440.20021	28.8040042
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		109.93604122	1406.8480771	46.8949359
0602	Бензол		0.3	0.1		2	1.283903	8.1304638	81.304638
0616	Ксилол		0.2			3	0.1094	3.4511	17.2555
0621	Толуол		0.6			3	2.62294024	30.8105626	51.3509377
0626	1,2,4-Триметилбензол		0.04	0.015		2	0.0181	0.5743	38.2866667
0627	Этилбензол		0.02			3	0.0181	0.5743	28.715
0703	Бенз/а/пирен			0.000001		1	0.0000457	0.000015017	15.017
0708	Нафталин		0.007			4	0.0181	0.5743	82.0428571
1051	Изопропиловый спирт		0.6			3	0.0197	0.6201	1.0335
1052	Метанол		1	0.5		3	2.6375	9.5815	19.163
1078	Этиленгликоль				1		0.0027	0.0833	0.0833
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.2987	0.1427	14.27
1334	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)				0.03		0.0458	1.4469	48.23
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.0107	0.3405	5.675
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.0657179675	0.756792307	1891.98077
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	0.0292288	0.916815	1.30973571
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.511681584	0.32844231345	54.7403856
1716	Смесь природных меркаптанов		0.00005			3	0.0000002	0.00000018	0.0036
1720	Пропилмеркаптан		0.00015			3	0.28642770427	0.7523476708	5015.65114
1728	Этилмеркаптан		0.00005			3	0.50227560626	0.1245435754	2491.08715
1880	Диэтаноламин				0.05		0.034988	1.10606	22.1212
2715	Ингибитор коррозии ВНХ-1				1.5		0.0003754	0.0058213	0.00388087
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.04469	1.354319	27.08638
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	158.778162	3053.41481	3053.41481
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"				0.5		0.471	14.8944	29.7888
2817	Диспергатор НФ				0.02		0.0000953	0.0015054	0.07527
3227	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400, ПЭГ-6000				0.15		0.0000672	0.0010038	0.006692
3401	Метилдиэтаноламин				0.05		0.002000072	0.060900226	1.21800452
	<b>В С Е Г О по КТЛ:</b>						<b>135398.3265</b>	<b>51352.8216</b>	<b>393633.4954</b>

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-4 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ЗВП**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, т/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0150	Натр едкий				0.01		0.0000262	0.0008	0.08
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	838.392978566	1379.50745926	34487.6865
0302	Азотная кислота		0.4	0.15		2	0.0005	0.0158	0.10533333
0303	Аммиак		0.2	0.04		4	0.0000492	0.0016	0.04
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	137.9557388	224.689373135	3744.82289
0316	Соляная кислота		0.2	0.1		2	0.000132	0.0042	0.042
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.0210537	0.6641004	6.641004
0328	Сажа		0.15	0.05		3	512.6241408	104.849739	2096.99478
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	125146.8375810	3225.14275205	64502.855
0331	Сера элементарная				0.07		94.3	2.71584	38.7977143
0333	Сероводород		0.008			2	768.122079987	40.8082812144	5101.03515
0334	Сероуглерод		0.03	0.005		2	32.4097543343	0.93340092483	186.680185
0337	Углерод оксид		5	3		4	5816.56981726	3751.82179149	1250.60726
0348	Ортофосфорная кислота				0.02		0.0000024	0.000044	0.0022
0370	Углерода сероокись				0.1		87.8169688822	2.61262615093	26.1262615
0410	Метан				50		128.0245108	26.2224442	0.52444888
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		417.775	278.497004	5.56994008
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		1.000937	31.63930027	1.05464334
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00025	0.0079	0.079
0616	Ксилол		0.2			3	0.115	0.2474	1.237
0621	Толуол		0.6			3	0.0001	0.0032	0.00533333
0626	1,2,4-Триметилбензол		0.04	0.015		2	0.0032	0.1026	6.84
0703	Бенз/а/пирен			1E-06		1	0.0000364	0.00061106	611.06
0708	Нафталин		0.007			4	0.0063	0.1973	28.1857143
0906	Четыреххлористый углерод		4	0.7		2	0.0005	0.0158	0.02257143
1042	Бутиловый спирт		0.1			3	0.006	0.1893	1.893
1052	Метанол		1	0.5		3	0.25149704941	4.43894380785	8.87788762
1061	Этиловый спирт		5			4	0.00167	0.0528	0.01056
1078	Этиленгликоль				1		2.86851973061	12.9017031838	12.9017032
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.1905	0.0527	5.27
1401	Ацетон		0.35			4	0.00064	0.0202	0.05771429
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.086492	0.5212	8.68666667
1702	Бутилмеркаптан		4E-04			3	0.03934887771	0.0082463957	20.6159893
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	0.0814	2.5785	3.68357143
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.5517778312	0.1133234551	18.8872425
1720	Пропилмеркаптан		2E-04			3	0.1408570208	0.02606687536	173.779169
1728	Этилмеркаптан		5E-05			3	0.38286078747	0.05604663843	1120.93277
1880	Диэтаноламин				0.05		6.52483497	29.2392968945	584.785938
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.08064	2.54925	50.985
2750	Сольвент нефти				0.2		0.0031	0.0963	0.4815
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	39.4759341548	29.5869328457	29.5869328
3401	Метилдиэтаноламин				0.05		0.008	0.2518	5.036
	<b>В С Е Г О по ЗВП :</b>						<b>134032.6707</b>	<b>9153.3840</b>	<b>114143.5666</b>

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-5 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками Внешних объектов**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0108	Бария сульфат				0.1		0.04013288496	0.57588037834	5.75880378
0122	Железо трихлорид			0.004		2	0.01592394444	0.3937127008	98.4281752
0123	Железа оксид			0.04		3	0.36608467636	2.61494956057	65.373739
0128	Кальция оксид				0.3		0.0034	0.0134	0.04466667
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.01715391412	0.14103482395	141.034824
0146	Медь (II) оксид			0.002		2	0.00004939726	0.00036086	0.18043
0150	Натр едкий				0.01		0.01585505556	0.1916561488	19.1656149
0154	Натрий гипохлорид				0.1		0.0032425	0.059924232	0.59924232
0158	Натрия сульфат		0.3	0.1		3	0.00000052	0.0000024	0.000024
0164	Никель оксид			0.001		2	0.00365296804	0.048	48
0168	Олово (II) оксид			0.02		3	0.0000031	0.0000056	0.00028
0184	Свинец и его неорг. соединения		0.001	0.0003		1	0.00000929201	0.00007952631	0.26508771
0203	Хром шестивалентный			0.0015		1	0.00030611556	0.00078072	0.52048
0207	Цинк оксид			0.05		3	0.0018	0.000013	0.00026
0287	Цинк карбонат			0.02		4	0.00007827224	0.00114602101	0.05730105
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	276.369258519	1513.57308856	37839.3272
0302	Азотная кислота		0.4	0.15		2	0.89561533333	0.26568444	1.7712296
0303	Аммиак		0.2	0.04		4	1.98686432198	27.0936839003	677.342098
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	45.1343600786	245.416009247	4090.26682
0316	Соляная кислота		0.2	0.1		2	0.39223066465	0.2083378309	2.08337831
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.002986	0.001257	0.01257
0326	Озон		0.16	0.03		1	0.00025887536	0.00340016	0.11333867
0328	Сажа		0.15	0.05		3	22.319776447	39.2498711023	784.997422
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	78.4551207272	238.223767363	4764.47535
0331	Сера элементарная				0.07		0.00436404	0.00474900007	0.06784286
0333	Сероводород		0.008			2	0.11273664122	1.03542358938	129.427949
0334	Сероуглерод		0.03	0.005		2	0.00000268	0.000006419	0.0012838
0337	Углерод оксид		5	3		4	379.567206849	1219.84072543	406.613575
0342	Фтористый водород		0.02	0.005		2	0.00519737268	0.03221872	6.443744
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.0012805044	0.0091406	0.30468667
0348	Ортофосфорная кислота				0.02		0.03326422222	0.549233912	27.4616956
0370	Углерода сероокись				0.1		0.01937266516	0.0016690593	0.01669059
0402	Бутан		200			4	0.00608203201	0.0131180026	0.00006559
0410	Метан				50		123.545716909	2662.60832423	53.2521665
0415	Углеводороды предельные C1-C5				50		575.56337594	141.772751011	2.83545502
0416	Углеводороды предельные C6-C10				30		14.5514288092	67.7196766997	2.25732256
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.14111858328	0.65721150002	6.572115
0616	Ксилол		0.2			3	1.10819896382	24.5065568835	122.532784
0621	Толуол		0.6			3	2.60229217996	39.2121967486	65.3536612
0627	Этилбензол		0.02			3	0.21237760461	4.76555740664	238.27787
0703	Бенз/а/пирен			1E-06		1	0.00016498039	0.00040770869	407.708689
0938	1,1,1,2-Тетрафторэтан				2.5		0.03078153222	0.436	0.1744
1042	Бутиловый спирт		0.1			3	0.17021664164	0.19958032	1.9958032
1052	Метанол		1	0.5		3	9.628126454	57.9349026482	115.869805
1061	Этиловый спирт		5			4	0.14150627436	0.19657794	0.03931559
1078	Этиленгликоль				1		2.74780610592	16.9284629995	16.928463
1119	Этилцеллозольв				0.7		0.07024684932	0.08056	0.11508571
1210	Бутилацетат		0.1			4	0.10134356164	0.1291	1.291
1317	Уксусный альдегид		0.01			3	0.00003306804	0.00104224	0.104224
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	1.29749352585	8.68985669818	868.98567
1401	Ацетон		0.35			4	0.12298783616	0.16790616	0.47973189
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.00010637228	0.0033502	0.05583667
1580	Лимонная кислота		0.1			3	0.00043233333	0.0079898976	0.07989898
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.00834031	0.03894737	97.368425
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	1.596E-10	1.54E-12	2.2E-12

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1707	Диметилсульфид		0.08			4	0.00000698	0.000009356	0.00011695
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.03237121872	0.02002830076	3.33805013
1716	Смесь природных меркаптанов		5E-05			3	0.00026023685	0.000001266	0.02532005
1720	Пропилмеркаптан		0.0002			3	0.00725284	0.03354413	223.627533
1728	Этилмеркаптан		5E-05			3	0.00233151669	0.00167503459	33.5006917
1880	Диэтаноламин				0.05		0.13337757133	2.37545058291	47.5090117
2704	Бензин		5	1.5		4	0.000625	0.000045	0.00003
2732	Керосин				1.2		0.4452535	0.579527809	0.48293984
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.16812173662	0.605823999	12.11648
2752	Уайт-спирит				1		0.049687	0.646221	0.646221
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	139.222679605	476.689638821	476.689639
2862	Бромистые соли N-алкилпиридиния				0.3		0.0000055	0.000002	0.00000667
2868	Эмульсол				0.05		0.000449692	0.02600040359	0.52000807
2902	Взвешенные частицы		0.5	0.15		3	0.2241523997	0.54259879948	3.61732533
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> более 70%		0.15	0.05		3	0.01468909028	0.21506994304	4.30139886
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%		0.3	0.1		3	18.3584967395	221.156727027	2211.56727
2930	Пыль абразивная				0.04		0.042668	0.0563638752	1.40909688
2936	Пыль древесная				0.1		2.89007949074	0.266103324	2.66103324
3107	Стронций, растворим. соединения				0.015		0.00005870418	0.00085951576	0.05730105
3119	Кальций карбонат		0.5	0.15		3	0.0155261684	0.22732600107	1.51550667
3123	Кальция хлорид				0.05		0.00033043	0.002202	0.04404
3152	Натрий гидросульфит				0.1		0.01392066667	0.1537441696	1.5374417
	<b>ВСЕГО по ВО :</b>						<b>1699.4401</b>	<b>7019.2183</b>	54137.60005

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-6 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками ПБР/ПУУД**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0150	Натр едкий				0.01		0.0124295	0.3942953	39.42953
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	1219.460932	5582.14914547	139553.729
0303	Аммиак		0.2	0.04		4	0.00000166745	0.0000525879	0.0013147
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	198.162476675	907.098927521	15118.3155
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.0105	0.3314	3.314
0328	Сажа		0.15	0.05		3	564.65075113	394.928222383	7898.56445
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	118986.335393	30699.1291019	613982.582
0333	Сероводород		0.008			2	101.887234547	87.0302347635	10878.7793
0337	Углерод оксид		5	3		4	5833.76154418	9336.72298083	3112.24099
0370	Углерода сероокись				0.1		0.04572102525	0.10753560721	1.07535607
0410	Метан				50		139.758778535	93.7925401588	1.8758508
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		1515.05645274	1432.55007141	28.6510014
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		1.05735947203	32.7222310679	1.09074104
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.00985294761	0.29058061257	2.90580613
0616	Ксилол		0.2			3	0.00541	0.1725978	0.862989
0621	Толуол		0.6			3	0.02346246304	0.73849489639	1.23082483
0623	1,3,5-Триметилбензол				0.1		0.00641	0.2047955	2.047955
0626	1,2,4-Триметилбензол		0.04	0.015		2	0.0227	0.7167843	47.78562

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0703	Бенз/а/пирен			0.000001		1	0.0002690257	0.00289165637	2891.65637
1052	Метанол		1	0.5		3	0.05227485116	1.61159312327	3.22318625
1061	Этиловый спирт		5			4	0.0078	0.2460223	0.04920446
1078	Этиленгликоль				1		0.82430947356	25.336381272	25.3363813
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	2.679475	30.5729736626	3057.29737
1328	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)				0.03		0.0014	0.0439024	1.46341333
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.0599	1.8919682	31.5328033
1605	Морфолин (Диэтиленамидоксид)				0.01		0.0078	0.2460223	24.60223
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.01997284118	0.04949183444	123.729586
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	0.10102866381	3.19478744116	4.56398206
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.38935676545	0.23513378347	39.1889639
1720	Пропилмеркаптан		0.00015			3	0.0493590591	0.04304499518	286.966635
1728	Этилмеркаптан		0.00005			3	0.13341526479	0.09428646079	1885.72922
1852	Моноэтаноламин			0.02		2	0.1409	4.4533299	222.666495
1870	Аминоциклогексан				0.01		0.0078	0.2460223	24.60223
1880	Диэтаноламин				0.05		0.29077278304	6.27668189528	125.533638
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.38158746667	11.8099072494	236.198145
2750	Сольвент нафта				0.2		0.0194	0.6143865	3.0719325
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	69.7652516105	810.136823261	810.136823
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"				0.5		0.073	2.3078714	4.6157428
2936	Пыль древесная				0.1		2.754	0.594864	5.94864
3152	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)				0.1		0.0109	0.3448	3.448
	<b>ВСЕГО от ПБР/ ПУУД</b>						<b>128638.0374</b>	<b>49469.4332</b>	<b>800486.043</b>

Примечание: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2.ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками объектов Подрядных организаций ОП**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0101	Алюминий оксид			0.01		2	0.014204	0.0156804	1.56804
0113	Вольфрам триоксид			0.15		3	0.000011	0.000019	0.00012667
0123	Железо (II, III) оксиды			0.04		3	2.23570558889	5.968102666	149.202567
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.05990710222	0.2473051516	247.305152
0146	Медь (II) оксид			0.002		2	0.0026038	0.0019946	0.9973
0163	Никель металлический			0.001		2	0.000022	0.0000396	0.0396
0164	Никель оксид			0.001		2	0.0015449	0.001292	1.292
0203	Хром шестивалентный			0.0015		1	0.0016211	0.00121816	0.81210667
0207	Цинк оксид			0.05		3	0.0006988	0.000267	0.00534
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	449.402633351	1640.98870773	41024.7177
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	73.9701835532	273.944249224	4565.73749
0322	Серная кислота		0.3	0.1		2	0.000034	0.0000164	0.000164
0326	Озон		0.16	0.03		1	0.0017644	0.0012234	0.04078
0328	Сажа		0.15	0.05		3	28.6830812333	85.4905088945	1709.81018
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	92.2915437276	467.245017048	9344.90034
0333	Сероводород		0.008			2	0.17572053534	0.21812304337	27.2653804
0337	Углерод оксид		5	3		4	395.816624384	1712.82360137	570.9412
0342	Фтористый водород		0.02	0.005		2	0.03294028333	0.052248305	10.449661
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.04760011111	0.09204962	3.06832067
0370	Углерода сероокись				0.1		0.00023474749	0.00027744896	0.00277449
0402	Бутан		200			4	0.00004943	0.00159215	0.0000796

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0403	Гексан		60			4	0.0001185	0.00381952	0.00006366
0405	Пентан		100	25		4	0.0001151	0.00370734	0.00014829
0406	Полиэтилен (Полиэтен)				0.1		0.000034	0.00000144	0.0000144
0410	Метан				50		0.0023	0.0099	0.000198
0412	Изобутан		15			4	0.0000162	0.00052205	0.0000348
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		9.8540216373	13.4921126791	0.26984225
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10				30		12.1410672335	16.3708474795	0.54569492
0602	Бензол		0.3	0.1		2	0.72011673883	1.06064111883	10.6064112
0616	Ксилол		0.2			3	3.68421361793	60.2412186499	301.206093
0621	Толуол		0.6			3	2.1733448077	42.730690246	71.2178171
0703	Бенз/а/пирен			1E-06		1	0.00065962074	0.0020631749	2063.1749
0827	Винилхлорид			0.01		1	0.00056414	0.0010627042	0.10627042
1042	Бутиловый спирт		0.1			3	0.6831357	12.5093047	125.093047
1061	Этиловый спирт		5			4	0.3024542	6.023612	1.2047224
1077	Циклогексанол		0.06			3	0.0552	0.0025	0.04166667
1119	Этилцеллозольв				0.7		0.18047	1.4466478	2.06663971
1210	Бутилацетат		0.1			4	1.55255980038	30.1820064	301.820064
1240	Этилацетат		0.1			4	0.0227463	1.075035	10.75035
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	6.79272861542	19.8161968175	1981.61968
1401	Ацетон		0.35			4	0.88017512737	11.80625834	33.7321667
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.0000419	0.0000029004	0.00004834
1702	Бутилмеркаптан		0.0004			3	0.02957350954	0.04325664892	108.141622
1706	Диметилдисульфид		0.7			4	0.00111419914	0.00114322789	0.00163318
1715	Метилмеркаптан		0.006			4	0.00040913539	0.00066551418	0.11091903
1720	Пропилмеркаптан		0.0002			3	0.00623058168	0.00820774299	54.7182866
1728	Этилмеркаптан		5E-05			3	0.00039844563	0.00051831358	10.3662715
2704	Бензин		5	1.5		4	1.30732230463	0.05283035	0.03522023
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.13662741667	1.177764496	23.5552899
2750	Сольвент нафта				0.2		0.4427592	10.3615816	51.807908
2752	Уайт-спирит				1		1.9119597875	23.94080225	23.9408022
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	270.385507347	693.374969935	693.37497
2902	Взвешенные частицы		0.5	0.15		3	4.28281486198	38.745659168	257.728394
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> более 70%		0.15	0.05		3	0.7946	4.050441	81.00882
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%		0.3	0.1		3	73.6472828922	120.172537718	1201.72538
2915	Пыль стекловолокна				0.06		0.0000222	0.0000096	0.00016
2921	Пыль поливинилхлорида				0.1		0.0000079	0.0000014604	0.0000146
2930	Пыль абразивная				0.04		0.3747	1.61994072	39.093518
	<b>ВСЕГО по ПО ОП :</b>						<b>1435.1061</b>	<b>5297.4220</b>	<b>65107.2213</b>

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-8 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками объектов Подрядных организаций ПБР/ПУУД**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	-		0.04		3	0.144398	1.4869293	37.1732325
0143	Марганец и его соединения	-	0.01	0.001		2	0.0045192	0.0956381	95.6381
0203	Хрома оксид	-		0.0015		1	0.00002604	0.0000075	0.005
0301	Азота диоксид	-	0.2	0.04		2	146.042851	1243.564624	31089.1156
0304	Азота оксид	-	0.4	0.06		3	23.72270927	202.041919	3367.36532
0328	Сажа	-	0.15	0.05		3	6.77185896	58.08036061	1161.60721
0330	Сера диоксид	-	0.5	0.05		3	61.68603318	520.7918354	10415.8367

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0333	Сероводород	-	0.008			2	0.000331724	0.0026824	0.3353
0337	Углерод оксид	-	5	3		4	153.9643361	1350.905758	450.301919
0342	Фтористый водород	-	0.02	0.005		2	0.001930247	0.0251819	5.03638
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	-	0.2	0.03		2	0.0017148	0.0575565	1.91855
0616	Ксилол	-	0.2			3	1.603745139	4.5391939	22.6959695
0621	Толуол	-	0.6			3	1.086877439	1.2468134	2.07802233
0703	Бенз(а)пирен	-		1E-06		1	0.000161657	0.001435341	1435.3412
0827	Винилхлорид	-		0.01		1	0.0000572	0.000289	0.0289
1042	Спирт бутиловый	-	0.1			3	0.015462785	0.8441874	8.441874
1061	Этиловый спирт	-	5			4	0.001544686	0.0843318	0.01686636
1210	Бутилацетат	-	0.1			4	0.352880218	1.4531511	14.531511
1325	Формальдегид	-	0.05	0.01		2	1.639579731	13.65068689	1365.06869
1401	Ацетон	-	0.35	0		4	0.514303822	0.3510016	1.00286171
2704	Бензин	-	5	1.5		4	4.1956E-06	0.000013125	0.00000875
2750	Сольвент нафта	-			0.2	0	0.0053241	0.01	0.05
2752	Уайт-спирит	-			1	0	0.772546441	3.8839487	3.8839487
2754	Углеводороды предельные C12-C19	-	1			4	40.2543268	344.189403	344.189403
2902	Взвешенные частицы	-	0.5	0.15		3	3.229798316	2.9903334	19.935556
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	-	0.3	0.1		3	83.6755843	96.76195669	967.619567
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	-	0.5	0.15		3	63.8235	9.4752	63.168
2930	Пыль абразивная	-			0.04	0	0.0398	0.107176	2.6794
2936	Пыль древесная	-			0.1	0	0.472	1.14696	11.4696
	<b>ВСЕГО по ПО ПБР:</b>						<b>589.8282</b>	<b>3857.7886</b>	50886.5347

Примечание: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-9 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками РООС проектов намечаемой деятельности**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0.04		3	0.19437531111	0.1389032	3.47258
0143	Марганец и его соединения		0.01	0.001		2	0.00788995665	0.00621416	6.21416
0146	Медь (II) оксид			0.002		2	0.00034489665	0.0012124	0.6062
0164	Никель оксид			0.001		2	0.0004028389	0.0014396	1.4396
0168	Олово (II) оксид			0.02		3	0.0000118	0.0000154	0.00077
0184	Свинец и его неорганические соединения		0.001	0.0003		1	0.0000216	0.00002805	0.0935
0190	Сурьма (III) оксид			0.02		3	0.000000679	0.00000088	0.000044
0203	Хром шестивалентный			0.0015		1	0.0017574	0.0007309	0.48726667
0207	Цинк оксид			0.05		3	0.00002694	0.0000835	0.00167
0301	Азота диоксид		0.2	0.04		2	56.2288261759	441.683505176	11042.0876
0304	Азота оксид		0.4	0.06		3	11.2562623994	95.485549901	1591.42583
0326	Озон		0.16	0.03		1	0.00041404445	0.00148625	0.04954167
0328	Сажа		0.15	0.05		3	2.54378779358	20.6657479903	413.31496
0330	Сера диоксид		0.5	0.05		3	28.6250233362	239.58344763	4791.66895
0333	Сероводород		0.008			2	0.0026265	0.0020171	0.2521375
0337	Углерод оксид		5	3		4	65.9558357506	548.34124747	182.780416
0342	Фтористый водород		0.02	0.005		2	0.00173384397	0.00173984	0.347968
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0.2	0.03		2	0.00388566667	0.00125154	0.041718
0406	Полиэтилен (Полиэтен)				0.1		0.0000333	0.00000108	0.0000108

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5				50		0.98685	4.1871	0.083742
0616	Ксилол		0.2			3	0.88144294444	1.991783185	9.9589159
0621	Толуол		0.6			3	0.55442211108	3.1130668975	5.18844483
0703	Бенз/а/пирен			1Е-06		1	0.00006412889	0.0004912402	491.2402
0827	Винилхлорид			0.01		1	0.000026383	0.00000663	0.000663
1042	Бутиловый спирт		0.1			3	0.03745	0.34274126	3.4274126
1061	Этиловый спирт		5			4	0.22134	0.6572	0.13144
1119	Этилцеллозольв				0.7		0.15667630556	0.570692676	0.81527525
1210	Бутилацетат		0.1			4	0.20253583334	1.9027966045	19.027966
1240	Этилацетат		0.1			4	0.05753	0.68300504	6.8300504
1325	Формальдегид		0.05	0.01		2	0.61373986524	4.6934656476	469.346565
1401	Ацетон		0.35			4	0.3148520833	1.174775822	3.35650235
1555	Уксусная кислота		0.2	0.06		3	0.0000325	0.00000118	0.00001967
2732	Керосин				1.2		0.102424		
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.000638	0.005166	0.10332
2750	Сольвент нефтяной				0.2		0.03375	0.0486	0.243
2752	Уайт-спирит				1		1.05028	1.187165215	1.18716522
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	15.8844325518	122.731566704	122.731567
2902	Взвешенные частицы		0.5	0.15		3	0.84711	5.65290016	37.6860011
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%		0.3	0.1		3	119.949273211	88.9090962646	889.090963
2921	Пыль поливинилхлорида				0.1		0.0000025	0.0000001	0.000001
2930	Пыль абразивная				0.04		0.0662	0.26168	6.542
	<b>В С Е Г О по РООС:</b>						<b>306.7843</b>	<b>1584.0279</b>	20101.2761

**Примечание:** 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. ЭНК - до утверждения ЭНК применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения (п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду)

**Таблица 3.7-10 Перечень групп суммаций**

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
03	0303	Аммиак
	0333	Сероводород
04	0303	Аммиак
	0333	Сероводород
	1325	Формальдегид
05	0303	Аммиак
	1325	Формальдегид
15	0113	Вольфрам триоксид
	0330	Сера диоксид
24	0301	Азота диоксид
	0326	Озон
	1325	Формальдегид
25	0301	Азота диоксид
	0337	Углерод оксид
	0403	Гексан
	1325	Формальдегид
27	0184	Свинец и его неорганические соединения
	0330	Сера диоксид
28	0322	Серная кислота
	0330	Сера диоксид

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
30	0330	Сера диоксид
	0333	Сероводород
31	0301	Азота диоксид
	0330	Сера диоксид
35	0330	Сера диоксид
	0342	Фтористый водород
39	0333	Сероводород
	1325	Формальдегид
40	0302	Азотная кислота
	0316	Соляная кислота
	0322	Серная кислота
71	0342	Фтористый водород
	0344	Фториды неорганические плохо растворимые
81	0207	Цинк оксид
	0330	Сера диоксид

### 3.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Определение количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, параметров источников выбросов проводилось расчетным методом по действующим в Республике Казахстан методическим документам и расчетно-аналитическим методом (для печей, котельных, парогенераторов, газовых турбин и компрессоров), который основан на сочетании инструментальных измерений и расчетных формул, учитывающих параметры конкретных источников. Для расчетов приняты данные, определяющие максимальное выделение вредных веществ в атмосферу.

Исходными данными для теоретических расчетов выбросов от источников предприятия на 2024 год явились показатели производственных объектов ТШО по времени работы, объемам сжигания на факелах, расходу топлива и материалов согласно уточненным графикам ППР, проведения пусконаладочных работ, планам отработки новых скважин и при КРС установкой УОМ, планам проведения капитального ремонта на КТЛ и поэтапного запуска объектов ПБР, данным согласованных РООС планируемых к реализации в этот период проектов намечаемой деятельности. При этом были использованы данные инструментальных замеров на источниках выбросов (мониторинга эмиссий), которые проводятся на предприятии в рамках согласованной Программы производственного экологического контроля (ПЭК).

Расчёты выбросов выполнены в соответствии методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, которые приведены в разделе «Нормативные ссылки».

Подробное обоснование полноты и достоверности исходных данных для определения НДВ (расчеты количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, геометрические характеристики источников выбросов) представлено в Приложении 2 Книги 3.

На нормируемый период сведения по объемам сжигания газа на факелах ТШО приняты по расчетам «Программы развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» на период 2022-2024 гг. Корректировка на 2024 год» и представлены в Приложении 6.

Объем технологически неизбежного сжигания определяется по следующей формуле:

$$V_v = V_6 + V_7 + V_8 + V_9,$$

где  $V_v$  – объем технологически неизбежного сжигания сырого газа, м<sup>3</sup>;

$V_6$  – объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, определяется на основе технических характеристик, паспортов, проектной документации технологического оборудования и план-графика пусконаладочных работ, м<sup>3</sup>;

$V_7$  – объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования, м<sup>3</sup>;

$V_8$  – объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов, м<sup>3</sup>;

$V_9$  – объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах, отклонениях в работе технологического оборудования, м<sup>3</sup>.

На месторождениях и газоперерабатывающих заводах ТШО согласно технологическому регламенту и проектной документации используется классификация газов, извлекаемых из недр и полученных на разных стадиях технологического процесса. Для целей единого понимания и согласованности терминов, используемых в законодательных актах РК в области углеводородов с понятиями, используемыми в документах ТШО, ниже предоставлен список наименований газов и их определений, который представлен на всех производственных объектах ТШО и отражен в технической, проектной документации компании. Все предоставленные ниже типы газов, относятся **к сырому газу** согласно терминологии, указанной в Методике (включающий в себя попутный газ, и, следовательно, многокомпонентную смесь углеводородов и неуглеводородных газов).

Классификация газов:

*Резервуарный газ* - попутный газ, находящийся в составе нефти в растворенном состоянии в пластовых условиях, выделяющийся из нее при снижении давления и не прошедший ни одну стадию переработки;

*Сырой газ ТШО* - многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов, отделенная от добываемой нефти и подаваемая на установки аминокислотной очистки для отделения кислых компонентов и/или на ЗСГ/ЗСГТП для дальнейшей закачки в пласт, а также газы испарения из систем дренажа углеводородов процесса подготовки и обработки сырой нефти и газа;

*Кислый газ* - многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов, получаемая в результате отделения кислых компонентов на установке аминокислотной очистки, на установке регенерации абсорбента или на установке отпаривания кислой воды, с преимущественным содержанием сероводорода;

*Обессеренный газ* - многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов получаемая в результате удаления кислых компонентов на установке аминокислотной очистки, направляемая на дальнейшие осушку и фракционирование;

*Сухой газ* - многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов, полученная после процесса фракционирования обессеренного газа, с преимущественным содержанием метана и этана, не содержащая тяжелые углеводороды;

*Топливный газ* - сухой газ, используемый для внутренних технологических и технических нужд согласно проекту технологического процесса, для выработки электроэнергии и пара, во время ремонтных работ, при эксплуатации факельного оборудования, контрольно-измерительных приборов, и пр.;

Таким образом, вышеуказанные определения используются на территории ТШО для разграничения технологических потоков на разных установках газоперерабатывающих заводов и других производственных объектов.

Все типы газов по классификации ТШО относятся к **сырому газу**, включающему в себя попутный газ и, следовательно, многокомпонентную смесь углеводородов и неуглеводородных газов (полученную на всех стадиях технологического процесса подготовки и/или переработки), что соответствует определению сырого газа, указанному в Методике.

Основными объектами и производственными работами, содержащими возможные источники неизбежного сжигания нефтяного газа на месторождениях ТШО, являются скважины, групповые замерные установки (ГЗУ), система газосборных коллекторов, Газоперерабатывающий завод (ГПЗ) КТЛ, Завод второго поколения (ЗВП), объекты Закачки Сырого газа (ЗСГ), Товарный парк СУГ (ТП), Завод третьего поколения (ЗТП) и объекты Закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП).

**В объем неизбежного сжигания при пуско-наладочных операциях ( $V_6$ ) в 2024 году входят** пуско-наладочные операции оборудования при внедрении различных промышленных изменений в рамках ПБР, работы при конвертации системы сбора с высокого на низкое давление, пуско-наладочные операции манифольдов после модернизации на ГЗУ месторождений, отработка скважин промысла обратным потоком, работы, связанные с проектом модернизации системы воздуха КТЛ в 2024 году. В рамках реализации ПБР – пуско-наладочные операции при пробном пуске компрессоров и подготовительные работы перед пуском СПД и ЗТП-СПД, опрессовка аппаратов топливным газом и проверка сбросных систем, сброс давления с компрессоров, которые будут тестироваться перед пуском завода, пуско-наладочные операции перед пуском ЗСГТП.

**Объем неизбежного сжигания газа при эксплуатации ( $V_7$ )** включает в себя неизбежное сжигание сырого газа при работе технологического оборудования в соответствии с технологией, применяемой недропользователем, и определяется Технологическими Регламентами установок, рекомендациями поставщиков-изготовителей оборудования, а также, паспортными характеристиками оборудования.

К объему неизбежного сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования в ТШО относятся:

*Объемы продувок топливным газом следующего оборудования:*

- факельных коллекторов с целью предотвращения попадания воздуха и образования взрывоопасных смесей в дренажных емкостях и факельных коллекторах;
- тупиковых участков факельных коллекторов с целью предотвращения образования участков, подверженных воздействию коррозии из-за кислых компонентов газа, находящихся в трубопроводе;
- в некоторых случаях дополнительная продувка факельных коллекторов для предотвращения всасывания газа, идущего на факел одной нитки факелом другой нитки. Такая ситуация существует на КТЛ-1 и КТЛ-2, так как факела ниток 1 и 2 и факела ниток 3 и 4 связаны между собой перемычками;
- в некоторых случаях для охлаждения факелов ВД и НД, чтобы не допустить проникновения воздуха через факельные оголовники в результате быстрого сжатия или конденсации внутри коллектора факела после горячего выброса;
- в некоторых случаях для обеспечения дисперсии  $SO_2$ , образовавшегося в результате горения газа, подаваемого из колонны регенерации амина D-304, в котором очень высокая концентрация  $H_2S$ ;
- для поддержания работы дежурных (пилотных) горелок факелов;

- факельных оголовников согласно рекомендаций поставщиков, с расходом, указанным в технических паспортах, для предотвращения сажеобразования на факелах и во избежание повреждения факельных оголовников от прогара;
- постоянная продувка поточных анализаторов;
- постоянный сброс уплотнительного газа на факел во время нормальной эксплуатации компрессоров. Для предотвращения утечки сырого газа в атмосферу на торцевое уплотнение компрессоров подается газ;
- утечки в факельную систему с контрольно-регулирующих клапанов и пружинно-предохранительных клапанов согласно паспортных данных клапанов и стандартов герметичности.

*Объемы технологических газов с периодическим сбросом на факел при следующих операциях:*

- Проведение продувок факельных оголовников для исключения проблем с рассеиванием при определенных метеорологических условиях, в результате чего увеличивается теплота горения и выталкивающая сила факела и исключается проблема рассеивания SO<sub>2</sub>;
- Проведение продувок факельных оголовников для достижения бездымного горения. На факеле низкого давления проектом ЗВП предусмотрена подача вспомогательного потока газа при расходе газа на сжигание более 3000 кг/час;
- Проведение продувок факельного оголовника на факеле высокого давления (1 ступень): проектом ЗВП предусмотрена подача вспомогательного потока газа для снижения молекулярной массы сбросного газа, если в нем преобладает пропан или более тяжелый газ;
- Проведение продувки с пробоотборников при отборе проб;
- Проведение продувки средств контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА);
- Проведение продувки системы розжига факелов;
- Сброс на факел газа газовой подушки резервуаров нефти Т-200 и Т-201. Поддержание газовой подушки в паровом пространстве обеспечивает наличие взрывобезопасной среды в резервуаре, а также сводит к минимуму испарение газовых компонентов из нефти;
- Сброс остатка сжиженных углеводородов (СУГ), то есть пропановой и бутановой фракций товарного качества, из наливных рукавов на эстакадах Товарного Парка после завершения налива СУГ в цистерны. Регулируемое снижение давления сжиженного газа из наливных рукавов позволяет безопасно отсоединить их после завершения процесса налива цистерн;
- Сброс газа мгновенного испарения из закрытой дренажной системы. При дренаровании углеводородов с оборудования и трубопроводов в закрытую дренажную систему (как во время нормальной работы оборудования, так и при запланированной остановке оборудования) происходит снижение давления от рабочего значения в аппаратах/трубопроводах до давления системы закрытого дренажа, в результате чего происходит дегазация углеводородов и выделившийся газ сжигается на факеле;
- Сброс газа на факел при сбрасывании СУГ. При сбрасывании СУГ в продувочную емкость происходит значительное падение температуры в емкости. В результате, это может привести к замерзанию аппарата и прилегающих к нему труб, где может происходить скапливание жидкости. Поэтому, в емкость подается дополнительный поток газа для поддержания температуры в продувочной емкости выше минимальной рабочей температуры;

- Сброс газа на факел во время нормальной эксплуатации компрессоров. Для предотвращения утечки сырого газа в атмосферу на торцевое уплотнение компрессоров подается газ;
- Газ при эксплуатации горелки Evergreen при отработке скважины обратным потоком;
- Газ для продувки факельных коллекторов и оголовников, а также газ на поддержание пилотных горелок ЗТП.

Для обеспечения безопасной и непрерывной работы горелки Evergreen необходимо обеспечение непрерывной продувки коллекторов УОМ и комплекса установки для нейтрализации/обезвреживания воды (КОВ) газом с целью предотвращения попадания воздуха и образования взрывоопасных смесей. Также этот газ используется для поддержания работы дежурных (пилотных) горелок и для поддержания необходимого положительного давления в оборудовании КОВ (Surge tanks).

В расчет неизбежного сжигания ТШО входят объемы газа, сжигаемые на факелах, по причине негерметичности запорной арматуры, которая соединена с факельной системой. Подобные утечки не относятся ни нарушениям технологического процесса, ни повреждениям механизмов, оборудования и сооружений, и они допустимы конструкцией запорной арматуры согласно стандартов РК.

Учитывая особенности работы ЗТП с СПД, в рамках запланированной в 2024 году пусконаладки объектов в обязательном порядке будут проведены работы по обязательной проверке всех эксплуатационных режимов нового оборудования, включая максимальные расходы сжигаемого газа для полного соответствия нормативным требованиям по обеспечению надёжности и безопасности эксплуатации нефтегазового и газопотребляющего энергетического оборудования, а также для безопасного вывода на стабильный режим всех объектов ПБР в связке с режимами работы действующего оборудования заводов КТЛ и ЗВП, а также ЗСГ, ЗСГТП и промышленного оборудования.

**Объем сжигаемого газа при техническом обслуживании оборудования и ремонтных работах (V8)** был рассчитан на основе технической документации на оборудование, учитывая запланированные ТШО ремонтные работы на капремонт, техобслуживание и проведение технических инспекций, согласно требований нормативных документов РК.

Капремонт завода является запланированным процессом технического обслуживания, который необходим для обеспечения надежности и долголетия завода. С целью соблюдения нормативных требований, а также для гарантии надежности эксплуатации завода, будут выполнены работы по инспекции всего оборудования. Также в графике капремонтов, предусмотрены инспекции аппаратов/оборудования, для проведения которых требуются опустошить/опорожнить аппараты для внутреннего осмотра, т.е. содержимое аппаратов отправляется на факел или на дренаж.

**В объем неизбежного сжигания при техническом обслуживании и проведении ремонтных работ (V8) в 2024 году входят следующие работы:**

- операции по УОМ по отработке скважин;
- проведение капремонта и вывод в рабочий режим КТЛ 1 в 2024 г.;
- ежегодные операции по техническому обслуживанию и текущим ремонтным работам на КТЛ, ЗВП, ЗСГ, ЗТП/СПД, ЗСГТП и Промысле;
- ежегодное опорожнение резервуаров товарного парка при выводе аппаратов на инспекцию;
- проведение капремонта и вывод на рабочий режим ЗСГ в 2024 г., продувка линий и аппаратов сухим газом для очистки от сероводорода при останове на капремонт ЗСГ;

- вывод топливного газа на факел при прогреве 24" линии сырого газа и регенерации реакторов блока PU-340 ЗВП во время пусковых работ после капитального ремонта ЗСГ в 2024г., скребкование 24" линии, при проведении ремонтных работ.

**Объем сжигаемого газа (V<sub>9</sub>)** был рассчитан согласно «Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» (утверждена приказом МЭ РК от 5 мая 2018 г. № 164 с изменениями от 08.10.2020 г.) (далее – Методика РК), используя коэффициент X<sub>1</sub> технологических сбоях при эксплуатации технологического оборудования для объектов добычи, подготовки и (или) переработки сырого газа. А при расчете V<sub>9</sub> для ЗТП/СПД и ЗСГТП использовался коэффициент X<sub>2</sub>, так как будут проводиться первоначальный пуск и ввод в эксплуатацию данных объектов.

К объему неизбежного сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования возможных в ТШО относятся:

- Сброс газа на факел для предотвращения создания избыточного давления согласно заложенным проектным решениям, установкам системы логики, заложенным в технической документации в целях защиты технологического оборудования, персонала и окружающей среды;
- Неизбежное сжигание для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования: Сброс остаточного газа при срабатывании многоступенчатой системы автоматической защиты компрессоров;
- Неизбежное сжигание для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования: Газ, сжигаемый вследствие кратковременных отклонений от норм технического режима, прекращения подачи сырья и средств обеспечения (пар, электроэнергия и т.д.);
- Соблюдение требованиям технической спецификации. Попадание H<sub>2</sub>S в трубопровод товарного газа. Во избежание проскока H<sub>2</sub>S в магистральный газопровод, проектом предусмотрено автоматическое прекращение подачи некондиционного обессеренного газа и перенаправление его на факельную систему;
- Сжигание газа из технологических установок при срабатывании многоступенчатой системы автоматической защиты. Предусмотренная проектом, системы автоматической защиты останавливает оборудование по срабатыванию блокировки по превышению установок технологических параметров. В таких случаях для предотвращения роста давления и защиты аппаратов от высокого давления избыточный газ сбрасывается на факел;
- Соблюдение требованиям технической спецификации. Сжигание на факеле может быть вызвано технологическими причинами такими как: временное ухудшение очистки газа. При пуске производится отвод некондиционного продукта на факел до тех пор, пока товарный газ не будет соответствовать требованиям технической спецификации;
- Неизбежное сжигание при корректирующем техническом обслуживании – текущее ремонтное обслуживание по устранению дефектов и отказов оборудования, трубопроводов, аппаратов. При подготовке и останове трубопровода/оборудования к корректирующему техническому обслуживанию газ будет выводиться на факел;
- Утечки через запорно-регулирующую арматуру и предохранительные клапаны в факельную систему вследствие износа (неисправностях) оборудования.

Расчетно-прогнозные объемы технологически неизбежного сжигания ТШО на 2024 год, составленные на основе «Методики расчетов нормативов и объемов сжигания расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» (приказ Министра энергетики РК № 164 от 05.05.2018 г. с изменениями от 08.10.2020 г.), представлены в таблице 3.8-1. Подробная информация по прогнозным объемам технологически неизбежного сжигания газа отражена в

«Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» на период 2022-2024 гг. Корректировка на 2024 год».

**Таблица 3.8-1 Расчетно-прогнозные объемы технологически неизбежного сжигания ТШО на 2024 год**

Объекты ТШО	Объёмы сжигания по методике РК	2024 год
<b>1. Основное производство ТШО</b>		
Основное производство ТШО		<i>При стандартных условиях (при 20°C), млн.м<sup>3</sup></i>
	V <sub>6</sub>	25.711
	V <sub>7</sub>	66.445
	V <sub>8</sub>	43.637
	V <sub>9</sub>	115.739
<b>ИТОГО</b>	<b>V<sub>v</sub></b>	<b>251.532</b>
Основное производство ТШО		<i>При нормальных условиях (при 0°C), млн.м<sup>3</sup></i>
	V <sub>6</sub>	23.957
	V <sub>7</sub>	61.911
	V <sub>8</sub>	40.660
	V <sub>9</sub>	107.843
<b>ИТОГО</b>	<b>V<sub>v</sub></b>	<b>234.372</b>
<b>2. ПБР/ПУУД</b>		
ПБР/ПУУД		<i>При стандартных условиях (при 20°C), млн.м<sup>3</sup></i>
	V <sub>6</sub>	32.279
	V <sub>7</sub>	42.694
	V <sub>8</sub>	0.000
	V <sub>9</sub>	54.359
<b>ИТОГО</b>	<b>V<sub>v</sub></b>	<b>129.332</b>
ПБР/ПУУД		<i>При нормальных условиях (при 0°C), млн.м<sup>3</sup></i>
	V <sub>6</sub>	30.077
	V <sub>7</sub>	39.781
	V <sub>8</sub>	0.000
	V <sub>9</sub>	50.650
<b>ИТОГО</b>	<b>V<sub>v</sub></b>	<b>120.508</b>
<b>ВСЕГО ТШО</b>		<i>При стандартных условиях (при 20°C), млн.м<sup>3</sup></i>
		<b>380.864</b>
		<i>При нормальных условиях (при 0°C), млн.м<sup>3</sup></i>
		<b>354.880</b>

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по всем источникам на 2024 год для объектов ТОО «Тенгизшевройл» представлены в Приложении 2.

Для расчетов приняты наиболее достоверные результаты, определяющие максимальное выделение вредных веществ в атмосферу.

## 4. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

### 4.1. Расчет загрязнения атмосферы

Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены по программному комплексу «Эра-Воздух» (версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск), согласованному с ГГО им. А.И. Воейкова и рекомендованному Министерством охраны окружающей среды РК к применению в Республике Казахстан.

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-е (ОНД-86).

Климатические характеристики, использованные в расчетах, приняты по данным метеостанции Кульсары (письмо РГП «Казгидромет» № 24-01/240 от 05.06.2023 г.) и представлены в таблице 4.1-1.

**Таблица 4.1-1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания**

№ п/п	Наименование характеристик	Величина
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200,0
2	Коэффициент рельефа местности	1,0
3	Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, Т °С	36,8
4	Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца, Т °С	-11,4
5	<i>Среднегодовая роза ветров:</i>	
	С	8
	СВ	11
	В	27
	ЮВ	15
	Ю	6
	ЮЗ	6
	З	14
	СЗ	13
	Штиль	11
6	Скорость ветра (U*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	9

Нормирование выбросов вредных веществ в атмосферу основано на необходимости соблюдения экологических нормативов качества или целевых показателей качества окружающей среды согласно требованиям п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) (далее – Методика).

При этом требуется выполнение соотношения:  $C/ЭНК \leq 1$ , (3)

где С – расчетная концентрация вредного вещества в приземном слое воздуха;

ЭНК – экологический норматив качества.

Согласно п. 11 Методики допустимая концентрация загрязняющего вещества в атмосферном воздухе в зависимости от вида загрязняющего вещества устанавливается с учетом периодов усреднения годовых, суточных и часовых показателей.

Применение п. 11 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 (далее – Методика), будет осуществляться при утверждении новых экологических нормативов качества окружающей среды.

При этом, согласно п. 28 Методики, до утверждения экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения.

В настоящем проекте в качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест (ПДК<sub>мр</sub>) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании утвержденных «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» (приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70).

Если для вещества имеется только предельно допустимая среднесуточная концентрация (ПДК<sub>с.с.</sub>), то для него выполняется соотношения:  $0,1 C \leq ПДК_{с.с.}$

По результатам расчетов рассеивания были определены максимальные области (зоны) воздействия, в пределах которых приземные концентрации ЗВ  $C_m \geq 1,0$  ПДК<sub>мр</sub>, на каждый год нормирования.

Так как на ТШО установлена санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая по своему функциональному назначению по сути является областью воздействия, за границей которой должны соблюдаться установленные нормативы качества окружающей среды, в настоящем Проекте проведена оценка достаточности размера санитарно-защитной зоны.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества.

Граница санитарно-защитной зоны – линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению по проекту СЗЗ (Приложение 6.3) определение границ СЗЗ для объектов ТШО выполнено с учетом перспективы развития предприятия на этап промышленной эксплуатации месторождения по результатам расчетов рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе при максимальной загрузке технологического оборудования.

Фоновые концентрации ЗВ в атмосфере  $C_f$  не учитывались в связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в рассматриваемом районе согласно справке РГП «Казгидромет» от 08.07.2023 г., полученной на сайте <https://www.kazhydromet.kz> (Приложение 5).

Расчеты приземных концентраций ЗВ выполнены в узлах расчетной сетки расчетного прямоугольника, на границе установленной санитарно-защитной зоны и в расчетных точках ближайших вахтового поселка Оркен, населенных пунктов Боранкул и Косчагыл.

Размеры СЗЗ Тенгизского месторождения согласованы санитарно-эпидемиологической экспертизой ДГСЭН Атырауской области (Заключение № 162 от 17 августа 2005 года) и Министерством здравоохранения РК (Заключение № 07-11-027 от 25 августа 2005 г.).

Расчетный прямоугольник, охватывающий все производственные площадки ТШО и ближайшую жилую зону, принят со следующими размерами: ширина – 129000 м, высота – 129000 м, шаг сетки – 3000 м.

Для анализа расчетных приземных концентраций ЗВ принято 11 точек на границе расчетной СЗЗ, с координатами, принятыми в Программе ПЭК, 1 точка на границе ближайшего вп. Оркен и 2 точки на границе ближайших населенных пунктов – п. Боранкул и п. Косчагыл.

Координаты контрольных точек представлены таблице 4.1-2.

**Таблица 4.1-2 Координаты контрольных точек**

№№ п/п	Наименование точек	Координаты	
		X	Y
	<i>На границе СЗЗ</i>		
1	SPZ-1	86166	128610
2	SPZ-2	94517	134502
3	SPZ-3	105612	133788
4	SPZ-4	111531	124849
5	SPZ-5	109533	114342
6	SPZ-6	106396	105963
7	SPZ-7	104732	96093
8	SPZ-8	101310	88205
9	SPZ-9	95316	82993
10	SPZ-10	86317	81065
11	SPZ-11	81299	126093
	<i>Вахтовый поселок:</i>		
12	вп. Оркен	87995	130187
	<i>На границе жилой зоны:</i>		
13	п. Косчагыл	113558	190596
14	п. Боранкул	167050	122554

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммации, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы, при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях, в штатном режиме эксплуатации объектов ТШО.

Штатный режим включает в себя источники, которые являются неотъемлемой частью технологического процесса в период эксплуатации объектов ТШО. В расчетах рассеивания ЗВ в атмосфере для штатного режима эксплуатации максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не учитываются (п. 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [2]).

При проведении расчетов рассеивания для штатного режима эксплуатации залповые источники выбросов загрязняющих веществ были исключены. На факельных установках учтено регламентное сжигание углеводородных газов, включая продувочный и пилотный газ, в соответствии с технологическими регламентами, сжигание сырого газа установок ДМК, обессеренного газа Установки 300 и сухого газа с Установки 700.

Все расчёты приземных концентраций ЗВ выполнены из условия максимально возможного количества одновременно работающих источников выбросов, с учетом общей нагрузки на атмосферный воздух существующих и проектируемых объектов ТШО, включая выбросы от источников ОП и ПБР/ПУУД, всех подрядных организаций ТШО и РООС проектов намечаемой деятельности (таблицы 4.2-1 – 4.2-2). Для действующих объектов была учтена фактическая максимальная нагрузка оборудования за последние три года, за исключением случаев технологически неизбежного сжигания газа.

Все расчеты рассеивания выбросов от источников объектов основного и вспомогательных производств ТШО, осуществляющих свою деятельность на месторождениях Тенгиз и Королевское, выполнены с учетом непостоянности (сезонности) воздействия на теплый и холодный периоды, всего – 2 варианта расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере:

- *Вариант 1* – штатный режим эксплуатации объектов ТШО. Теплый период года;
- *Вариант 2* – штатный режим эксплуатации объектов ТШО. Холодный период года.

Исходные данные и результаты расчетов рассеивания выбросов ЗВ в полном объеме представлены в Приложении 7 Книги 3.

## 4.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по всем вариантам показывает, что превышение предельно допустимых концентраций на границе ближайшей жилой зоны и границе установленной СЗЗ ни по одному из веществ не наблюдается. Для всех веществ и групп суммаций выполняется условие:  $C_m < 1 \text{ ПДК}_{\text{мр}}$ .

Максимальные приземные концентрации на границе ближайшей жилой зоны и границе СЗЗ по всем вариантам расчетов наблюдаются по группам суммации диоксида серы и сероводорода, суммации диоксидов серы и азота.

Максимальные зоны воздействия ( $C_m \geq 1,0 \text{ ПДК}_{\text{мр}}$ ) по группам суммации диоксидов азота и серы и суммации сероводорода и диоксида серы не выходят за пределы установленной СЗЗ, а в северо-западной части пределы расчетной зоны воздействия близки к границе СЗЗ (рисунки 4.2.1-4.2.4 и рисунки Приложения 7).

Ближайшая жилая зона (п. Боранкул и п. Косчагыл) находится на значительном удалении от объектов ТШО и не попадает в зону воздействия. Выбросы загрязняющих веществ от источников всех объектов ТШО в Атырауской области не будут оказывать заметного влияния на ближайшую жилую зону.

Вклад новых объектов ПБР/ПУУД и объектов подрядных организаций в общую нагрузку на атмосферный воздух не приводит к нарушению установленных нормативов качества окружающей среды.

### *Вариант 1. Штатный режим эксплуатации объектов ТШО. Теплый период года*

Приземные концентрации составляют следующие величины:

- по суммации диоксида серы и сероводорода – на границе населенного пункта (п. Косчагыл)  $C_m = 0,05 \text{ ПДК}$ , на границе населенного пункта (п. Боранкул)  $C_m = 0,05 \text{ ПДК}$ , на границе СЗЗ  $C_m = 0,97 \text{ ПДК}$ , в вп. Оркен  $C_m = 0,84 \text{ ПДК}$ ;
- по суммации диоксидов серы и азота – на границе населенного пункта (п. Косчагыл)  $C_m = 0,06 \text{ ПДК}$ , на границе населенного пункта (п. Боранкул)  $C_m = 0,06 \text{ ПДК}$ , на границе СЗЗ  $C_m = 0,94 \text{ ПДК}$ , в вп. Оркен  $C_m = 0,77 \text{ ПДК}$ .

### *Вариант 2. Штатный режим эксплуатации объектов ТШО. Холодный период года*

Приземные концентрации составляют следующие величины:

- по суммации диоксида серы и сероводорода – на границе населенного пункта (п. Косчагыл)  $C_m = 0,05 \text{ ПДК}$ , на границе населенного пункта (п. Боранкул)  $C_m = 0,05 \text{ ПДК}$ , на границе СЗЗ  $C_m = 0,97 \text{ ПДК}$ , в вп. Оркен  $C_m = 0,84 \text{ ПДК}$ ;
- по суммации диоксидов серы и азота – на границе населенного пункта (п. Косчагыл)  $C_m = 0,06 \text{ ПДК}$ , на границе населенного пункта (п. Боранкул)  $C_m = 0,06 \text{ ПДК}$ , на границе СЗЗ  $C_m = 0,95 \text{ ПДК}$ , в вп. Оркен  $C_m = 0,8 \text{ ПДК}$ .

В холодный период наблюдается незначительное повышение приземных концентраций суммации диоксидов серы и азота на границе СЗЗ.

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха по рассматриваемым вариантам вносят источники (технологическое оборудование) основного производства ТШО. Значительного вклада новых источников объектов подрядных организаций в уровень загрязнения атмосферного воздуха на границах СЗЗ и близлежащей жилой зоны не наблюдается.

Наибольший вклад в значение приземных концентраций суммации диоксида серы и сероводорода на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят дымовые трубы печей дожига хвостовых газов КТЛ-1,2, ЗВП, дымовые трубы термоокислителей КТЛ, ЗВП, факелы КТЛ, неплотности оборудования КТЛ-1,2, ЗВП, Промысла, объектов ПБР (ЗТП, СПД).

Наибольший вклад в значение приземных концентраций суммации диоксидов серы и азота на границах ближайшей жилой зоны и СЗЗ вносят дымовые трубы парогенераторов ГТЭС HRSG-1, 2, выхлопные трубы ГТЭС Frame 9 ЗВП, дымовые трубы печей дожигания хвостовых газов КТЛ-1,2, ЗВП, дымовые трубы термоокислителей КТЛ, ЗВП, факелы КТЛ, дымовые трубы Новой котельной (New boiler house), выхлопные трубы дизельных генераторов, газовых турбин ЗТП.

Воздействие выбросов ЗВ от объектов подрядных организаций носит локальный характер и ограничивается территорией производственных зон предприятия.

Источники подрядных организаций основной вклад в значения приземных концентраций ЗВ вносят при производстве сварочных и покрасочных работ, металлообработки, сварки пластиковых труб, при перевалке и пересыпке грунта, сыпучих строительных материалов в периоды строительно-монтажных работ. Заметного воздействия на состояние атмосферного воздуха СЗЗ и ближайшей жилой зоны эти выбросы не оказывают.

Приземные концентрации ЗВ на границе жилой зоны и СЗЗ, а также источники, дающие максимальные вклады, по вариантам расчетов представлены в таблицах 4.2-1 – 4.2-2.

Результаты расчёта рассеивания в точках контроля на границах установленной СЗЗ и ближайшего населенного пункта с указанием зон воздействия, ограниченных изолинией 1,0 ПДК<sub>мр</sub>, максимальных концентраций на границе СЗЗ и жилой зоны по вариантам расчетов представлены на рисунках 4.2.1-4.2.4 и рисунках Приложения 7 Книги 3.

Таблица 4.2-1 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Теплый период года

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Теплый период</b>									
<b>Загрязняющие вещества:</b>									
0101	Алюминий оксид	1.E-7/1.4946E-8	0.0000118/0.0000012	113558/ 191029	81513/ 126257	9687	100	100	Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение
0108	Барий сульфат	0.0000025/2.E-7	0.0000979/0.0000098	167221/ 122468	86145/ 128387	6743	84.9	100	Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
0122	Железа хлорид	0.0000032/1.E-7	0.0060002/0.00024	113558/ 191029	87581/ 129453	0367	15.1		База Бурения
0128	Кальций оксид (Негашеная известь)	0.040637/0.0121911	0.040637/0.0121911	*/*	*/*	1280	100	100	КОС Тенгиз
0143	Марганец и его соединения	0.0000274/3.E-7	0.0026881/0.0000269	113558/ 191029	89387/ 131027	9558	2.7	100	База Бурения
						0441	32.9		CP-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
						7524	15.1		Новая промбаза ТШО
						7830	14.5		Подрядные организации на площадках ОП
						0367	5.4		Подрядные организации на площадках ОП
						9213	5.2		База Бурения
						9565	2.1		Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						6743	1.9		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9915	1.5		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						9497	1.3		Подрядные организации на площадках ОП
						7580	1.1		Модернизация системы воздуха на КТЛ1
						0329	1.1		Подрядные организации на площадках ОП
						7835	1.1		Вахтовый поселок ТШО
						0350	1		Подрядные организации на площадках ОП
						7783	1		Промбаза ТШО
						9270	0.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9498	0.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7998	0.9		КТЛ У700 Установка водяной промывки
						0645	0.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9913	0.8		База Бурения
						9922	0.8		Подрядные организации на площадках ОП
						9916	0.8		Подрядные организации на площадках ОП
						0170	0.6		Промбаза ТШО
						9564	0.5		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)						
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада								
							ЖЗ	СЗЗ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
0146	Медь (II) оксид	9.1186E-8/1.8237E-9	0.0000074/1.E-7	113558/ 191029	65812/ 107591	9565	38	73.4	Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2						
						9564	9.5	18.4		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2					
						9598	17.5	7.3			Модернизация надземного оборудования системы закачки сточных вод				
						7830	14.8					Подрядные организации на площадках ОП			
						0441	12.7						Новая промбаза ТШО		
						9913	5.6							Подрядные организации на площадках ОП	
0150	Натр едкий	0.0002238/0.0000022	0.0415388/0.0004154	113558/191029	87581/129453	1280	36.2	100	КОС Тенгиз						
						6874	43.9			Установка 900. Химреагентное хозяйство					
						8011	16.9				ЗТП				
0154	Натрий гипохлорид	6.0000E-7/5.7399E-8	0.0004887/0.0000489	113558/ 191029	87581/ 129453	1280	45.2	100	КОС Тенгиз						
						6874	54.6			Установка 900. Химреагентное хозяйство					
0164	Никель оксид	0.0000033/3.2873E-8	0.0004678/0.0000047	113558/ 191029	81513/ 126257	0441	94.3	98.3	Новая промбаза ТШО						
						9565	2.8			Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2					
0168	Олово (II) оксид	0.006322/0.0012644	0.006322/0.0012644	*/*	*/*	9504	100	100	Строительство противопожарного водопровода от Оркен до ПТШО						
0184	Свинец и его неорганические соединения	2.E-7/2.061E-10	0.0009801/0.000001	113558/ 191029	89387/ 131027	9504	92.9	100	Строительство противопожарного водопровода от Оркен до ПТШО						
						6743	7.1			Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам					
0190	Сурьма (III) оксид	0.000364/0.0000728	0.000364/0.0000728	*/*	*/*	9504	100	100	Строительство противопожарного водопровода от Оркен до ПТШО						
0203	Хром шестивалентный	9.0000E-7/1.3955E-8	0.0001199/0.0000018	113558/ 191029	89387/ 131027	9548	2.9	100	Ремонт дымовой трубы СК						
						9915	43.9			Подрядные организации на площадках ОП					
						9498	26.8				КТЛ У700 Установка водяной промывки				
						0441	16.7					Новая промбаза ТШО			
9497	7		Модернизация системы воздуха на КТЛ1												
0207	Цинк оксид	0.005773/0.0028865		0.005773/0.0028865	*/*	*/*	9598	100	100	Модернизация надземного оборудования системы закачки сточных вод					
0287	Цинк карбонат	0.041934/0.0083868	0.041934/0.0083868	*/*	*/*	6743	100	100	Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам						
0301	Азота диоксид	0.0418698/0.008374	0.627176/0.1254352	113558/ 191029	81513/ 126257	2229		3.1	База ПБР						
						2230		3.1		База ПБР					
						2013	2.3	3			ЗТП				
						2012	2.3	3				ЗТП			
						2011	2.3	2.9					ЗТП		
						2010	2.3	2.9						ЗТП	
						3783	3.6	2.7							Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2280		2.4							
2272		2.4	База ПБР												

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						2274		2.4	База ПБР
						2312		2.2	База ПБР
						2276		2.1	База ПБР
						2278		2.1	База ПБР
						4515		2.1	Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						2259		1.9	База ПБР
						1127	1.8	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2236		1.7	База ПБР
						2238		1.7	База ПБР
						2256		1.6	База ПБР
						1116	2.3	1.5	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2035		1.3	ЗТП
						2033		1.3	ЗТП
						2031		1.2	ЗТП
						2071		1.2	ЗТП
						2049		1.2	ЗТП
						0487	4.1		ЗВП
						0488	4		ЗВП
						0154	2.7		ТГТЭС-1
						0153	2.7		ТГТЭС-1
						0152	2.7		ТГТЭС-1
						0151	2.7		ТГТЭС-1
						0216	2.5		ТГТЭС-2
						1077	2.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1078	2.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						0825	1.8		Главный склад
						0132	1.4		ТГТЭС-2
						0131	1.4		ТГТЭС-2
						0412	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						0413	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						0489	1		ННЭ
						0481	1		ННЭ
						5002	0.9		Подрядные организации на площадках ОП
						4763	0.9		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
0302	Азотная кислота	0.0000588/0.0000235	0.002523/0.0010092	113558/ 191029	81513/ 126257	0457	98.6	100	Новая промбаза ТШО
0303	Аммиак	0.0002747/0.0000549	0.0381075/0.0076215	113558/ 191029	84524/ 127554	6734		77.8	КОС Тенгиз
						6735		19.9	КОС Тенгиз
						6437	97.4		Тенгизский экоцентр
0304	Азота оксид	0.00343/0.001372	0.050951/0.0203804	113558/ 191029	81513/ 126257	2229		3.1	База ПБР
						2230		3.1	База ПБР
						2013	2.3	3	ЗТП
						2012	2.3	3	ЗТП
						2011	2.3	2.9	ЗТП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						2010	2.3	2.9	ЗТП
						3783	3.6	2.7	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2280	2.4	2.4	База ПБР
						2272		2.4	База ПБР
						2274		2.4	База ПБР
						2312		2.2	База ПБР
						2276		2.1	База ПБР
						2278		2.1	База ПБР
						4515		2.1	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2259		1.9	База ПБР
						1127	1.8	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2236		1.7	База ПБР
						2238		1.7	База ПБР
						2256		1.6	База ПБР
						1116	2.3	1.5	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2035		1.3	ЗТП
						2033		1.3	ЗТП
						2031		1.2	ЗТП
						2071		1.2	ЗТП
						2049		1.2	ЗТП
						0487	4.1		ЗВП
						0488	4		ЗВП
						0154	2.6		ТГТЭС-1
						0153	2.6		ТГТЭС-1
						0152	2.6		ТГТЭС-1
						0151	2.6		ТГТЭС-1
						0216	2.4		ТГТЭС-2
						1077	2.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1078	2.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						0825	1.8		Главный склад
						0132	1.4		ТГТЭС-2
						0131	1.4		ТГТЭС-2
						0412	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						0413	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						0489	1		ННЭ
						0481	1		ННЭ
						5002	0.9		Подрядные организации на площадках ОП
						4763	0.9		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
0316	Соляная кислота	0.0000526/0.0000105	0.0023429/0.0004686	113558/ 191029	81513/ 126257	0457	94.3	92.2	Новая промбаза ТШО
						6720	3.3	6	УНЩ
0322	Серная кислота	0.0000039/0.0000012	0.0000867/0.000026	113558/ 191029	81513/ 126257	6713	59.5	57.6	ЗВП
						6874	8.7	31.5	Установка 900. Химреагентное хозяйство
						0457		8	Новая промбаза ТШО
						8003	26.9		ЗТП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0326	Озон	2.E-7/2.6028E-8	0.0000079/0.0000013	113558/ 191029	65812/ 107591	9565	24	77.3	Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2 Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2 Новая промбаза ТШО Подрядные организации на площадках ОП Подрядные организации на площадках ОП
						9564	6	19.3	
						0441	38.3		
						7830	23.4		
						9913	3.6		
0328	Сажа	0.0022643/0.0003397	0.0589662/0.0088449	113558/ 191029	66600/ 111343	1078	4.7	38.7	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Товарный парк СУГ ЗВП ЗВП ЗТП ЗТП ЗТП ЗВП Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам Установка 600. Склад серы ЗТП ЗТП ЗТП ЗТП Подрядные организации на площадках ОП ЗТП ЗТП ЗТП
						1077	5.2	29.8	
						1116	5	16.5	
						1127	4.1	10.2	
						0127	8.1		
						0130	8		
						0126	7.9		
						0129	7.9		
						0128	7.9		
						0163	5.6		
						0491	3.5		
						0312	3.1		
						2000	2		
						2003	1.8		
						2006	1.6		
						0311	1.1		
						6759	0.7		
						6252	0.5		
						2004	0.5		
						2001	0.5		
						0826	0.5		
						5297	0.5		
						2002	0.5		
						2031	0.4		
						2071	0.4		
0330	Сера диоксид	0.0176642/0.0088321	0.2963451/0.1481725	113558/191029	83412/126998	0099	17.4	20.4	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов ЗВП ЗВП ЗВП Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство Установка 1000. Факельное хозяйство ТГТЭС-2
						0113	10.2	14.1	
						0310	9.1	10.6	
						0491	7.9	8.9	
						0312	7.8	8.8	
						0128	3.2	4.1	
						0129	3.2	4.1	
						0127	3.2	4	
						0126	3.2	3.9	
						0130	3.1	3.9	
						0216	1	1.1	

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0152	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						0151	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						6252		1.1	Установка 600. Склад серы
						0154	0.9	1	ТГТЭС-1
						0153	0.9	1	ТГТЭС-1
						0489	0.4	0.5	ННЭ
						0481	0.4	0.5	ННЭ
						4473		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.4	База Бурения
						2102	5.1	0.3	Объекты ЗСГТП
						0825		0.3	Главный склад
						0826		0.3	Главный склад
						0487		0.3	ЗВП
						0131		0.2	ТГТЭС-2
						1169	1.3		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						2020	1.3		ЗТП
						3783	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2101	0.6		Объекты ЗСГТП
						2100	0.6		Объекты ЗСГТП
						6759	0.5		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
1170	0.4		Промысел. Отработка скважин обратным потоком						
0331	Сера элементарная	0.001194/0.0000836	0.1000915/0.0070064	113558/ 191029	79939/ 125562	6160	42.9	44.6	Установка 600. Склад серы
0333	Сероводород	0.0335908/0.0002687	0.6735496/0.0053884	113558/ 191029	84524/ 127554	6802	38.1	37.7	Установка 600. Склад серы
						6251	15.5	15	Установка 600. Склад серы
						6289	4.2	6.3	ЗВП
						6075	2.4	5.2	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6293	3.4	5	ЗВП
						6100	2.2	4.7	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6304	3.1	4.6	ЗВП
						6110	1.9	4.3	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6122	1.4	3.8	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6114	1.8	3.4	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6087	1.4	3.3	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6060	2.5	2.9	Промысел. Закачка сырого газа
						8023	2.7	2.1	Объекты СПД
						6295	1.4	2	ЗВП
						6014	1.3	1.9	Промысел. Манифольды
						6015	0.9	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6084		1.7	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
0115			1.6	Установка 600. Склад серы					

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0101		1.6	Установка 600. Склад серы
						0114		1.6	Установка 600. Склад серы
						0100		1.6	Установка 600. Склад серы
						6117		1.6	КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа
						6083		1.5	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6125		1.5	КТЛ 2.3. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6790		1.3	Очистные сооружения КТЛ
						0926		1.3	Установка 600. Склад серы
						0765		1.2	Установка 600. Склад серы
						6603		8.7	ЗВП
						8012		5.4	ЗТП
						8015		3.4	ЗТП
						8009		2.8	ЗТП
						6898		1.2	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6825		1.2	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6900		1.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6827		1.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6016		1	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						0103		0.9	Установка 600. Склад серы
						0215		0.9	Установка 600. Склад серы
0334	Сероуглерод	0.00592/0.0001776	0.00592/0.0001776	*/*	*/*	6087	40.3	40.3	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6110	40.3	40.3	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6091	15.6	15.6	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6114	3.7	3.7	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
0337	Углерод оксид	0.0039153/0.0195767	0.0478727/0.2393633	113558/ 191029	86145/ 128387	0113	10.8	18.1	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0099	10.2	15	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						1127	6.3	7.4	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1116	8.2	5.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6252	0.9	3.1	Установка 600. Склад серы
						0149	1.5	2.8	Котельная воды (WBH)
						1125		1.7	База Бурения
						0310	1.1	1.6	ЗВП
						0130	1	1.5	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0127	1	1.5	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0128	1	1.5	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	1	1.5	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	1	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0163	2.1	1.3	Товарный парк СУГ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0491	1	1.3	ЗВП
						0312	0.8	1.2	ЗВП
						4473		1.2	Подрядные организации на площадках ОП
						0487	1.1	1.1	ЗВП
						0488	1	1	ЗВП
						0216	0.8	1	ТГТЭС-2
						5281		1	Подрядные организации на площадках ОП
						0826		0.9	Главный склад
						0825		0.8	Главный склад
						0151		0.7	ТГТЭС-1
						0152		0.7	ТГТЭС-1
						1077	8.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1078	7.5		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						3783	1.6		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						6759	1.1		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						2009	0.9		ЗТП
						2008	0.9		ЗТП
						2007	0.9		ЗТП
0342	Фтористый водород	0.0000292/6.0000E-7	0.0018095/0.0000362	113558/ 191029	89387/ 131027	0329	7.5	91	Вахтовый поселок ТШО
						9548		9	Ремонт дымовой трубы СК
						7830	32.7		Подрядные организации на площадках ОП
						0441	24.1		Новая промбаза ТШО
						9213	7.5		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						9558	2.7		СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
						0645	2.5		База Бурения
						9565	2.4		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						7998	2.2		Подрядные организации на площадках ОП
						9913	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9922	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9792	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9916	1.7		Подрядные организации на площадках ОП
						9991	1.2		Подрядные организации на площадках ОП
						9799	1.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9787	1.1		Подрядные организации на площадках ОП
						7524	1		Подрядные организации на площадках ОП
						9270	0.7		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						6387	0.7		Объекты ЖД
						9564	0.6		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	6.0000E-7/1.E-7	0.0001862/0.0000372	113558/ 191029	89387/ 131027	9558	8.8	100	СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						7830	24.5		Подрядные организации на площадках ОП
						9913	6.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9922	6.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9916	6.5		Подрядные организации на площадках ОП
						9213	5.5		Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						9915	5.3		Подрядные организации на площадках ОП
						9991	4.2		Подрядные организации на площадках ОП
						0441	4.1		Новая промбаза ТШО
						9799	4		Подрядные организации на площадках ОП
						9787	4		Подрядные организации на площадках ОП
						9498	3.2		КТЛ У700 Установка водяной промывки
						9792	2.7		Подрядные организации на площадках ОП
						0329	2.4		Вахтовый поселок ТШО
						9692	2		Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение
						9715	2		Подготовка площадки для БУ. ПКС47-1 (Т-6549, Т-5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351) / Обустройство ПКС 47-1. Т-6549, Т-5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351 / ГЗУ14 расширение (корректировка)
						7998	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7524	1.5		Подрядные организации на площадках ОП
0348	Ортофосфорная кислота	0.0000821/0.0000016	0.0400834/0.0008017	113558/ 191029	87581/ 129453	1280	96.7	100	КОС Тенгиз
0370	Углерода сероокись	0.0000168/0.0000017	0.0002783/0.0000278	167221/122468	81513/126257	6403	56	44.7	Резервуарный парк
						0946	16.9	29.5	Резервуарный парк
						6075	1	2.5	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6117	0.7	2.5	КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа
						6087	1	2.3	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6100	1	2.1	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6110	0.9	1.7	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6095	0.4	1.6	КТЛ 1. Установка 700. Установка переработки газа
						6122	0.5	1.5	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6289	1.6	1.3	ЗВП
						6127	0.3	1.1	КТЛ 2.3. Установка 700. Установка переработки газа
						6292	1.4	1	ЗВП
						6295	1.2	0.8	ЗВП
						6293	1	0.7	ЗВП
						0161		0.7	Резервуарный парк
						6400	0.7	0.6	Резервуарный парк

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6091		0.5	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6272		0.3	М-е Тенгиз. ГЗУ ССНП
						8012	1.4		ЗТП
						8015	1.3		ЗТП
						8009	0.9		ЗТП
						8023	0.6		Объекты СПД
						6060	0.5		Промысел. Закачка сырого газа
						6402	0.3		Резервуарный парк
						6014	0.3		Промысел. Манифольды
						6016	0.3		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						8043	0.3		Объекты СПД
6825	0.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
0402	Бутан	0.000018/0.0036	0.000018/0.0036	*/*	*/*	9918	38.9	38.9	Подрядные организации на площадках ОП
						6658	38.9	38.9	Промысел. Манифольды
						6060	11.1	11.1	Промысел. Закачка сырого газа
						9919	11.1	11.1	Подрядные организации на площадках ОП
						0457	2.6	2.6	Новая промбаза ТШО
0403	Гексан	0.000071/0.00426	0.000071/0.00426	*/*	*/*	9918	76.1	76.1	Подрядные организации на площадках ОП
						9919	23.9	23.9	Подрядные организации на площадках ОП
						9918	75.6	75.6	Подрядные организации на площадках ОП
0405	Пентан	0.000041/0.0041	0.000041/0.0041	*/*	*/*	9919	24.4	24.4	Подрядные организации на площадках ОП
						9919	24.4	24.4	Подрядные организации на площадках ОП
0410	Метан	0.0001122/0.0056113	0.0051021/0.2551046	113558/ 191029	86145/ 128387	6437	94.7	100	Тенгизский экоцентр
						1116	0.7		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
0412	Изобутан	0.000158/0.00237	0.000158/0.00237	*/*	*/*	6658	60.1	60.1	Промысел. Манифольды
						9918	19	19	Подрядные организации на площадках ОП
						6060	15.2	15.2	Промысел. Закачка сырого газа
						9919	5.7	5.7	Подрядные организации на площадках ОП
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0.0005948/0.0297403	0.0102278/0.5113915	167221/ 122468	81513/ 126257	6403	67.5	54.9	Резервуарный парк
						0946	20.3	33.3	Резервуарный парк
						0161	0.5	1.5	Резервуарный парк
						6400	1.7	1.3	Резервуарный парк
						6117	0.4	1.2	КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа
						6095	0.3	1	КТЛ 1. Установка 700. Установка переработки газа
						6127		0.8	КТЛ 2.3. Установка 700. Установка переработки газа
						6771	0.9	0.6	Резервуарный парк
						6402	0.9	0.6	Резервуарный парк
						6145	0.7		ННЭ
						7687	0.6		Подрядные организации на площадках ОП
						6292	0.5		ЗВП
						7719	0.4		Подрядные организации на площадках ОП
						2193	0.4		Объекты ЗСГП
						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.0001626/0.0048781	0.0023813/0.0714378
6403	21.6	18.7	Резервуарный парк						
0946	6.4	12.7	Резервуарный парк						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)						
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада								
							ЖЗ	СЗЗ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
						6771	13.8	10.5	Резервуарный парк						
						6145	6.4	8.9	ННЭ						
						6402	11.7	8.3	Резервуарный парк						
						6147	1	4.6	ННЭ						
						6146	1	4.3	ННЭ						
						6929	1	4.3	ННЭ						
						6362		0.9	ННЭ						
						7727		0.8	Подрядные организации на площадках ОП						
						6721		0.7	ННЭ						
						6122		0.4	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти						
						7687	5		Подрядные организации на площадках ОП						
						7719	4.4		Подрядные организации на площадках ОП						
						7727	29.3	55.2	Подрядные организации на площадках ОП						
						6403	30.4	17.8	Резервуарный парк						
0602	Бензол	0.0002471/0.0000741	0.0059221/0.0017766	167221/ 122468	81513/ 126257	0946	9	10.8	Резервуарный парк						
						6400	8.8	4.9	Резервуарный парк						
						6771	5.2	2.5	Резервуарный парк						
						6145	4.1	2.3	ННЭ						
						6402	4.5	2.1	Резервуарный парк						
						7687	3.2		Подрядные организации на площадках ОП						
						7719	2.8		Подрядные организации на площадках ОП						
						0616	Ксилол	0.0006717/0.0001343	0.0411878/0.0082376	113558/ 191029	87581/ 129453	9549	3.4	60.5	Ремонт дымовой трубы СК
												0731	0.8	18.5	Вахтовый поселок ТШО
												0724	2.2	15.6	Вахтовый поселок Шанырак
												9558	1	4.9	СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
												6437	32.6		Тенгизский экоцентр
												9792	12		Подрядные организации на площадках ОП
												9498	4.3		КТЛ У700 Установка водяной промывки
												9915	4.2		Подрядные организации на площадках ОП
7831	3.8		Подрядные организации на площадках ОП												
7779	3.8		Подрядные организации на площадках ОП												
7792	3.7		Подрядные организации на площадках ОП												
7584	3.5		Подрядные организации на площадках ОП												
7538	3.2		Подрядные организации на площадках ОП												
6755	2.9		ЗВП												
7998	2.8		Подрядные организации на площадках ОП												
9214	2.7		Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД												
7805	1.9		Подрядные организации на площадках ОП												
9923	1.5		Подрядные организации на площадках ОП												
6100	1.4		КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти												
9890	1.2		Расширение манифольда на ГЗУ-12												

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)	
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
						9565	0.8		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2	
						6122	0.7			КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						7818	0.7			
0621	Толуол	0.000401/0.0002406	0.008693/0.0052158	113558/ 191029	87581/ 129453	0731	0.9	67.9	Вахтовый поселок ТШО	
						0724	0.9	19.8	Вахтовый поселок Шанырак	
						9558		12.3	СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен	
						6437	30.2		Тенгизский экоцентр	
						6403	11.4		Резервуарный парк	
						6400	10.3		Резервуарный парк	
						6771	6.1		Резервуарный парк	
						6402	5.2		Резервуарный парк	
						6145	5.1		ННЭ	
						0946	3.4		Резервуарный парк	
						7719	3.1		Подрядные организации на площадках ОП	
						7687	2.8		Подрядные организации на площадках ОП	
						7779	2.3		Подрядные организации на площадках ОП	
						7792	2.2		Подрядные организации на площадках ОП	
						7831	2.1		Подрядные организации на площадках ОП	
						7805	1.9		Подрядные организации на площадках ОП	
						7579	1.3		Подрядные организации на площадках ОП	
						9565	1		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2	
						9792	1		Подрядные организации на площадках ОП	
						9890	1		Расширение манифольда на ГЗУ-12	
7818	0.8		Подрядные организации на площадках ОП							
6147	0.8		ННЭ							
6146	0.8		ННЭ							
6929	0.8		ННЭ							
0623	1,3,5-Триметилбензол	0.000002/2.E-7	0.0001111/0.0000111	167221/ 122468	74890/ 122088	8021	69.2	81.8	Объекты СПД	
						8009	30.8	18.2	ЗТП	
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0000368/0.0000015	0.001042/0.0000417	113558/ 191029	86145/ 128387	6100	20.5	29.9	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти	
						8021	31.9	21.5	Объекты СПД	
						6122	11.3	20.9	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти	
						6075	11	16.2	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти	
						6289	7.3	7.3	ЗВП	
8009	14.6		ЗТП							
0627	Этилбензол	0.0005126/0.0000103	0.0230044/0.0004601			6437	93.4	99.9	Тенгизский экоцентр	

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				113558/ 191029	86145/ 128387	6100	2.9		КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
0703	Бенз/а/пирен	0.0001662/1.6621E-9	0.0062691/6.2690E-8	113558/ 191029	81513/ 126257	2272	1.9	5.8	База ПБР
						2274	1.9	5.8	База ПБР
						2229	1.6	5.1	База ПБР
						2230	1.6	5.1	База ПБР
						2259		3.7	База ПБР
						2035	1.9	2.7	ЗТП
						2033	1.9	2.7	ЗТП
						2236		2.7	База ПБР
						2238		2.7	База ПБР
						2049	1.9	2.5	ЗТП
						2047	1.9	2.5	ЗТП
						2027	1.9	2.3	ЗТП
						2025	1.9	2.3	ЗТП
						2023	1.9	2.3	ЗТП
						2031		2.2	ЗТП
						2071		2.2	ЗТП
						3783	2.1	2	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2039	1.8	1.9	ЗТП
						2041	1.8	1.9	ЗТП
						2043	1.8	1.9	ЗТП
						2045	1.8	1.9	ЗТП
						2280		1.8	База ПБР
						4515		1.7	Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						2240		1.6	База ПБР
						2242		1.6	База ПБР
						6759	3.5		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						0826	2.7		Главный склад
6252	2.5		Установка 600. Склад серы						
5297	2.5		Подрядные организации на площадках ОП						
0825	2.1		Главный склад						
6431	1.9		Тенгизский экоцентр						
0488	1.8		ЗВП						
0487	1.8		ЗВП						
2115	1.6		Объекты ЗСГТП						
0708	Нафталин	0.0001204/8.0000E-7	0.0057292/0.0000401	113558/ 191029	81513/ 126257	6100	35.9	37.5	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6122	19.7	26.8	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6075	19.2	20.1	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6289	25.2	15.5	ЗВП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0827	Винилхлорид	0.020798/0.0020798	0.020798/0.0020798	*/*	*/*	9271	42.4	42.4	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						9915	29.8	29.8	Подрядные организации на площадках ОП
						9261	27.8	27.8	Подрядные организации на площадках ПБР/ПГУД
0906	Четыреххлористый углерод	0.000041/0.000164	0.000041/0.000164	*/*	*/*	0317	100	100	ЗВП
0938	1,1,1,2-Тetraфторэтан (Фреон-134А)	0.039404/0.09851	0.039404/0.09851	*/*	*/*	0278	100	100	Вахтовый поселок Шанырак
1042	Бутиловый спирт	0.0001499/0.000015	0.0252836/0.0025284	167221/ 122468	87581/ 129453	0731		74.5	Вахтовый поселок ТШО
						0724		25.5	Вахтовый поселок Шанырак
						7579	91.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9792	2.9		Подрядные организации на площадках ОП
1051	Изопропиловый спирт	0.0000012/7.0000E-7	0.0000599/0.0000359	113558/ 191029	81513/ 126257	6075	100	100	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
1052	Метанол	0.0004223/0.0004223	0.026131/0.026131	167221/ 122468	79939/ 125562	6150	76	86	Очистные сооружения КТЛ
						6710	19.1	12	Установка 900. Химреагентное хозяйство
1061	Этиловый спирт	0.0000031/0.0000154	0.0024145/0.0120724	113558/ 191029	89387/ 131027	9549	55.8	84.2	Ремонт дымовой трубы СК
						0731	8.7	15.8	Вахтовый поселок ТШО
						0724	11.6		Вахтовый поселок Шанырак
						9465	5		Т-6246 КРС и изменение маршрута выкидной линии. 2-очередь
						9792	4.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7579	4.1		Подрядные организации на площадках ОП
						8014	1.5		ЗТП
						7831	1.3		Подрядные организации на площадках ОП
						9598	1.2		Модернизация надземного оборудования системы закачки сточных вод
						7563	1.2		Подрядные организации на площадках ОП
						1078	Этиленгликоль	0.0002186/0.0002186	0.009371/0.009371
6603	50		ЗВП						
6150	38.6		Очистные сооружения КТЛ						
8025	2.3		Объекты СПД						
8024	2		Объекты СПД						
8017	1.5		ЗТП						
8045	0.8		ЗТП						
7563	1.2		Подрядные организации на площадках ОП						
1119	Этилцеллозольв	0.0000147/0.0000103	0.0075005/0.0052503	113558/191029	89387/131027	9549	36.1	87.3	Ремонт дымовой трубы СК
						0731	3.9	11.3	Вахтовый поселок ТШО
						7998	26.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9565	7.6		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9923	5.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9890	5.4		Расширение манифольда на ГЗУ-12
						0724	4.3		Вахтовый поселок Шанырак

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						9564	1.9		T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9566	1.9		T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9465	1.7		T-6246 КРС и изменение маршрута выкидной линии. 2-очередь
1210	Бутилацетат	0.0003717/0.0000372	0.0494487/0.0049449	167221/ 122468	104023/ 94252	7579	91.9	99.3	Подрядные организации на площадках ОП
						9565	1.4		T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9792	1		Подрядные организации на площадках ОП
						9598	0.9		Модернизация надземного оборудования системы закачки сточных вод
1240	Этилацетат	0.0000145/0.0000015	0.0014054/0.0001405	167221/ 122468	65812/ 107591	9565	47.5	76.9	T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9566	11.9	19.2	T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9465	16.5		T-6246 КРС и изменение маршрута выкидной линии. 2-очередь
						7805	8.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7792	5.2		Подрядные организации на площадках ОП
						7779	4.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7831	3		Подрядные организации на площадках ОП
1317	Ацетальдегид	0.00034/0.0000034	0.00034/0.0000034	*/*	*/*	1268	94.4	94.4	Вахтовый поселок ТШО
						0276	5.3	5.3	Вахтовый поселок Шанырак
1325	Формальдегид	0.0012315/0.0000616	0.0306983/0.0015349	113558/ 191029	81513/ 126257	2230	2	4.4	База ПБР
						2229	2	4.4	База ПБР
						2272	0.8	3.4	База ПБР
						2274	0.8	3.4	База ПБР
						2280		3.1	База ПБР
						3783	6.1	2.8	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2312		2.8	База ПБР
						2259	1.7	2.7	База ПБР
						2276		2.7	База ПБР
						2278		2.7	База ПБР
						2238	1.4	2.4	База ПБР
						2236	1.4	2.4	База ПБР
						2256		2.1	База ПБР
						4515	1.2	1.9	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2035	0.8	1.8	ЗТП
						2033	0.8	1.8	ЗТП
						2031		1.8	ЗТП
						2071		1.8	ЗТП
						2049	0.8	1.7	ЗТП
						2047	0.8	1.7	ЗТП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						2023		1.6	ЗТП
						2025		1.6	ЗТП
						2027		1.6	ЗТП
						2064	1.6	1.5	ЗТП
						2242		1.4	База ПБР
						6437	15.5		Тенгизский экоцентр
						0825	3.8		Главный склад
						4473	1.4		Подрядные организации на площадках ОП
						4763	1.3		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						0826	1.3		Главный склад
						4511	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						1125	1.1		База Бурения
						3782	1.1		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						5297	1		Подрядные организации на площадках ОП
						4757	0.9		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						3786	0.8		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
1328	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)	0.0000015/4.3796E-8	0.0000498/0.0000015	167221/ 122468	74890/ 122088	8014	100	100	ЗТП
1334	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)	0.0000536/0.0000016	0.0027839/0.0000835	113558/ 191029	81513/ 126257	6075	100	100	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
1401	Ацетон	0.0000851/0.0000298	0.0174582/0.0061104	113558/ 191029	87581/ 129453	9549	11.6	61.1	Ремонт дымовой трубы СК
						0731	3.2	22	Вахтовый поселок ТШО
						0724	6.1	12.9	Вахтовый поселок Шанырак
						9792	15.7		Подрядные организации на площадках ОП
						7998	9.4		Подрядные организации на площадках ОП
						7831	7.4		Подрядные организации на площадках ОП
						7779	7.3		Подрядные организации на площадках ОП
						7792	7		Подрядные организации на площадках ОП
						7805	5.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9923	4.3		Подрядные организации на площадках ОП
						9565	4		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9890	3.2		Расширение манифольда на ГЗУ-12
						9916	2.5		Подрядные организации на площадках ОП
						9558	2.5		СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
						7818	2.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9693	1.7		Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						9716	1.7		Подготовка площадки для БУ. ПКС47-1 (Т-6549, Т-5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351) / Обустройство ПКС 47-1. Т-6549, Т-5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351 / ГЗУ14 расширение (корректировка)
						9564	1		
1555	Уксусная кислота	0.0000258/0.0000052	0.0005691/0.0001138	167221/ 122468	83412/ 126998	6305	56.7	76.9	ЗВП
						8019	28.3	9.8	ЗТП
						6100	3.3	5.1	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						8014	8	2.8	ЗТП
						6075		2.7	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
1580	Лимонная кислота	0.006647/0.0006647	0.006647/0.0006647	*/*	*/*	1280	100	100	КОС Тенгиз
1605	Морфолин (Диэтиленамидоксид)	0.0000244/2.Е-7	0.0008325/0.0000083	167221/ 122468	74890/ 122088	8014	100	100	ЗТП
1702	Бутилмеркаптан	0.0086369/0.0000035	0.1959038/0.0000784	167221/ 122468	79939/ 125562	7727	23.8	45.6	Подрядные организации на площадках ОП
						6403	15	8.9	Резервуарный парк
						6400	11.2	6.3	Резервуарный парк
						0946	4.5	5.5	Резервуарный парк
						6139	4	5.3	Резервуарный парк
						6145	4.9	4.3	ННЭ
						6122	1.7	3.4	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6771	6.8	3.2	Резервуарный парк
						6075	1.6	3	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6402	5.7	2.7	Резервуарный парк
						6100	1.6	2.7	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6147		2.4	ННЭ
						6146		2.1	ННЭ
						8043	7.8		Объекты СПД
7687	4		Подрядные организации на площадках ОП						
7719	3.1		Подрядные организации на площадках ОП						
1706	Диметилдисульфид	0.0000098/0.0000068	0.0002052/0.0001436	167221/122468	86145/128387	6292	40.1	52.6	ЗВП
						8011	45.2	15.1	ЗТП
						6072	4.7	8.8	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						6071	4.7	8.8	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						6095	2.4	8	КТЛ 1. Установа 700. Установа переработки газа
						6127		6.2	КТЛ 2.3. Установа 700. Установа переработки газа
1707	Диметилсульфид	0.0000018/0.0000Е-8	0.0000018/0.0000Е-8	*/*	*/*	0457	100	100	Новая промбаза ТШО
1715	Метилмеркаптан	0.0003176/0.0000019	0.0054311/0.0000326	113558/ 191029	79939/ 125562	6403	43.8	30.4	Резервуарный парк
						0946	13.1	22.4	Резервуарный парк
						6095	1.3	5.7	КТЛ 1. Установа 700. Установа переработки газа

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6117	1.3	5.5	КТЛ 2. Установа 700. Установа переработки газа
						0457	1.5	3.5	Новая промбаза ТШО
						6289	3	3.3	ЗВП
						6127	0.7	2.8	КТЛ 2.3. Установа 700. Установа переработки газа
						6075	1	2.7	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6100	1	2.5	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6122		1.7	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6292	1.4	1.4	ЗВП
						0161		1.1	Резервуарный парк
						6293	1	0.9	ЗВП
						6010		0.8	Промысел. Манифольды
						0126	0.7	0.7	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0128	0.7	0.7	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0127	0.7	0.7	Установа 1000. Факельное хозяйство
						6011		0.7	Промысел. Манифольды
						6012		0.7	Промысел. Манифольды
						0491	0.9	0.6	ЗВП
						0312	0.9	0.6	ЗВП
						0129	0.7	0.6	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0130	0.7	0.6	Установа 1000. Факельное хозяйство
						6658		0.6	Промысел. Манифольды
						6495		0.6	КТЛ 1, КТЛ 2. Улавливание факельных сбросов
						8015	1.7		ЗТП
						8012	1.6		ЗТП
						8009	1.3		ЗТП
						6060	0.7		Промысел. Закачка сырого газа
						6400	0.7		Резервуарный парк
						6014	0.6		Промысел. Манифольды
						8023	0.6		Объекты СПД
1716	Смесь природных меркаптанов	0.0001381/6.9026E-9	0.0060019/3.E-7	113558/ 191029	81513/ 126257	0457	100	100	Новая промбаза ТШО
1720	Пропилмеркаптан	0.0267299/0.000004	0.4564861/0.0000685	167221/ 122468	79939/ 125562	6403	44.4	35	Резервуарный парк
						0946	13.4	21.8	Резервуарный парк
						6139	7.5	13.1	Резервуарный парк
						6400	8.3	6.2	Резервуарный парк
						6145	3.7	4.3	ННЭ
						6771	6.4	4	Резервуарный парк
						6402	4.2	2.7	Резервуарный парк
						6147	0.5	2.4	ННЭ
						6146	0.5	2.1	ННЭ
						6929	0.5	2.1	ННЭ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6720	0.4	1	УНЩ
						7727		0.7	Подрядные организации на площадках ОП
						7687	3		Подрядные организации на площадках ОП
						7719	2.3		Подрядные организации на площадках ОП
1728	Этилмеркаптан	0.0148615/7.0000E-7	0.2352736/0.0000118	113558/ 191029	81513/ 126257	6403	31.6	19.1	Резервуарный парк
						0946	9.4	16	Резервуарный парк
						6289	4.5	6.8	ЗВП
						6117	0.8	3.8	КТЛ 2. Установа 700. Установа переработки газа
						6095		3.7	КТЛ 1. Установа 700. Установа переработки газа
						0128	2.7	3.3	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0126	2.7	3.2	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0127	2.6	3.2	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0129	2.6	3.1	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0130	2.6	2.9	Установа 1000. Факельное хозяйство
						6127		2.8	КТЛ 2.3. Установа 700. Установа переработки газа
						6292	1.9	2.7	ЗВП
						6100	0.8	2.6	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6075	0.8	2.6	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						0491	2.1	2	ЗВП
						0312	2.1	2	ЗВП
						6122		2	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6400	1.9	1.3	Резервуарный парк
						6771	1.9	1.2	Резервуарный парк
						6145	0.9	1.2	ННЭ
						6293	0.8	1	ЗВП
						6266		1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССНП
						6930		0.7	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанации
						6071		0.6	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанации
						6015		0.6	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						8009	1.9		ЗТП
						8012	1.7		ЗТП
						8015	1.6		ЗТП
						6402	0.9		Резервуарный парк
						0004	0.9		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						0002	0.9		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						0003	0.8		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
1852	Моноэтанолламин	0.0000219/0.0000044	0.0007615/0.0001523	167221/ 122468	74890/ 122088	8019	70.8	72.1	ЗТП
						8011	29.2	27.9	ЗТП
1870	Аминоциклогексан	0.0000244/2.E-7	0.0008325/0.0000083	167221/122468	74890/122088	8014	100	100	ЗТП
1880	Диэтанолламин	0.0055687/0.0002784	0.0885097/0.0044255	167221/ 122468	83412/ 126998	6603	89.3	99.5	ЗВП
						6162	5.3		Промысел. Закачка промсточных вод

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2704	Бензин	0.001452/0.00726	0.001452/0.00726	*/*	*/*	8045	2.6		ЗТП
						1112	99.1	99.1	Учебно-тренировочный полигон ПАС
						5770	0.6	0.6	Подрядные организации на площадках ОП
2715	Ингибитор коррозии ВНХ-1	0.008939/0.0134085	0.008939/0.0134085	*/*	*/*	3752	0.3	0.3	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						6874	99.6	99.6	Установка 900. Химреагентное хозяйство
						6873	0.4	0.4	Установка 900. Химреагентное хозяйство
2732	Керосин	8.0000E-7/0.000001	0.0000475/0.000057	167221/ 122468	106988/ 107915	9751	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9756	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9761	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9766	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9771	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9776	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9784	14.1	14.3	Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
2735	Масло минеральное нефтяное	0.0004948/0.0000247	0.0143248/0.0007162	113558/ 191029	87581/ 129453	0420	24.4	51.7	Объекты ЖД
						8007	20.6	20.1	ЗТП
						6292	5	3.9	ЗВП
						6137	4	3.6	ТГТЭС-2
						8011	6.8	3.4	ЗТП
						8009	7.4	3.2	ЗТП
						8001	4.4	2.5	ЗТП
						2315	1.2	2.3	Базовая подстанция
						8012	3.5	1.5	ЗТП
						6716	2	1.4	ЗВП
						0795	3.5	1	ЗВП
						6394		0.7	Объекты ЖД
						5371	4		Подрядные организации на площадках ОП
						7843	3.2		Подрядные организации на площадках ОП
						7615	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7727	1.5		Подрядные организации на площадках ОП
8013	1.3		ЗТП						
6081	1		Установка 800. Установка обработки кислой воды						
2750	Сольвент нефтяной	0.0000919/0.0000184	0.0113058/0.0022612	167221/ 122468	89387/ 131027	9549	1.9	100	Ремонт дымовой трубы СК
						7805	59.2		Подрядные организации на площадках ОП
						7818	24.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7584	4.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7831	1.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7779	1.8		Подрядные организации на площадках ОП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2752	Уайт-спирит	0.0000466/0.0000466	0.0040342/0.0040342	113558/ 191029	89387/ 131027	7792	1.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9549	4.9	70.6	Ремонт дымовой трубы СК
						0731	1.7	29.1	Вахтовый поселок ТШО
						9498	12.2		КТЛ У700 Установка водяной промывки
						9915	11.8		Подрядные организации на площадках ОП
						9214	11.4		Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						7584	10.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7538	8.6		Подрядные организации на площадках ОП
						7831	7.4		Подрядные организации на площадках ОП
						7779	6.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7792	6.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9565	2.5		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9923	2		Подрядные организации на площадках ОП
						0724	1.9		Вахтовый поселок Шанырак
						9890	1.7		Расширение манифольда на ГЗУ-12
						9598	1.5		Модернизация надземного оборудования системы закачки сточных вод
						9558	1.5		СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
7563	1		Подрядные организации на площадках ОП						
9689	0.9		Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение						
2754	Углеводороды предельные С12-С19	0.0137812/0.0137812	0.2026237/0.2026237	167221/ 122468	81513/ 126257	6145	9.9	14.8	ННЭ
						6304	7.3	11.8	ЗВП
						6790	5.1	11	Очистные сооружения КТЛ
						6400	18	10	Резервуарный парк
						6146	1.5	7.1	ННЭ
						6929	1.5	7.1	ННЭ
						6147	1.5	6.6	ННЭ
						6771	10.8	5.6	Резервуарный парк
						6402	9.1	3.4	Резервуарный парк
						6362	0.4	1.5	ННЭ
						7840		1.2	Подрядные организации на площадках ОП
						6721		1.2	ННЭ
						6252	0.4	1.1	Установка 600. Склад серы
						9792	0.3	1.1	Подрядные организации на площадках ОП
						4473		0.8	Подрядные организации на площадках ОП
						7788		0.8	Подрядные организации на площадках ОП
						0825	0.4	0.7	Главный склад
0826		0.7	Главный склад						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						7801		0.7	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.6	База Бурения
						6363		0.5	ННЭ
						6380		0.4	ННЭ
						6379		0.4	ННЭ
						5297		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						6337		0.3	База Бурения
						7687	7.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7719	6.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9335	2.1		Подрядные организации на площадках ОП
						6759	0.8		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						6603	0.7		ЗВП
						6740	0.7		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						6738	0.7		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						6739	0.7		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						6737	0.7		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						3783	0.6		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
7814	0.3		Подрядные организации на площадках ОП						
7827	0.3		Подрядные организации на площадках ОП						
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"	0.0001211/0.0000605	0.0060635/0.0030317	167221/ 122468	65812/ 107591	6900	14	44.8	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6898	14.2	32.2	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6825	14.6	14.3	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6827	12.8	2.7	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6027	1	1	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6100	6.8		КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6075	6.3		КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6122	3.8		КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						8021	2.9		Объекты СПД
						6041	2.9		М-е Королевское. КГЗУ
						6125	2.4		КТЛ 2.3. Установа 300. Установа сероочистки газа
						6025	1.4		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6033	1.2		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6028	1.1		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6029	1		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6034	1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССНП
						6031	1		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6030	0.9		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6035	0.9		М-е Тенгиз. ГЗУ ССНП
						6037	0.8		М-е Тенгиз. ГЗУ ССНП
						6026	0.8		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6032	0.8		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						8009	0.8		ЗТП
						6084	0.7		КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6083	0.7		КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
2817	Диспергатор НФ	2.E-7/3.2788E-9	0.000013/3.E-7	113558/ 191029	81513/ 126257	6874	99.7	99.7	Установка 900. Химреагентное хозяйство
2868	Эмульсол	0.009849/0.0004925	0.009849/0.0004925	*/*	*/*	0441	97.1	97.1	Новая промбаза ТШО
						0278	2.9	2.9	Вахтовый поселок Шанырак
2902	Взвешенные частицы	0.0000353/0.0000177	0.0089372/0.0044686	167221/ 122468	89387/ 131027	9549	0.8	89.9	Ремонт дымовой трубы СК
						9551		8.2	Ремонт дымовой трубы СК
						7805	15.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7779	7.4		Подрядные организации на площадках ОП
						7792	7		Подрядные организации на площадках ОП
						7831	6.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7998	6.7		Подрядные организации на площадках ОП
						7818	6.7		Подрядные организации на площадках ОП
						9991	6.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9498	4.9		КТЛ У700 Установка водяной промывки
						0441	4.1		Новая промбаза ТШО
						9792	4		Подрядные организации на площадках ОП
						9915	3.5		Подрядные организации на площадках ОП
						9214	3		Подрядные организации на площадках ПБР/ПЛУД
						7828	2.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7789	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7802	1.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7841	1.8		Подрядные организации на площадках ОП
						9799	1.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9787	1.6		Подрядные организации на площадках ОП
						9272	1.3		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						9913	1.2		Подрядные организации на площадках ОП
						9597	1		Программа демонтажа зданий
						9916	1		Подрядные организации на площадках ОП
						9923	0.7		Подрядные организации на площадках ОП
						0443	0.7		Новая промбаза ТШО
2907	Пыль неорганическая с сод.SiO <sub>2</sub> более 70%	0.0000236/0.0000035	0.0015677/0.0002351	167221/ 122468	81513/ 126257	9799	56.3	58.4	Подрядные организации на площадках ОП
						7739	27.5	29.8	Подрядные организации на площадках ОП
						7998	10.9	11.2	Подрядные организации на площадках ОП
						6743	2.7		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%	0.001303/0.0003909	0.0872163/0.0261649	167221/ 122468	87581/ 129453	9500		57.5	Строительство противопожарного водопровода от Оркен до ПТШО
						9546		23.5	Модернизация жилых блоков ПТШО
						9505		11.1	Замена сетей теплоснабжения ПТШО
						9558		7.3	СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
						9756	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9766	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9784	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9761	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9771	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9776	5.7		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9565	5.4		T-6646, T-6545, T-6547, T-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9751	5.4		Проект рекультивации 31 участка техногенно нарушенных и загрязненных земель
						9037	3.9		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9030	3.7		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9049	3.3		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
9021	3.2		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района						
9044	2.9		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района						
9010	2.7		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						9493	2.1		Расширение манифольда на ГЗУ-20
						9034	1.8		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						7526	1.7		Подрядные организации на площадках ОП
						9047	1.6		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9028	1.5		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9041	1.4		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9566	1.4		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9564	1.3		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9474	1.3		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						9001	1.3		Рекультивация 101 техногенно нарушенных и загрязненных земель, расположенных на территории месторождений «Тенгизское», «Королевское» и землях запаса Жылыойского района
						6218	1.2		Промбаза ТШО
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> менее 20%	0.0000777/0.0000388	0.0003062/0.0001531	167221/ 122468	73964/ 88277	9198	100	100	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
2921	Пыль поливинилхлорида	0.0045/0.00045	0.0045/0.00045	*/*	*/*	9565	47.6	47.6	Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9688	40.5	40.5	Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение
						9564	11.9	11.9	Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
2930	Пыль абразивная	0.0000482/0.0000019	0.0046744/0.000187	113558/ 191029	89387/ 131027	9551	1.7	82.3	Ремонт дымовой трубы СК
						0329		17.7	Вахтовый поселок ТШО
						9991	26		Подрядные организации на площадках ОП
						7998	10.1		Подрядные организации на площадках ОП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						9272	9.3		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						0441	8.3		Новая промбаза ТШО
						9799	6.3		Подрядные организации на площадках ОП
						9787	6.3		Подрядные организации на площадках ОП
						7789	3.9		Подрядные организации на площадках ОП
						7802	3.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7841	3.6		Подрядные организации на площадках ОП
						0645	3.3		База Бурения
						7828	2.4		Подрядные организации на площадках ОП
						7562	1.4		Подрядные организации на площадках ОП
						9497	1.3		Модернизация системы воздуха на КТЛ1
						6387	1		Объекты ЖД
						9595	1		Техпроект на зарезку бокового ствола в скважине Т-6660 на месторождении Тенгиз
						4906	0.9		Бурение эксплуатационной скважины Т-6246 на месторождении Тенгиз
						7843	0.8		Подрядные организации на площадках ОП
						7528	0.8		Подрядные организации на площадках ОП
						9660	0.7		Бурение эксплуатационной скважины К-3784 проектной глубиной 5271 метров (по стволу) на месторождении Королевское
						9737	0.7		Бурение эксплуатационной скважины К-3580 проектной глубиной 5647 метров (по стволу) на месторождении Королевское
						9589	0.6		Техпроект на бурение эксплуатационной скважины Т-4662 с глубиной 7950 м на месторождении Тенгиз
						9567	0.6		Техпроект на бурение эксплуатационной скважины Т-5147 на площадке №45-1 глубиной 4780 м на месторождении Тенгиз
						9573	0.5		Техпроект на бурение эксплуатационной скважины Т-5543 на площадке №45-1 с глубиной 5433 м на месторождении Тенгиз
2936	Пыль древесная	0.0000261/0.0000026	0.0009998/0.0001	167221/ 122468	81513/ 126257	9272	100	100	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
3107	Стронций, растворимые соединения	2.5989E-8/3.898E-10	0.0000012/1.8050E-8	167221/ 122468	86145/ 128387	6743	100	100	Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
3119	Кальций карбонат (Мел)	2.E-7/1.E-7	0.0000095/0.0000048	167221/ 122468	86145/ 128387	6743	100	100	Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
3123	Кальция хлорид	0.023666/0.0011833	0.023666/0.0011833	*/*	*/*	0367	100	100	База Бурения
3152	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)	0.0000017/2.E-7	0.0020982/0.0002098	113558/ 191029	87581/ 129453	1280	68.5	100	КОС Тенгиз
						8003	31.5		ЗТП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3227	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400, ПЭГ-6000	0.016001/0.0024002	0.016001/0.0024002	*/*	*/*	6874	99.7	99.7	Установка 900. Химреагентное хозяйство
						6873	0.3	0.3	Установка 900. Химреагентное хозяйство
3401	Метилдиэтаноламин	0.0003128/0.0000156	0.0190438/0.0009522	167221/ 122468	69981/ 117549	6162	98.2	100	Промысел. Закачка промсточных вод
<b>Группы суммации:</b>									
04 0303 0333 1325	Аммиак Сероводород Формальдегид	0.0350944	0.6905394	113558/ 191029	84524/ 127554	6289	4	6.2	ЗВП
						6075	2.3	5.1	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6293	3.2	4.8	ЗВП
						6100	2.1	4.6	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6304	3	4.5	ЗВП
						6110	1.8	4.2	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6122	1.3	3.7	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6114	1.7	3.3	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6087	1.4	3.2	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6060	2.4	2.8	Промысел. Закачка сырого газа
						8023	2.6	2.1	Объекты СПД
						6295	1.3	2	ЗВП
						6014	1.2	1.9	Промысел. Манифольды
						6015	0.9	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6084		1.7	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						0115		1.6	Установка 600. Склад серы
						0101		1.6	Установка 600. Склад серы
						0114		1.6	Установка 600. Склад серы
						0100		1.6	Установка 600. Склад серы
						6117		1.5	КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа
						6083		1.5	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6125		1.5	КТЛ 2.3. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6790		1.3	Очистные сооружения КТЛ
						0926		1.2	Установка 600. Склад серы
						0765		1.2	Установка 600. Склад серы
						6603		8.3	ЗВП
						8012		5.2	ЗТП
						8015		3.2	ЗТП
						8009		2.7	ЗТП
						6437		1.4	Тенгизский экоцентр
						6898		1.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6825		1.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6900		1.1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6827		1	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6016		1	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						0103		0.8	Установка 600. Склад серы

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24 0301 0326 1325	Азота диоксид Озон Формальдегид	0.0431015	0.6578739	113558/ 191029	81513/ 126257	2229		3.1	База ПБР
						2230		3.1	База ПБР
						2013	2.3	2.8	ЗТП
						2012	2.2	2.8	ЗТП
						2011	2.2	2.8	ЗТП
						2010	2.2	2.8	ЗТП
						3783	3.7	2.7	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2272		2.4	База ПБР
						2274		2.4	База ПБР
						2280		2.4	База ПБР
						2312		2.2	База ПБР
						2276		2.1	База ПБР
						2278		2.1	База ПБР
						4515		2.1	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2259		1.9	База ПБР
						1127	1.7	1.7	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2236		1.7	База ПБР
						2238		1.7	База ПБР
						2256		1.7	База ПБР
						1116	2.2	1.4	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2035		1.3	ЗТП
						2033		1.3	ЗТП
						2031		1.3	ЗТП
						2071		1.3	ЗТП
						2049		1.2	ЗТП
						0487	4		ЗВП
						0488	3.9		ЗВП
						0154	2.6		ТГТЭС-1
						0153	2.6		ТГТЭС-1
						0152	2.6		ТГТЭС-1
						0151	2.6		ТГТЭС-1
						0216	2.4		ТГТЭС-2
						1077	2.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
1078	2		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
0825	1.8		Главный склад						
0132	1.4		ТГТЭС-2						
0131	1.4		ТГТЭС-2						
0412	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанзации						
0413	1.1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанзации						
0489	1		ННЭ						
0481	1		ННЭ						
5002	0.9		Подрядные организации на площадках ОП						
4763	0.9		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД						
		0.0470167	0.6887399			2229		3.1	База ПБР

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)	
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
25 0301 0337 0403 1325	Азота диоксид Углерод оксид Гексан Формальдегид			113558/ 191029	81513/ 126257	2230		3.1	База ПБР	
						2013		2.1	2.8	ЗТП
						3783		3.5	2.7	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2012		2.1	2.7	ЗТП
						2011		2.1	2.7	ЗТП
						2010		2.1	2.7	ЗТП
						2272			2.4	База ПБР
						2274			2.4	База ПБР
						2280			2.4	База ПБР
						1127		2.1	2.2	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2312			2.2	База ПБР
						2276			2.1	База ПБР
						2278			2.1	База ПБР
						4515			2	Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						2259			1.9	База ПБР
						1116		2.7	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2236			1.7	База ПБР
						2238			1.7	База ПБР
						2256			1.6	База ПБР
						2035			1.3	ЗТП
						2033			1.3	ЗТП
						2031			1.2	ЗТП
						2071			1.2	ЗТП
						2049			1.2	ЗТП
						0487			3.8	ЗВП
						0488			3.7	ЗВП
						1077			2.8	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1078			2.5	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						0154			2.4	ТГТЭС-1
						0153			2.4	ТГТЭС-1
						0152			2.4	ТГТЭС-1
						0151			2.4	ТГТЭС-1
						0216			2.3	ТГТЭС-2
0825			1.7	Главный склад						
0132			1.3	ТГТЭС-2						
0131			1.3	ТГТЭС-2						
0412			1	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации						
0413			1	КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации						
0113			1	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов						
0099			1	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов						
0489			0.9	ННЭ						
0481			0.9	ННЭ						
27 0184 0330		0.0176644	0.2963451	113558/ 191029	83412/ 126998	0099	17.4	20.4	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов	
						0113	10.2	14.1	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов	

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Свинец и его неорганические соединения Сера диоксид					0310	9.1	10.6	ЗВП
						0491	7.9	8.9	ЗВП
						0312	7.8	8.8	ЗВП
						0128	3.2	4.1	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	3.2	4.1	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0127	3.2	4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	3.2	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0130	3.1	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0216	1	1.1	ТГТЭС-2
						0152	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						0151	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						6252		1.1	Установка 600. Склад серы
						0154	0.9	1	ТГТЭС-1
						0153	0.9	1	ТГТЭС-1
						0489	0.4	0.5	ННЭ
						0481	0.4	0.5	ННЭ
						4473		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.4	База Бурения
						2102	5.1	0.3	Объекты ЗСГТП
						0825		0.3	Главный склад
						0826		0.3	Главный склад
						0487		0.3	ЗВП
						0131		0.2	ТГТЭС-2
						1169	1.3		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						2020	1.3		ЗТП
						3783	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2101	0.6		Объекты ЗСГТП
2100	0.6		Объекты ЗСГТП						
6759	0.5		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлама						
1170	0.4		Промысел. Отработка скважин обратным потоком						
28 0322 0330	Серная кислота Сера диоксид	0.0176681	0.2964287	113558/ 191029	83412/ 126998	0099	17.4	20.4	КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0113	10.2	14.1	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0310	9.1	10.6	ЗВП
						0491	7.9	8.9	ЗВП
						0312	7.8	8.8	ЗВП
						0128	3.2	4.1	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	3.2	4.1	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0127	3.2	4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	3.2	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0130	3.1	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0216	1	1.1	ТГТЭС-2
						0152	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						0151	0.9	1.1	ТГТЭС-1

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6252		1.1	Установка 600. Склад серы
						0154	0.9	1	ТГТЭС-1
						0153	0.9	1	ТГТЭС-1
						0489	0.4	0.5	ННЭ
						0481	0.4	0.5	ННЭ
						4473		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.4	База Бурения
						2102	5.1	0.3	Объекты ЗСГТП
						0825		0.3	Главный склад
						0826		0.3	Главный склад
						0487		0.3	ЗВП
						0131		0.2	ТГТЭС-2
						1169	1.3		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						2020	1.3		ЗТП
						3783	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2101	0.6		Объекты ЗСГТП
						2100	0.6		Объекты ЗСГТП
						6759	0.5		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						1170	0.4		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						30 0330 0333	Сера диоксид Сероводород	0.051255	0.968585
						6289	2.7	4.3	ЗВП
						0113	3.5	4	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6075	1.6	3.8	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6293	2.2	3.4	ЗВП
						6100	1.4	3.4	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						0310	3.1	3.1	ЗВП
						6304	2	3	ЗВП
						6110	1.2	3	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6122		2.8	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						0491	2.9	2.7	ЗВП
						0312	2.8	2.7	ЗВП
						6114	1.2	2.3	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6087	0.9	2.3	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6060	1.6	2	Промысел. Закачка сырого газа
						8023	1.7	1.4	Объекты СПД
						6295		1.4	ЗВП
						6014		1.3	Промысел. Манифольды
						6084		1.3	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						0128	1.2	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	1.2	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0127	1.2	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	1.2	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0130	1.1	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство
						6015		1.2	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6603	5.7		ЗВП
						8012	3.6		ЗТП
						8015	2.2		ЗТП
						2102	1.8		Объекты ЗСГТП
						8009	1.8		ЗТП
						31 0301 0330	Азота диоксид Сера диоксид	0.059534	0.9426882
5283		22.6	Подрядные организации на площадках ОП						
1198		12.8	Вахтовый поселок Оркен						
0756		12.8	Вахтовый поселок ТШО						
0099	5.3		КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов						
0113	3.1		КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов						
0487	3		ЗВП						
0310	2.9		ЗВП						
0488	2.9		ЗВП						
3783	2.9		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД						
0491	2.5		ЗВП						
0312	2.5		ЗВП						
0154	2.1		ТГТЭС-1						
0153	2.1		ТГТЭС-1						
0152	2.1		ТГТЭС-1						
0151	2.1		ТГТЭС-1						
0216	2		ТГТЭС-2						
1077	1.7		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
1116	1.7		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
2013	1.6		ЗТП						
2012	1.6		ЗТП						
2011	1.6		ЗТП						
2010	1.6		ЗТП						
2102	1.6		Объекты ЗСГТП						
1078	1.5		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
0825	1.3		Главный склад						
1127	1.3		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
0128	1.2		Установка 1000. Факельное хозяйство						
0126	1.1		Установка 1000. Факельное хозяйство						
35 0330 0342	Сера диоксид Фтористый водород	0.0176922	0.2971606	113558/ 191029	83412/ 126998				
						0113	10.2	14	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0310	9.1	10.6	ЗВП
						0491	7.9	8.9	ЗВП
						0312	7.8	8.8	ЗВП
						0128	3.2	4.1	Установка 1000. Факельное хозяйство

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	№ ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0127	3.2	4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	3.2	4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	3.2	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0130	3.1	3.9	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0216	1	1.1	ТГТЭС-2
						0152	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						0151	0.9	1.1	ТГТЭС-1
						6252		1.1	Установка 600. Склад серы
						0154	0.9	1	ТГТЭС-1
						0153	0.9	1	ТГТЭС-1
						0489	0.4	0.5	ННЭ
						0481	0.4	0.5	ННЭ
						4473		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.4	База Бурения
						2102	5.1	0.3	Объекты ЗСГТП
						0825		0.3	Главный склад
						0826		0.3	Главный склад
						0487		0.3	ЗВП
						0131		0.2	ТГТЭС-2
						1169	1.3		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						2020	1.3		ЗТП
						3783	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2101	0.6		Объекты ЗСГТП
2100	0.5		Объекты ЗСГТП						
6759	0.5		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам						
1170	0.4		Промысел. Отработка скважин обратным потоком						
39 0333 1325	Сероводород Формальдегид	0.0348223	0.6905392	113558/ 191029	84524/ 127554	6289	4	6.2	ЗВП
						6075	2.4	5.1	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6293	3.2	4.8	ЗВП
						6100	2.1	4.6	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6304	3	4.5	ЗВП
						6110	1.8	4.2	КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы
						6122	1.3	3.7	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6114	1.7	3.3	КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						6087	1.4	3.2	КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы
						6060	2.4	2.8	Промысел. Закачка сырого газа
						8023	2.6	2.1	Объекты СПД
						6295	1.3	2	ЗВП
						6014	1.2	1.9	Промысел. Манифольды
						6015	0.9	1.8	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						6084		1.7	КТЛ 1. Установа 300. Установа сероочистки газа
						0115		1.6	Установа 600. Склад серы
						0101		1.6	Установа 600. Склад серы
						0114		1.6	Установа 600. Склад серы
						0100		1.6	Установа 600. Склад серы
						6117		1.5	КТЛ 2. Установа 700. Установа переработки газа
						6083		1.5	КТЛ 1. Установа 300. Установа сероочистки газа
						6125		1.5	КТЛ 2.3. Установа 300. Установа сероочистки газа
						6790		1.3	Очистные сооружения КТЛ
						0926		1.2	Установа 600. Склад серы
						0765		1.2	Установа 600. Склад серы
						6603	8.4		ЗВП
						8012	5.2		ЗТП
						8015	3.3		ЗТП
						8009	2.7		ЗТП
						6898	1.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6825	1.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6900	1.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6827	1.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6016	1		М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						0103	0.8		Установа 600. Склад серы
						0215	0.8		Установа 600. Склад серы
40 0302 0316 0322	Азотная кислота Соляная кислота Серная кислота	0.0001127	0.0049405	113558/ 191029	81513/ 126257	0457	95.7	95.1	Новая промбаза ТШО
71 0342 0344	Фтористый водород Фториды неорганические плохо растворимые	0.0000298	0.001856	113558/ 191029	89387/ 131027	0329	7.4	88.8	Вахтовый поселок ТШО
						9548		8.7	Ремонт дымовой трубы СК
						7830	32.1		Подрядные организации на площадках ОП
						0441	23.6		Новая промбаза ТШО
						9213	7.3		Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						9558	2.7		СР-23-3010_SCADA для питьевой воды линии ВП, ПТШО, поселка Оркен
						0645	2.4		База Бурения
						9565	2.4		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						7998	2.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9913	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9922	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9792	1.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9916	1.7		Подрядные организации на площадках ОП
						9991	1.2		Подрядные организации на площадках ОП
						9799	1.1		Подрядные организации на площадках ОП
						9787	1.1		Подрядные организации на площадках ОП
						7524	1		Подрядные организации на площадках ОП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок. РООС)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне Х/У	на границе СЗЗ Х/У	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						9270	0.7		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						6387	0.6		Объекты ЖД
						9564	0.6		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9566	0.6		Т-6646, Т-6545, Т-6547, Т-6551. Обустройство скважины ПКС-14-2. Очередь 1 и 2 / Расширение ГЗУ-55 для ПКС 14-2
						9692	0.6		Обустройство скважин Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147. 1 очередь. Подготовка площадки кустовых скважин ПКС 45-1 / Т-5343, Т-5547, Т-5543, Т-5341 И Т-5147 обустройство скважины ПКС 45-1. 2 очередь / ГЗУ12 расширение
						9715	0.6		Подготовка площадки для БУ. ПКС47-1 (Т-6549, Т 5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351) / Обустройство ПКС 47-1. Т-6549, Т-5949, Т-6345, Т-6347, Т-6351 / ГЗУ14 расширение (корректировка)

Примечание: Х/У=\*/\* - расчеты не проводились. Расчетная концентрация принята на уровне максимально возможной (теоретически)

Таблица 4.2-2 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы. Холодный период года

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Холодный период</b>									
<b>Загрязняющие вещества:</b>									
0301	Азота диоксид	0.0462653/0.0092531	0.6716179/0.1343236	113558/ 191029	81513/ 126257	2229		2.9	База ПБР
						2230		2.9	База ПБР
						2232		2.9	База ПБР
						2013	2.1	2.8	ЗТП
						2012	2.1	2.8	ЗТП
						2011	2.1	2.7	ЗТП
						2010	2.1	2.7	ЗТП
						3783	3.3	2.5	Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2280		2.2	База ПБР
						2272		2.2	База ПБР
						2274		2.2	База ПБР
						2312		2	База ПБР
						2276		2	База ПБР
						2278		2	База ПБР
						4515		1.9	Подрядные организации на площадках ПБР/ППУД
						2259		1.8	База ПБР
						1127	1.6	1.7	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2236		1.6	База ПБР
						2238		1.6	База ПБР
						2256		1.5	База ПБР
						1116	2.1	1.4	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2035		1.2	ЗТП
						2033		1.2	ЗТП
						2031		1.2	ЗТП
						2071		1.2	ЗТП
						0487	3.8		ЗВП
						0488	3.7		ЗВП
						0154	2.4		ТГТЭС-1
						0153	2.4		ТГТЭС-1
						0152	2.4		ТГТЭС-1
						0151	2.4		ТГТЭС-1
						0216	2.2		ТГТЭС-2
						1077	2.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
1078	1.9		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР						
0825	1.6		Главный склад						
0134	1.6		Котельная Пара (SBH)						
0135	1.6		Котельная Пара (SBH)						
0137	1.6		Котельная Пара (SBH)						
0132	1.3		ТГТЭС-2						
0131	1.3		ТГТЭС-2						

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0889	1.1		ЗВП
						0412	1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
						0413	1		КТЛ 1, КТЛ 2. Установки демеркаптанализации
0330	Сера диоксид	0.0180416/0.0090208	0.3015618/0.1507809	113558/ 191029	83412/ 126998	0099	17.1	20	КТЛ 1. Установа 500. Установа доочистки хвостовых газов
						0113	10	13.8	КТЛ 2. Установа 500. Установа доочистки хвостовых газов
						0310	8.9	10.4	ЗВП
						0491	7.7	8.7	ЗВП
						0312	7.7	8.7	ЗВП
						0128	3.2	4	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0129	3.1	4	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0127	3.1	3.9	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0126	3.1	3.8	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0130	3.1	3.8	Установа 1000. Факельное хозяйство
						6252		1.1	Установа 600. Склад серы
						0216	1	1	ТГТЭС-2
						0154	0.8	1	ТГТЭС-1
						0153	0.8	1	ТГТЭС-1
						0152	0.8	1	ТГТЭС-1
						0151	0.8	1	ТГТЭС-1
						0489	0.4	0.5	ННЭ
						0481	0.4	0.5	ННЭ
						4473		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.4	База Бурения
						0949		0.4	Центральная заводская лаборатория. Лабораторный корпус
						2102	5	0.3	Объекты ЗСГТП
						0825		0.3	Главный склад
						0826		0.3	Главный склад
						0487		0.3	ЗВП
						1169	1.3		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
						2020	1.2		ЗТП
						3783	1.2		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						2101	0.5		Объекты ЗСГТП
						2100	0.5		Объекты ЗСГТП
						6759	0.5		Стабилизация пиррофорных отходов и переработки бурового шлам
						1170	0.4		Промысел. Отработка скважин обратным потоком
0331	Сера элементарная	0.001194/0.0000836	0.1000915/0.0070064	113558/ 191029	79939/ 125562	6160	42.9	44.6	Установа 600. Склад серы
						6802	38.1	37.7	Установа 600. Склад серы
						6251	15.5	15	Установа 600. Склад серы
0333	Сероводород	0.0335908/0.0002687	0.6735496/0.0053884			6289	4.2	6.3	ЗВП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
				113558/ 191029	84524/ 127554	6075	2.4	5.2	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти ЗВП КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти ЗВП КТЛ 2. Установка 400. Установка получения серы КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов КТЛ 1. Установка 400. Установка получения серы Промысел. Закачка сырого газа Объекты СПД ЗВП Промысел. Манифольды М-е Тенгиз. ГЗУ БССН КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа Установка 600. Склад серы Установка 600. Склад серы Установка 600. Склад серы Установка 600. Склад серы КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа КТЛ 2.3. Установка 300. Установка сероочистки газа Очистные сооружения КТЛ Установка 600. Склад серы Установка 600. Склад серы ЗВП ЗТП ЗТП ЗТП М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР М-е Тенгиз. ГЗУ БССН Установка 600. Склад серы Установка 600. Склад серы КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6293	3.4	5	
						6100	2.2	4.7	
						6304	3.1	4.6	
						6110	1.9	4.3	
						6122	1.4	3.8	
						6114	1.8	3.4	
						6087	1.4	3.3	
						6060	2.5	2.9	
						8023	2.7	2.1	
						6295	1.4	2	
						6014	1.3	1.9	
						6015	0.9	1.8	
						6084		1.7	
						0115		1.6	
						0101		1.6	
						0114		1.6	
						0100		1.6	
						6117		1.6	
						6083		1.5	
						6125		1.5	
						6790		1.3	
						0926		1.3	
						0765		1.2	
						6603	8.7		
						8012	5.4		
						8015	3.4		
						8009	2.8		
						6898	1.2		
						6825	1.2		
6900	1.1								
6827	1.1								
6016	1								
0103	0.9								
0215	0.9								
0337	Углерод оксид	0.0041203/0.0206015	0.0498375/0.2491876	113558/ 191029	86145/ 128387	0113	10.3	17.3	
						0099	9.7	14.4	
						1127	6	7.1	

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						1116	7.8	4.9	М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						6252	0.8	3	Установка 600. Склад серы
						0149	1.5	2.7	Котельная воды (WBH)
						1125		1.6	База Бурения
						0310	1	1.5	ЗВП
						0130	0.9	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0127	0.9	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0126	0.9	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0128	0.9	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0129	0.9	1.4	Установка 1000. Факельное хозяйство
						0163	2	1.3	Товарный парк СУГ
						0491	0.9	1.3	ЗВП
						0487	1	1.1	ЗВП
						0312	0.8	1.1	ЗВП
						4473		1.1	Подрядные организации на площадках ОП
						0488	1	1	ЗВП
						0216	0.8	1	ТГТЭС-2
						5281		1	Подрядные организации на площадках ОП
						0826		0.8	Главный склад
						0825		0.8	Главный склад
						0151		0.7	ТГТЭС-1
						0152		0.7	ТГТЭС-1
						1077	7.9		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1078	7.1		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						3783	1.5		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						6759	1.1		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						2009	0.8		ЗТП
2008	0.8		ЗТП						
2007	0.8		ЗТП						
0410	Метан	0.0001123/0.0056155	0.0051021/0.2551052	113558/ 191029	86145/ 128387	6437	94.6	100	Тенгизский экоцентр
						1116	0.7		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0.0005948/0.0297403	0.0102278/0.5113915	167221/ 122468	81513/ 126257	6403	67.5	54.9	Резервуарный парк
						0946	20.3	33.3	Резервуарный парк
						0161	0.5	1.5	Резервуарный парк
						6400	1.7	1.3	Резервуарный парк
						6117	0.4	1.2	КТЛ 2. Установка 700. Установка переработки газа
						6095	0.3	1	КТЛ 1. Установка 700. Установка переработки газа
						6127		0.8	КТЛ 2.3. Установка 700. Установка переработки газа
						6771	0.9	0.6	Резервуарный парк
						6402	0.9	0.6	Резервуарный парк
						6145	0.7		ННЭ
						7687	0.6		Подрядные организации на площадках ОП
						6292	0.5		ЗВП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

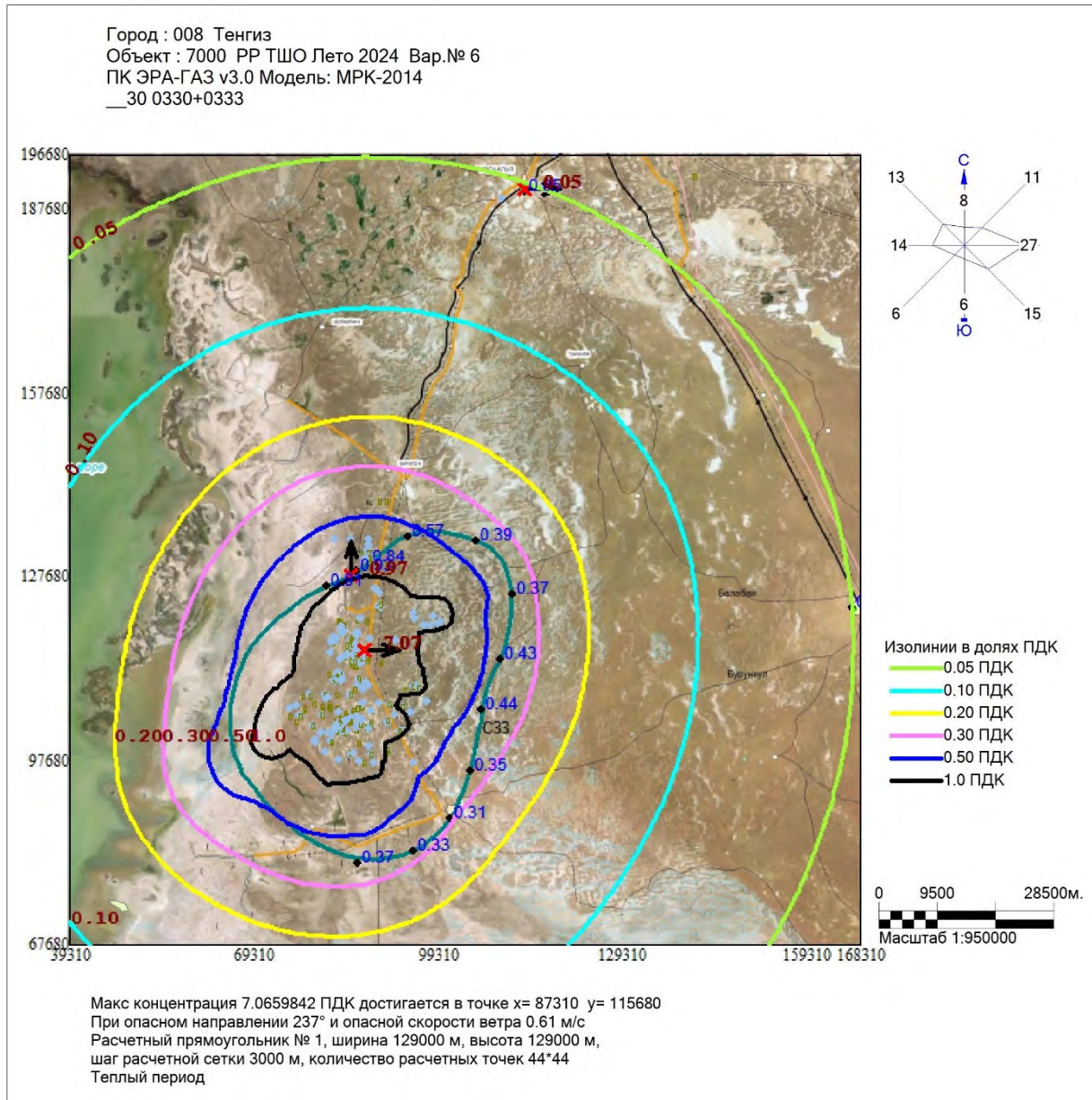
Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0.0001626/0.0048781	0.0023813/0.0714378	167221/ 122468	79939/ 125562	7719	0.4		Подрядные организации на площадках ОП
						2193	0.4		Объекты ЗСГТП
						6400	23.2	20.1	Резервуарный парк
						6403	21.6	18.7	Резервуарный парк
						0946	6.4	12.7	Резервуарный парк
						6771	13.8	10.5	Резервуарный парк
						6145	6.4	8.9	ННЭ
						6402	11.7	8.3	Резервуарный парк
						6147	1	4.6	ННЭ
						6146	1	4.3	ННЭ
						6929	1	4.3	ННЭ
						6362		0.9	ННЭ
						7727		0.8	Подрядные организации на площадках ОП
						6721		0.7	ННЭ
						6122		0.4	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						7687	5		Подрядные организации на площадках ОП
7719	4.4		Подрядные организации на площадках ОП						
2754	Углеводороды предельные C12-C19	0.0138094/0.0138094	0.2026667/0.2026667	167221/ 122468	81513/ 126257	6145	9.9	14.8	ННЭ
						6304	7.3	11.8	ЗВП
						6790	5	11	Очистные сооружения КТЛ
						6400	18	10	Резервуарный парк
						6146	1.5	7.1	ННЭ
						6929	1.5	7.1	ННЭ
						6147	1.5	6.6	ННЭ
						6771	10.8	5.6	Резервуарный парк
						6402	9.1	3.4	Резервуарный парк
						6362	0.4	1.5	ННЭ
						7840		1.2	Подрядные организации на площадках ОП
						6721		1.2	ННЭ
						6252	0.4	1.1	Установка 600. Склад серы
						9792	0.3	1.1	Подрядные организации на площадках ОП
						4473		0.8	Подрядные организации на площадках ОП
						7788		0.8	Подрядные организации на площадках ОП
						0825	0.4	0.7	Главный склад
						0826		0.7	Главный склад
						7801		0.7	Подрядные организации на площадках ОП
						1125		0.6	База Бурения
						6363		0.5	ННЭ
						6380		0.4	ННЭ
						6379		0.4	ННЭ
						5297		0.4	Подрядные организации на площадках ОП
						6337		0.3	База Бурения
						7687	7.8		Подрядные организации на площадках ОП

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						7719	6.9		Подрядные организации на площадках ОП
						9335	2		Подрядные организации на площадках ОП
						6759	0.8		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						6603	0.7		ЗВП
						6740	0.7		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						6738	0.7		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						6739	0.7		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						6737	0.7		Стабилизация пирофорных отходов и переработки бурового шлам
						3783	0.6		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						7814	0.3		Подрядные организации на площадках ОП
						7827	0.3		Подрядные организации на площадках ОП
<b>Группы суммации:</b>									
30 0330 0333	Сера диоксид Сероводород	0.0516324	0.9737353	113558/ 191029	85137/ 127869	0099	6	5.9	КТЛ 1. Установа 500. Установа доочистки хвостовых газов
						6289	2.7	4.3	ЗВП
						0113	3.5	4	КТЛ 2. Установа 500. Установа доочистки хвостовых газов
						6075	1.6	3.8	КТЛ 1. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6293	2.2	3.4	ЗВП
						6100	1.4	3.4	КТЛ 2. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						0310	3.1	3.1	ЗВП
						6304	2	3	ЗВП
						6110	1.2	3	КТЛ 2. Установа 400. Установа получения серы
						0491	2.8	2.7	ЗВП
						0312	2.8	2.7	ЗВП
						6122		2.7	КТЛ 2.3. Установки 160/200. Сепарация, обессоливание и стабилизация нефти
						6114	1.1	2.3	КТЛ 2. Установа 500. Установа доочистки хвостовых газов
						6087	0.9	2.3	КТЛ 1. Установа 400. Установа получения серы
						6060	1.6	2	Промысел. Закачка сырого газа
						8023	1.7	1.4	Объекты СПД
						6295		1.4	ЗВП
						6014		1.3	Промысел. Манифольды
						0128	1.2	1.2	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0126	1.2	1.2	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0127	1.2	1.2	Установа 1000. Факельное хозяйство
						0129	1.2	1.2	Установа 1000. Факельное хозяйство

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м <sup>3</sup>		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0130	1.1	1.2	Установка 1000. Факельное хозяйство
						6084		1.2	КТЛ 1. Установка 300. Установка сероочистки газа
						6015		1.2	М-е Тенгиз. ГЗУ БССН
						6603	5.6		ЗВП
						8012	3.5		ЗТП
						8015	2.2		ЗТП
						2102	1.8		Объекты ЗСГТП
						8009	1.8		ЗТП
31 0301 0330	Азота диоксид Сера диоксид	0.0643069	0.9536644	113558/ 191029	88183/ 129977	6926		47.6	Вахтовый поселок Оркен
						5283		22	Подрядные организации на площадках ОП
						1198		13.1	Вахтовый поселок Оркен
						0756		12.7	Вахтовый поселок ТШО
						0099	4.9		КТЛ 1. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0113	2.8		КТЛ 2. Установка 500. Установка доочистки хвостовых газов
						0487	2.8		ЗВП
						0310	2.7		ЗВП
						0488	2.7		ЗВП
						3783	2.7		Подрядные организации на площадках ПБР/ПУУД
						0491	2.3		ЗВП
						0312	2.3		ЗВП
						0154	2		ТГТЭС-1
						0153	2		ТГТЭС-1
						0152	2		ТГТЭС-1
						0151	2		ТГТЭС-1
						0216	1.9		ТГТЭС-2
						1077	1.6		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						1116	1.5		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						2013	1.5		ЗТП
						2012	1.5		ЗТП
						2011	1.5		ЗТП
						2010	1.5		ЗТП
						2102	1.4		Объекты ЗСГТП
						1078	1.4		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						0825	1.2		Главный склад
						1127	1.2		М-е Тенгиз. ГЗУ ССН ПБР
						0134	1.2		Котельная Пара (SBH)
						0135	1.2		Котельная Пара (SBH)



**Рисунок 4.2.1** Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксида серы и сероводорода. Теплый период года

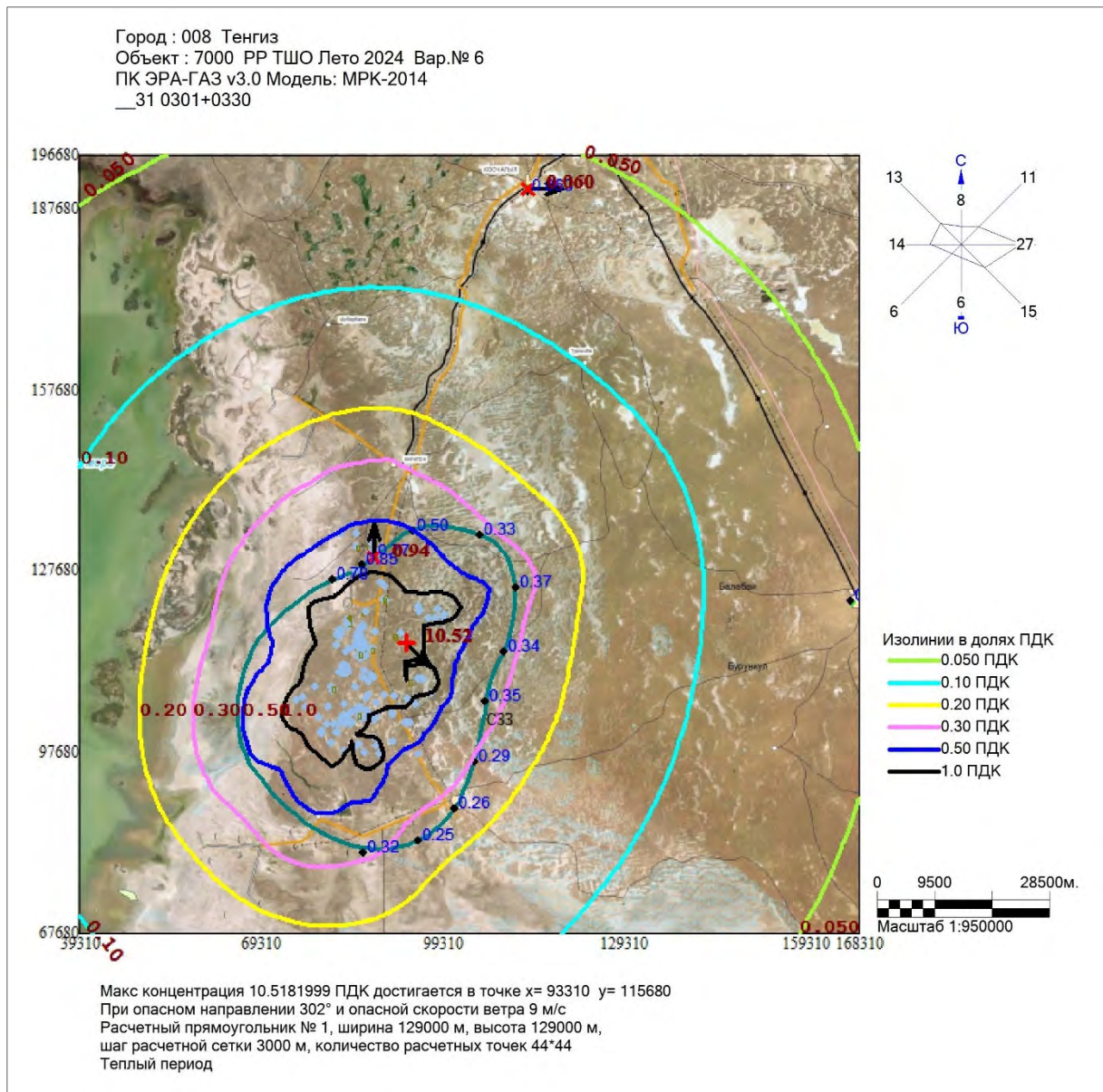
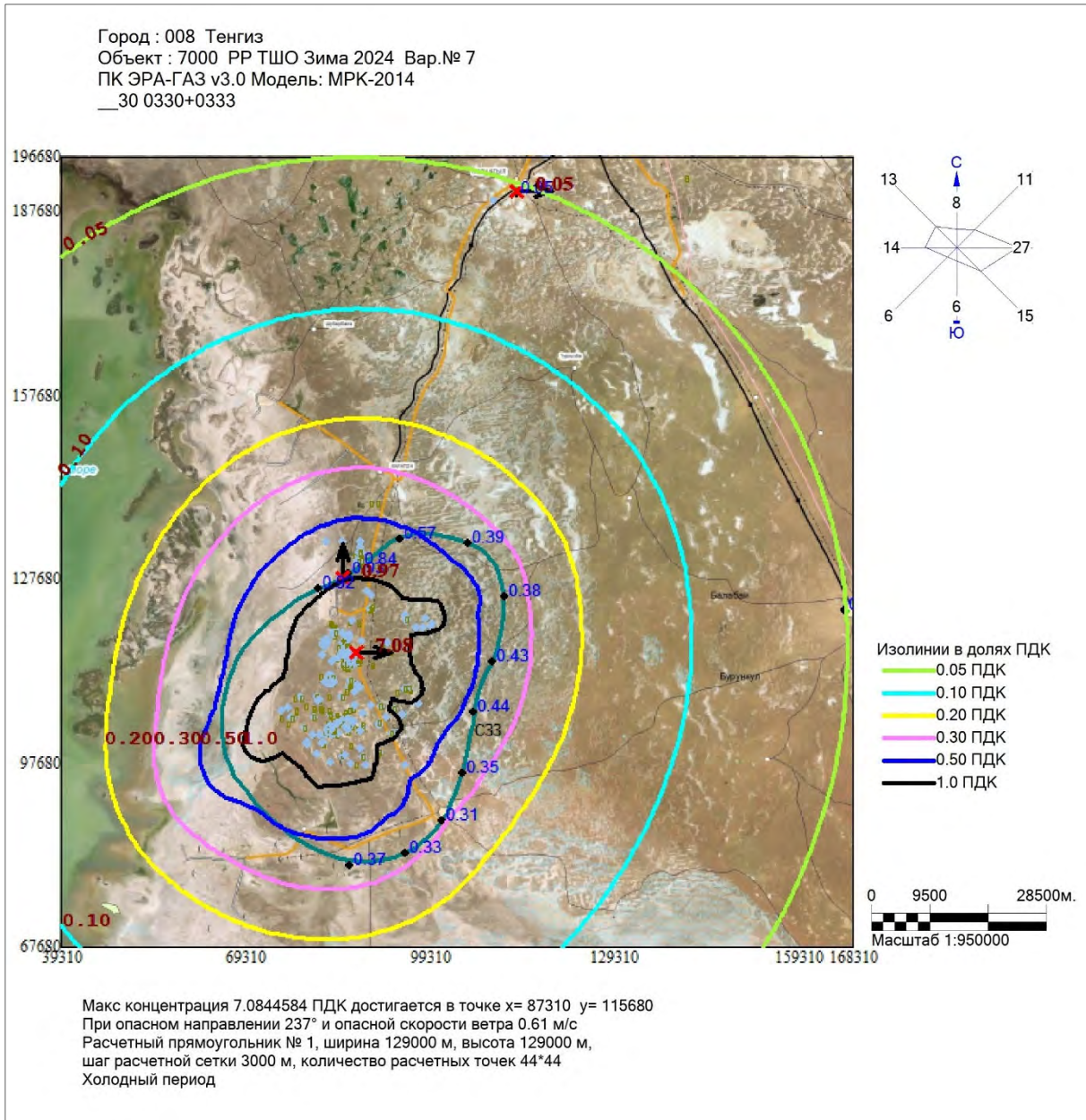
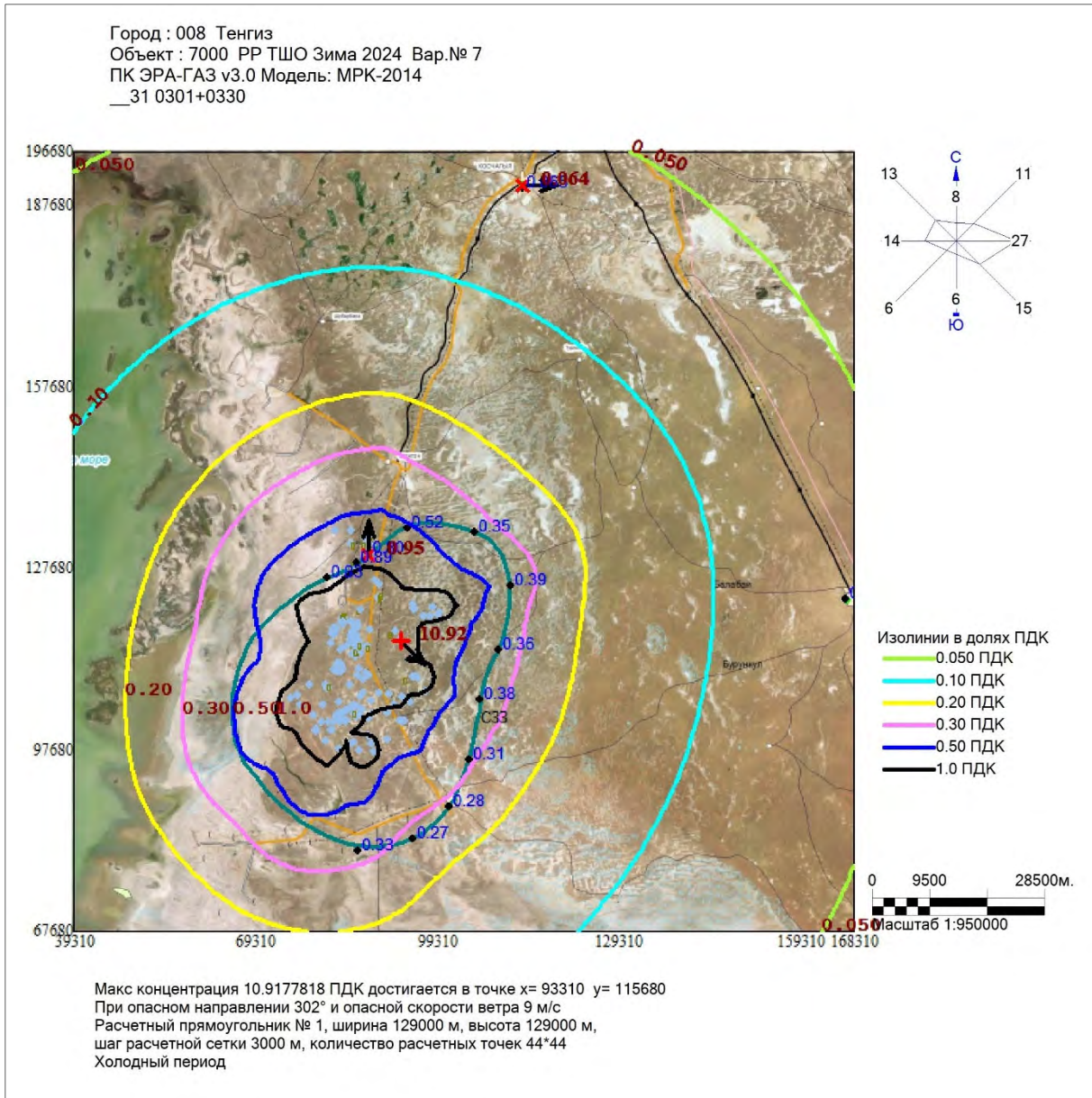


Рисунок 4.2.2 Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксидов серы и азота. Теплый период года



**Рисунок 4.2.3** Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммации диоксида серы и сероводорода. Холодный период года



**Рисунок 4.2.4** Изолинии приземных концентраций (доли ПДК) суммы диоксидов серы и азота. Холодный период года

### 4.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов

Учитывая результаты расчетов рассеивания, выбросы всех нормируемых стационарных источников объектов ТОО «Тенгизшевройл» в 2024 году предлагается принять в качестве НДС по всем загрязняющим веществам.

Согласно п. 5 ст. 202 Экологического Кодекса РК нормативы допустимых выбросов устанавливаются для каждого загрязняющего вещества, включенного в перечень загрязняющих веществ, в виде:

- массовой концентрации загрязняющего вещества ( $\text{мг/м}^3$ ), как массы загрязняющего вещества в единице объема сухих отходящих газов;
- скорости массового потока загрязняющего вещества ( $\text{г/с}$ ).

При этом показатели, касающиеся объема и скорости массового потока отходящих газов, определяются при стандартных условиях 293.15 К и 101.3 кПа. Пересчет к показателям 293.15 К и 101.3 кПа объема и скорости массового потока отходящих газов будет проведен после утверждения экологических нормативов качества.

Для обеспечения соблюдения установленных нормативов допустимой совокупной антропогенной нагрузки на атмосферный воздух наряду с нормативами допустимых выбросов установлены годовые лимиты на выбросы ( $\text{т/год}$ ) для каждого стационарного источника и подразделений ТШО в целом.

Предложения по нормативам допустимых выбросов всех загрязняющих веществ для отдельных источников ( $\text{г/с}$ ,  $\text{мг/м}^3$ ,  $\text{т/год}$ ) по ТШО в целом и по подразделениям предприятия на нормируемый период представлены в таблицах «Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта НДС» Приложения 3, таблицах «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Приложения 4 (по источникам и загрязняющим веществам) и таблицах 4.3-1 – 4.3-9 (по загрязняющим веществам).

Таблица 4.3-1 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0101	Алюминий оксид	0.014204	0.0142196	0.014204	0.0156804	0.014204	0.0156804	2024
0108	Барий сульфат	5.25405188496	4.26428451588	0.04013288496	0.57588037834	0.04013288496	0.57588037834	2024
0113	Вольфрам триоксид	0.00002211111	0.00001904	0.000011	0.000019	0.000011	0.000019	2024
0122	Железа хлорид			0.01592394444	0.3937127008	0.01592394444	0.3937127008	2024
0123	Железо (II, III) оксиды	3.53510068324	13.8499143847	2.94056357636	10.2088847266	2.94056357636	10.2088847266	2024
0128	Кальций оксид (Негашеная известь)	0.0000012	0.000025	0.0034	0.0134	0.0034	0.0134	2024
0143	Марганец и его соединения	0.10350063138	0.58127202684	0.08947017299	0.49019223555	0.08947017299	0.49019223555	2024
0146	Медь (II) оксид	0.00550641948	0.00448109894	0.00299809391	0.00356786	0.00299809391	0.00356786	2024
0150	Натр едкий	1.3860317	0.8513028	0.05929675556	1.0984014488	0.05929675556	1.0984014488	2024
0154	Натрий гипохлорид	0.005922	0.091935	0.0091645	0.151859232	0.0091645	0.151859232	2024
0158	Натрия сульфат	0.00000052	0.0000024	0.00000052	0.0000024	0.00000052	0.0000024	2024
0163	Никель металлический	0.000022	0.0000396	0.000022	0.0000396	0.000022	0.0000396	2024
0164	Никель оксид	0.00569572359	0.050550036	0.00560070694	0.0507316	0.00560070694	0.0507316	2024
0168	Олово (II) оксид	0.0000031	0.0000056	0.0000149	0.000021	0.0000149	0.000021	2024
0184	Свинец и его неорганические соединения	0.00084329202	0.00012463452	0.00003089201	0.00010757631	0.00003089201	0.00010757631	2024
0190	Сурьма (III) оксид			0.000000679	0.00000088	0.000000679	0.00000088	2024
0203	Хром шестивалентный	0.00252387778	0.002356936	0.00371065556	0.00273728	0.00371065556	0.00273728	2024
0207	Цинк оксид	0.0009404	0.001011	0.00252574	0.0003635	0.00252574	0.0003635	2024
0287	Цинк карбонат	0.00007827224	0.00114775238	0.00007827224	0.00114602101	0.00007827224	0.00114602101	2024
0301	Азота диоксид	3881.40476694	13368.9880299	4269.97483964	15020.9994182	4269.97483964	15020.9994182	2024
0302	Азотная кислота	0.87766447665	0.0687109123	0.89611533333	0.28148444	0.89611533333	0.28148444	2024
0303	Аммиак	1.26572309925	23.890839437	1.98695518943	27.1069364882	1.98695518943	27.1069364882	2024
0304	Азота оксид	633.970333501	2184.37847780	698.865484673	2471.8492504	698.865484673	2471.8492504	2024
0316	Соляная кислота	0.41761127576	1.1506214309	0.42756266465	1.3327378309	0.42756266465	1.3327378309	2024
0322	Серная кислота	0.06640463	0.99426888	0.0375847	1.0435448	0.0375847	1.0435448	2024
0326	Озон	0.00241713536	0.00556562	0.00243731981	0.00610981	0.00243731981	0.00610981	2024
0328	Сажа	1764.00849312	937.087830161	2053.46406936	1179.22974418	2053.46406936	1179.22974418	2024
0330	Сера диоксид	246223.3934770	33358.1922538	394957.1973040	68462.7874790	394957.1973040	68462.7874790	2024
0331	Сера элементарная	2416.58527024	122.124053236	2419.67836801	171.514458186	2419.67836801	171.514458186	2024
0333	Сероводород	1485.03154184	228.667190576	1610.17216054	249.602211998	1610.17216054	249.602211998	2024
0334	Сероуглерод	34.8588267783	0.937690176	34.8588267788	0.93769017583	34.8588267788	0.93769017583	2024
0337	Углерод оксид	20423.8658026	41174.5971057	23255.8319482	48361.8621572	23255.8319482	48361.8621572	2024
0342	Фтористый водород	0.04939269492	0.144866399	0.04180174698	0.111388765	0.04180174698	0.111388765	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.07290803962	0.23363262	0.05448108218	0.15999826	0.05448108218	0.15999826	2024
0348	Ортофосфорная кислота	0.75788305697	0.02355855569	0.03326662222	0.549277912	0.03326662222	0.549277912	2024
0370	Углерода сероокись	128.962375332	2.96502828091	128.965009543	2.97591976881	128.965009543	2.97591976881	2024
0402	Бутан	0.00613203201	0.0149180026	0.00618146201	0.0165101526	0.00618146201	0.0165101526	2024
0403	Гексан			0.0001185	0.00381952	0.0001185	0.00381952	2024
0405	Пентан			0.0001151	0.00370734	0.0001151	0.00370734	2024
0406	Полиэтилен (Полиэтен)	0.0001239	0.000016434	0.0000673	0.00000252	0.0000673	0.00000252	2024
0410	Метан	534.989908918	2546.08852681	622.046988544	2951.54268469	622.046988544	2951.54268469	2024
0412	Изобутан	0.00005	0.0018	0.0000662	0.00232205	0.0000662	0.00232205	2024
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	7815.59309127	2921.29401861	7795.35258201	3678.8571591	7795.35258201	3678.8571591	2024
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	144.275935129	1358.42219058	142.853527935	1605.19548372	142.853527935	1605.19548372	2024
0602	Бензол	2.18225071719	8.63872573112	2.15844996972	10.2425323314	2.15844996972	10.2425323314	2024
0616	Ксилол	11.9448280914	138.482689328	7.51251066518	95.2695504185	7.51251066518	95.2695504185	2024
0621	Толуол	8.98307567929	109.653841149	9.0754922496	118.215835488	9.0754922496	118.215835488	2024
0623	1,3,5-Триметилбензол	0.00641	0.2042195	0.00641	0.2047955	0.00641	0.2047955	2024
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0454	1.4180684	0.0461	1.4438843	0.0461	1.4438843	2024
0627	Этилбензол	0.20652505617	4.79596962204	0.23257760461	5.38715740664	0.23257760461	5.38715740664	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.00148328834	0.00907041820	0.00141191228	0.00791587835	0.00141191228	0.00791587835	2024
0708	Нафталин	0.0244	0.7698	0.0244	0.7716	0.0244	0.7716	2024
0827	Винилхлорид	0.000819063	0.0013675658	0.000647723	0.0013583342	0.000647723	0.0013583342	2024
0859	Дифторхлорметан (Фреон-22)	0.00031709792	0.005					2024
0906	Четыреххлористый углерод	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	2024
0938	1,1,1,2-Тetraфторэтан (Фреон-134А)	0.02038153222	0.401	0.03078153222	0.436	0.03078153222	0.436	2024
1023	Диэтиленгликоль	0.000967	0.002501					2024
1042	Бутиловый спирт	1.0344656658	12.19882172	0.91226512691	14.08511368	0.91226512691	14.08511368	2024
1051	Изопропиловый спирт	0.0197	0.6184	0.0197	0.6201	0.0197	0.6201	2024
1052	Метанол	11.8813839596	82.1973121115	12.6123983546	78.6877395793	12.6123983546	78.6877395793	2024
1061	Этиловый спирт	0.67419797918	7.82108321	0.67631516042	7.26054404	0.67631516042	7.26054404	2024
1077	Циклогексанол	0.0552	0.0058	0.0552	0.0025	0.0552	0.0025	2024
1078	Этиленгликоль	4.55398245654	50.0841222099	6.44620531009	55.3368474553	6.44620531009	55.3368474553	2024
1119	Этилцеллозольв	0.44799084932	2.0060744	0.40739315488	2.097900476	0.40739315488	2.097900476	2024
1210	Бутилацетат	4.54738908899	72.94538505	2.20931941331	33.6670541045	2.20931941331	33.6670541045	2024
1240	Этилацетат	0.07569300139	1.10872825	0.0802763	1.75804004	0.0802763	1.75804004	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1317	Ацетальдегид	0.00057777778	0.01536	0.00003306804	0.00104224	0.00003306804	0.00104224	2024
1325	Формальдегид	14.3237954603	88.2540314173	13.6241167375	77.6247797157	13.6241167375	77.6247797157	2024
1328	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)	0.0014	0.0437825	0.0014	0.0439024	0.0014	0.0439024	2024
1334	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)	0.0458	1.4428	0.0458	1.4469	0.0458	1.4469	2024
1401	Ацетон	3.46644525839	31.34625006	1.83295886874	13.520141922	1.83295886874	13.520141922	2024
1523	Муравьиной кислоты N,N-диметиламид	0.0238	0.16079					2024
1555	Уксусная кислота	0.17284135473	2.7940670236	0.15727277228	2.7570224804	0.15727277228	2.7570224804	2024
1580	Лимонная кислота			0.00043233333	0.0079898976	0.00043233333	0.0079898976	2024
1605	Морфолин (Диэтиленамидоксид)	0.0078	0.2453501	0.0078	0.2460223	0.0078	0.2460223	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.14164437656	0.79784416607	0.16714301593	0.92484285606	0.16714301593	0.92484285606	2024
1706	Диметилдисульфид	0.2120831431	6.67469356805	0.2127716631	6.69124566905	0.2127716631	6.69124566905	2024
1707	Диметилсульфид	0.00000698	0.000009356	0.00000698	0.000009356	0.00000698	0.000009356	2024
1715	Метилмеркаптан	1.21714727074	0.75829734451	1.67071829476	0.83076601697	1.67071829476	0.83076601697	2024
1716	Смесь природных меркаптанов	0.09688188685	0.000890272	0.09694988685	0.000893972	0.09694988685	0.000893972	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.38970938339	0.73687075334	0.50034631585	0.90352984433	0.50034631585	0.90352984433	2024
1728	Этилмеркаптан	0.79845271037	0.30448358274	1.04345203884	0.33812880493	1.04345203884	0.33812880493	2024
1852	Моноэтаноламин	0.1409	4.4411624	0.1409	4.4533299	0.1409	4.4533299	2024
1870	Аминоциклогексан	0.0078	0.2453501	0.0078	0.2460223	0.0078	0.2460223	2024
1880	Диэтаноламин	3.54042530264	30.8360855477	7.54128332436	45.4715893726	7.54128332436	45.4715893726	2024
2301	Гидрохинон	0.00033	0.00224					2024
2704	Бензин	1.7482504875	1.78655837725	1.30795150023	0.052888475	1.30795150023	0.052888475	2024
2715	Ингибитор коррозии ВНХ-1	0.0003754	0.0058213	0.0003754	0.0058213	0.0003754	0.0058213	2024
2732	Керосин	0.4452535	0.579527809	0.5476775	0.579527809	0.5476775	0.579527809	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.85323062558	17.015840667	0.81470461995	17.5740307444	0.81470461995	17.5740307444	2024
2750	Сольвент нефтяной	0.5832383	11.1565983	0.5043333	11.1308681	0.5043333	11.1308681	2024
2752	Уайт-спирит	5.93489212878	45.60985425	3.78447322878	29.658137165	3.78447322878	29.658137165	2024
2754	Углеводороды предельные С12-С19	712.971911626	5340.40941869	739.814113371	5632.80640816	739.814113371	5632.80640816	2024
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"	2.25005889	70.6689664	2.34115889	73.7472658	2.34115889	73.7472658	2024
2817	Диспергатор НФ	0.0000953	0.0015054	0.0000953	0.0015054	0.0000953	0.0015054	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2862	Бромистые соли N-алкилпиридиния	0.0000055	0.000002	0.0000055	0.000002	0.0000055	0.000002	2024
2868	Эмульсол	0.001648317	0.02643050484	0.000449692	0.02600040359	0.000449692	0.02600040359	2024
2902	Взвешенные частицы	22.8711373827	114.00598813	8.58387557727	47.9314915275	8.58387557727	47.9314915275	2024
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> более 70%	2.25554509028	28.302495363	0.80928909028	4.26551094304	0.80928909028	4.26551094304	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%	357.003397845	1136.60667531	295.630637142	527.000317699	295.630637142	527.000317699	2024
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> менее 20%	72.5064	9.9598	63.8235	9.4752	63.8235	9.4752	2024
2915	Пыль стекловолкна			0.0000222	0.0000096	0.0000222	0.0000096	2024
2921	Пыль поливинилхлорида	0.01401527	0.0027016896	0.0000104	0.0000015604	0.0000104	0.0000015604	2024
2930	Пыль абразивная	1.225833	2.2140494752	0.523368	2.0451605952	0.523368	2.0451605952	2024
2936	Пыль древесная	4.73672832892	4.47669486	6.11607949074	2.007927324	6.11607949074	2.007927324	2024
3107	Стронций, растворимые соединения	0.00005870418	0.00086081428	0.00005870418	0.00085951576	0.00005870418	0.00085951576	2024
3119	Кальций карбонат (Мел)	0.0155261684	0.22766943706	0.0155261684	0.22732600107	0.0155261684	0.22732600107	2024
3123	Кальция хлорид	0.00000523	0.00004	0.00033043	0.002202	0.00033043	0.002202	2024
3152	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)	0.0109	0.2775	0.02482066667	0.4985441696	0.02482066667	0.4985441696	2024
3227	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400, ПЭГ-6000	0.0000672	0.0010038	0.0000672	0.0010038	0.0000672	0.0010038	2024
3401	Метилдиэтаноламин	0.5355000072	2.899300226	0.5359000072	2.256400226	0.5359000072	2.256400226	2024
<b>Всего по ТШО:</b>		<b>286758.0299</b>	<b>105698.7033</b>	<b>439190.6734</b>	<b>151143.2931</b>	<b>439190.6734</b>	<b>151143.2931</b>	

Примечание.: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

Таблица 4.3-2 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов Промысла (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301	Азота диоксид	642.6792	521.8978	577.9144	620.6764685	577.9144	620.6764685	2024
0303	Аммиак	0.00004	0.011	0.00004	0.0116	0.00004	0.0116	2024
0304	Азота оксид	104.4362	84.808	93.913	100.8598432	93.913	100.8598432	2024
0328	Сажа	521.6503	181.2864	467.681	264.0516422	467.681	264.0516422	2024
0330	Сера диоксид	25154.587	13081.285	27764.1589	18835.9820056	27764.1589	18835.9820056	2024
0333	Сероводород	24.645298894	49.477303714	26.980259774	57.193858613	26.980259774	57.193858613	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0337	Углерод оксид	5225.3728	2040.9917	4685.6771	2868.1595412	4685.6771	2868.1595412	2024
0370	Углерода сероокись	0.07090500102	0.063388201	0.07133846	0.0643149	0.07133846	0.0643149	2024
0402	Бутан	0.00005	0.0018	0.00005	0.0018	0.00005	0.0018	2024
0410	Метан	130.6686	49.5754	117.1765	70.2732581	117.1765	70.2732581	2024
0412	Изобутан	0.00005	0.0018	0.00005	0.0018	0.00005	0.0018	2024
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	3309.1592815	333.8210673	3343.3093017	368.15791	3343.3093017	368.15791	2024
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	4.02443812	47.8246526001	4.1666942	49.8953511	4.1666942	49.8953511	2024
0602	Бензол	0.0028596	0.0843567	0.0032087	0.0957353	0.0032087	0.0957353	2024
0616	Ксилол	0.0034	0.0663	0.0051	0.1197	0.0051	0.1197	2024
0621	Толуол	0.010953109	0.3265051	0.012053009	0.3608107	0.012053009	0.3608107	2024
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0014	0.0278	0.0021	0.0502	0.0021	0.0502	2024
0627	Этилбензол	0.0014	0.0262	0.0021	0.0473	0.0021	0.0473	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.0000104	0.00000068	0.0000104	0.00000068	0.0000104	0.00000068	2024
1052	Метанол	0.043	5.2561	0.043	5.1208	0.043	5.1208	2024
1078	Этиленгликоль	0.00287	0.1009	0.00287	0.087	0.00287	0.087	2024
1325	Формальдегид	0.1119	0.0062	0.1119	0.0062	0.1119	0.0062	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.0049328408	0.0240985	0.00418951	0.0281083	0.00418951	0.0281083	2024
1715	Метилмеркаптан	0.18434116	0.117760122	0.18512176	0.13317265	0.18512176	0.13317265	2024
1716	Смесь природных меркаптанов	0.09662145	0.000888826	0.09668945	0.000892526	0.09668945	0.000892526	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.0109807007	0.03429827	0.01021911	0.04031843	0.01021911	0.04031843	2024
1728	Этилмеркаптан	0.02316248589	0.0520464001	0.022170418	0.061048	0.022170418	0.061048	2024
1880	Диэтаноламин	0.55691	5.1287	0.55731	6.4741	0.55731	6.4741	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.0024	0.0716	0.0024	0.0718	0.0024	0.0718	2024
2754	Углеводороды предельные С12-С19	6.0208392	100.1466543	6.0478193	102.6822636	6.0478193	102.6822636	2024
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"	1.70605889	53.514816	1.79715889	56.5449944	1.79715889	56.5449944	2024
3401	Метилдиэтаноламин	0.5255	2.5873	0.5259	1.9437	0.5259	1.9437	2024
<b>Всего по Промыслу:</b>		<b>35126.6037</b>	<b>16558.6178</b>	<b>37090.4800</b>	<b>23409.1975</b>	<b>37090.4800</b>	<b>23409.1975</b>	

Примечание: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

**Таблица 4.3-3 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов КТЛ (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0150	Натр едкий	0.029172	0.45465	0.030986	0.51165	0.030986	0.51165	2024
0154	Натрий гипохлорид	0.005922	0.091935	0.005922	0.091935	0.005922	0.091935	2024
0301	Азота диоксид	724.410832	2918.33612485	706.16296	2598.85642001	706.16296	2598.85642001	2024
0303	Аммиак	0.000968772	0.00657233					2024
0304	Азота оксид	117.716234	474.230410923	114.7507539	422.313379124	114.7507539	422.313379124	2024
0316	Соляная кислота	0.0352	1.1173	0.0352	1.1202	0.0352	1.1202	2024
0322	Серная кислота	0.003011	0.046771	0.003011	0.046771	0.003011	0.046771	2024
0328	Сажа	454.935138	222.89742	448.189673	211.913652	448.189673	211.913652	2024
0330	Сера диоксид	125250.6577370	14926.2414110	122798.8077080	14236.6895520	122798.8077080	14236.6895520	2024
0331	Сера элементарная	2322.2809062	119.403464236	2325.37400397	168.793869186	2325.37400397	168.793869186	2024
0333	Сероводород	715.025336625	64.707115497	712.89117083	63.3115912747	712.89117083	63.3115912747	2024
0334	Сероуглерод	2.449069764	0.004282832	2.44906976444	0.004282832	2.44906976444	0.004282832	2024
0337	Углерод оксид	6005.0760336	27444.26477	5924.5194836	27573.2465110	5924.5194836	27573.2465110	2024
0370	Углерода сероокись	41.0059631631	0.17999560269	41.0113737631	0.18949660241	41.0113737631	0.18949660241	2024
0410	Метан	115.194182	101.5999675	113.5391823	98.636218	113.5391823	98.636218	2024
0415	Углеводороды предельные С1-С5	1894.93227	1275.08723	1932.80758	1440.20021	1932.80758	1440.20021	2024
0416	Углеводороды предельные С6-С10	111.52015024	1179.0554003	109.93604122	1406.8480771	109.93604122	1406.8480771	2024
0602	Бензол	1.3080528	6.7001635	1.283903	8.1304638	1.283903	8.1304638	2024
0616	Ксилол	0.1094	3.4411	0.1094	3.4511	0.1094	3.4511	2024
0621	Толуол	2.688940243	25.7027626	2.62294024	30.8105626	2.62294024	30.8105626	2024
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0181	0.5731	0.0181	0.5743	0.0181	0.5743	2024
0627	Этилбензол	0.0181	0.5731	0.0181	0.5743	0.0181	0.5743	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.00004848	0.000025865	0.0000457	0.000015017	0.0000457	0.000015017	2024
0708	Нафталин	0.0181	0.5731	0.0181	0.5743	0.0181	0.5743	2024
1023	Диэтиленгликоль	0.000967	0.002501					2024
1051	Изопропиловый спирт	0.0197	0.6184	0.0197	0.6201	0.0197	0.6201	2024
1052	Метанол	1.948568	13.156465	2.6375	9.5815	2.6375	9.5815	2024
1078	Этиленгликоль	0.013062	0.1101	0.0027	0.0833	0.0027	0.0833	2024
1325	Формальдегид	0.356	0.24103	0.2987	0.1427	0.2987	0.1427	2024
1334	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)	0.0458	1.4428	0.0458	1.4469	0.0458	1.4469	2024
1523	Муравьиной кислоты N,N-диметиламид	0.0238	0.16079					2024
1555	Уксусная кислота	0.0107	0.3396	0.0107	0.3405	0.0107	0.3405	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.062907186	0.6459154322	0.0657179675	0.756792307	0.0657179675	0.756792307	2024
1706	Диметилдисульфид	0.0293098	0.916709	0.0292288	0.916815	0.0292288	0.916815	2024
1715	Метилмеркаптан	0.5169663012	0.35371834195	0.511681584	0.32844231345	0.511681584	0.32844231345	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1716	Смесь природных меркаптанов	0.0000002	0.00000018	0.0000002	0.00000018	0.0000002	0.00000018	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.27020570671	0.6118798384	0.28642770427	0.7523476708	0.28642770427	0.7523476708	2024
1728	Этилмеркаптан	0.51108144534	0.13124518104	0.50227560626	0.12455435754	0.50227560626	0.12455435754	2024
1880	Диэтаноламин	0.03504	1.104	0.034988	1.10606	0.034988	1.10606	2024
2301	Гидрохинон	0.00033	0.00224					2024
2715	Ингибитор коррозии ВНХ-1	0.0003754	0.0058213	0.0003754	0.0058213	0.0003754	0.0058213	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.044781	1.350934	0.04469	1.354319	0.04469	1.354319	2024
2754	Углеводороды предельные С12-С19	158.376262	2568.82181	158.778162	3053.41481	158.778162	3053.41481	2024
2790	Ингибитор коррозии "Нефтехим-1"	0.471	14.8525	0.471	14.8944	0.471	14.8944	2024
2817	Диспергатор НФ	0.0000953	0.0015054	0.0000953	0.0015054	0.0000953	0.0015054	2024
3227	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400, ПЭГ-6000	0.0000672	0.0010038	0.0000672	0.0010038	0.0000672	0.0010038	2024
3401	Метилдиэтаноламин	0.0020000072	0.060900226	0.0020000072	0.060900226	0.0020000072	0.060900226	2024
<b>Всего по КТЛ</b>		<b>137922.1779</b>	<b>51370.2200</b>	<b>135398.3265</b>	<b>51352.8216</b>	<b>135398.3265</b>	<b>51352.8216</b>	

Примечание.: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

Таблица 4.3-4 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ЗВП (по загрязняющим веществам)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0150	Натр едкий	0.0000262	0.0008	0.0000262	0.0008	0.0000262	0.0008	2024
0301	Азота диоксид	629.576769766	842.36440543	838.392978566	1379.50745926	838.392978566	1379.50745926	2024
0302	Азотная кислота	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	2024
0303	Аммиак	0.0000492	0.0016	0.0000492	0.0016	0.0000492	0.0016	2024
0304	Азота оксид	104.0230764	137.403391552	137.9557388	224.689373135	137.9557388	224.689373135	2024
0316	Соляная кислота	0.000132	0.0042	0.000132	0.0042	0.000132	0.0042	2024
0322	Серная кислота	0.0210537	0.6623004	0.0210537	0.6641004	0.0210537	0.6641004	2024
0328	Сажа	341.1167934	109.52949	512.6241408	104.849739	512.6241408	104.849739	2024
0330	Сера диоксид	90580.5680640	3214.11246161	125146.8375810	3225.14275205	125146.8375810	3225.14275205	2024
0331	Сера элементарная	94.3	2.71584	94.3	2.71584	94.3	2.71584	2024
0333	Сероводород	738.278051852	39.1531606868	768.122079987	40.8082812144	768.122079987	40.8082812144	2024
0334	Сероуглерод	32.4097543343	0.933400925	32.4097543343	0.93340092483	32.4097543343	0.93340092483	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0337	Углерод оксид	4100.59674326	1869.02092666	5816.56981726	3751.82179149	5816.56981726	3751.82179149	2024
0348	Ортофосфорная кислота	0.0000024	0.000044	0.0000024	0.000044	0.0000024	0.000044	2024
0370	Углерода сероокись	87.8169738822	2.612526191	87.8169688822	2.61262615093	87.8169688822	2.61262615093	2024
0410	Метан	85.1482409	27.395489	128.0245108	26.2224442	128.0245108	26.2224442	2024
0415	Углеводороды предельные С1-С5	417.6377	277.762404	417.775	278.497004	417.775	278.497004	2024
0416	Углеводороды предельные С6-С10	1.0009	31.5526	1.000937	31.63930027	1.000937	31.63930027	2024
0602	Бензол	0.00025	0.0079	0.00025	0.0079	0.00025	0.0079	2024
0616	Ксилол	0.115	0.2468	0.115	0.2474	0.115	0.2474	2024
0621	Толуол	0.0001	0.0032	0.0001	0.0032	0.0001	0.0032	2024
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0032	0.1023	0.0032	0.1026	0.0032	0.1026	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.0000364	0.00061106	0.0000364	0.00061106	0.0000364	0.00061106	2024
0708	Нафталин	0.0063	0.1967	0.0063	0.1973	0.0063	0.1973	2024
0906	Четыреххлористый углерод	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	0.0005	0.0158	2024
1042	Бутиловый спирт	0.006	0.1887	0.006	0.1893	0.006	0.1893	2024
1052	Метанол	0.21377950555	4.33638486336	0.25149704941	4.43894380785	0.25149704941	4.43894380785	2024
1061	Этиловый спирт	0.00167	0.0527	0.00167	0.0528	0.00167	0.0528	2024
1078	Этиленгликоль	1.20474435062	9.7527784104	2.86851973061	12.9017031838	2.86851973061	12.9017031838	2024
1325	Формальдегид	0.1905	0.0527	0.1905	0.0527	0.1905	0.0527	2024
1401	Ацетон	0.00064	0.0202	0.00064	0.0202	0.00064	0.0202	2024
1555	Уксусная кислота	0.086492	0.52	0.086492	0.5212	0.086492	0.5212	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.026088872	0.008263943	0.03934887771	0.0082463957	0.03934887771	0.0082463957	2024
1706	Диметилдисульфид	0.0814	2.5714	0.0814	2.5785	0.0814	2.5785	2024
1715	Метилмеркаптан	0.385896577	0.114298505	0.5517778312	0.1133234551	0.5517778312	0.1133234551	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.093256992	0.02595809002	0.1408570208	0.02606687536	0.1408570208	0.02606687536	2024
1728	Этилмеркаптан	0.253258444	0.056246644	0.38286078747	0.05604663843	0.38286078747	0.05604663843	2024
1880	Диэтаноламин	2.81509773131	22.2279349648	6.52483497	29.2392968945	6.52483497	29.2392968945	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.08064	2.54235	0.08064	2.54925	0.08064	2.54925	2024
2750	Сольвент нефтяной	0.0031	0.096	0.0031	0.0963	0.0031	0.0963	2024
2754	Углеводороды предельные С12-С19	37.9108484612	25.9678381711	39.4759341548	29.5869328457	39.4759341548	29.5869328457	2024
3401	Метилдиэтаноламин	0.008	0.2511	0.008	0.2518	0.008	0.2518	2024
<b>Всего по ЗВП</b>		<b>97255.9816</b>	<b>6624.5990</b>	<b>134032.6707</b>	<b>9153.3840</b>	<b>134032.6707</b>	<b>9153.3840</b>	

Примечание: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

**Таблица 4.3-5 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Внешних объектов (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0108	Барий сульфат	0.03185188496	0.46738451588	0.04013288496	0.57588037834	0.04013288496	0.57588037834	2024
0122	Железа хлорид			0.01592394444	0.3937127008	0.01592394444	0.3937127008	2024
0123	Железо (II, III) оксиды	0.36659067666	2.61543101468	0.36608467636	2.61494956057	0.36608467636	2.61494956057	2024
0128	Кальций оксид (Негашеная известь)	0.0000012	0.000025	0.0034	0.0134	0.0034	0.0134	2024
0143	Марганец и его соединения	0.01445069187	0.10491259684	0.01715391412	0.14103482395	0.01715391412	0.14103482395	2024
0146	Медь (II) оксид	0.00002939726	0.00036029894	0.00004939726	0.00036086	0.00004939726	0.00036086	2024
0150	Натр едкий	1.342944	0.0025767	0.01585505556	0.1916561488	0.01585505556	0.1916561488	2024
0154	Натрий гипохлорид			0.0032425	0.059924232	0.0032425	0.059924232	2024
0158	Натрия сульфат	0.00000052	0.0000024	0.00000052	0.0000024	0.00000052	0.0000024	2024
0164	Никель оксид	0.00366252359	0.048008256	0.00365296804	0.048	0.00365296804	0.048	2024
0168	Олово (II) оксид	0.0000031	0.0000056	0.0000031	0.0000056	0.0000031	0.0000056	2024
0184	Свинец и его неорганические соединения	0.00000929202	0.00007963452	0.00000929201	0.00007952631	0.00000929201	0.00007952631	2024
0203	Хром шестивалентный	0.00033900444	0.000809136	0.00030611556	0.00078072	0.00030611556	0.00078072	2024
0207	Цинк оксид			0.0018	0.000013	0.0018	0.000013	2024
0287	Цинк карбонат	0.00007827224	0.00114775238	0.00007827224	0.00114602101	0.00007827224	0.00114602101	2024
0301	Азота диоксид	266.235522641	1391.3142677	276.369258519	1513.57308856	276.369258519	1513.57308856	2024
0302	Азотная кислота	0.87716447665	0.0529109123	0.89561533333	0.26568444	0.89561533333	0.26568444	2024
0303	Аммиак	1.2646634598	23.8716146191	1.98686432198	27.0936839003	1.98686432198	27.0936839003	2024
0304	Азота оксид	43.4874866988	225.535410372	45.1343600786	245.416009247	45.1343600786	245.416009247	2024
0316	Соляная кислота	0.38227927576	0.0291214309	0.39223066465	0.2083378309	0.39223066465	0.2083378309	2024
0322	Серная кислота	0.03181593	0.01858198	0.002986	0.001257	0.002986	0.001257	2024
0326	Озон	0.00025887536	0.00340016	0.00025887536	0.00340016	0.00025887536	0.00340016	2024
0328	Сажа	22.6367497153	31.9465459682	22.319776447	39.2498711023	22.319776447	39.2498711023	2024
0330	Сера диоксид	58.2860606769	220.446067406	78.4551207272	238.223767363	78.4551207272	238.223767363	2024
0331	Сера элементарная	0.00436404	0.00474900007	0.00436404	0.00474900007	0.00436404	0.00474900007	2024
0333	Сероводород	0.1256380797	1.31555376548	0.11273664122	1.03542358938	0.11273664122	1.03542358938	2024
0334	Сероуглерод	0.00000268	0.000006419	0.00000268	0.000006419	0.00000268	0.000006419	2024
0337	Углерод оксид	439.347789485	1127.53532951	379.567206849	1219.84072543	379.567206849	1219.84072543	2024
0342	Фтористый водород	0.00526692826	0.032278816	0.00519737268	0.03221872	0.00519737268	0.03221872	2024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.00128050423	0.0091406	0.0012805044	0.0091406	0.0012805044	0.0091406	2024
0348	Ортофосфорная кислота	0.75788065697	0.02351455569	0.03326422222	0.549233912	0.03326422222	0.549233912	2024
0370	Углерода сероокись	0.02257755092	0.00154999398	0.01937266516	0.0016690593	0.01937266516	0.0016690593	2024
0402	Бутан	0.00608203201	0.0131180026	0.00608203201	0.0131180026	0.00608203201	0.0131180026	2024
0410	Метан	109.469413768	2346.08926621	123.545716909	2662.60832423	123.545716909	2662.60832423	2024
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	675.484177698	126.400797202	575.56337594	141.772751011	575.56337594	141.772751011	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	14.5492420051	51.1528265732	14.5514288092	67.7196766997	14.5514288092	67.7196766997	2024
0602	Бензол	0.14111858328	0.49641150002	0.14111858328	0.65721150002	0.14111858328	0.65721150002	2024
0616	Ксилол	0.94908310079	21.8189215781	1.10819896382	24.5065568835	1.10819896382	24.5065568835	2024
0621	Толуол	2.07744059432	34.2533758516	2.60229217996	39.2121967486	2.60229217996	39.2121967486	2024
0627	Этилбензол	0.18702505617	4.19666962204	0.21237760461	4.76555740664	0.21237760461	4.76555740664	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.00019143994	0.00024215206	0.00016498039	0.00040770869	0.00016498039	0.00040770869	2024
0859	Дифторхлорметан (Фреон-22)	0.00031709792	0.005					2024
0938	1,1,1,2-Тетрафторэтан (Фреон-134А)	0.02038153222	0.401	0.03078153222	0.436	0.03078153222	0.436	2024
1042	Бутиловый спирт	0.06124928053	0.19100282	0.17021664164	0.19958032	0.17021664164	0.19958032	2024
1052	Метанол	9.628126454	57.9349026482	9.628126454	57.9349026482	9.628126454	57.9349026482	2024
1061	Этиловый спирт	0.07458999311	0.57367751	0.14150627436	0.19657794	0.14150627436	0.19657794	2024
1078	Этиленгликоль	2.59040610592	16.7870629995	2.74780610592	16.9284629995	2.74780610592	16.9284629995	2024
1119	Этилцеллозольв	0.01694684932	0.07736	0.07024684932	0.08056	0.07024684932	0.08056	2024
1210	Бутилацетат	0.03049026303	0.12383125	0.10134356164	0.1291	0.10134356164	0.1291	2024
1240	Этилацетат	0.00064670139	0.00093125					2024
1317	Ацетальдегид	0.00057777778	0.01536	0.00003306804	0.00104224	0.00003306804	0.00104224	2024
1325	Формальдегид	1.28290758268	6.48462182169	1.29749352585	8.68985669818	1.29749352585	8.68985669818	2024
1401	Ацетон	0.05658783616	0.15470616	0.12298783616	0.16790616	0.12298783616	0.16790616	2024
1555	Уксусная кислота	0.00161018519	0.04495	0.00010637228	0.0033502	0.00010637228	0.0033502	2024
1580	Лимонная кислота			0.00043233333	0.0079898976	0.00043233333	0.0079898976	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.00834031	0.02940737	0.00834031	0.03894737	0.00834031	0.03894737	2024
1706	Диметилдисульфид	1.6E-10	1.54E-12	1.6E-10	1.54E-12	1.6E-10	1.54E-12	2024
1707	Диметилсульфид	0.00000698	0.000009356	0.00000698	0.000009356	0.00000698	0.000009356	2024
1715	Метилмеркаптан	0.03846086349	0.01823903208	0.03237121872	0.02002830076	0.03237121872	0.02002830076	2024
1716	Смесь природных меркаптанов	0.00026023685	0.000001266	0.00026023685	0.000001266	0.00026023685	0.000001266	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.00725284	0.02534413	0.00725284	0.03354413	0.00725284	0.03354413	2024
1728	Этилмеркаптан	0.00257068387	0.00127123112	0.00233151669	0.00167503459	0.00233151669	0.00167503459	2024
1880	Диэтаноламин	0.13337757133	2.37545058291	0.13337757133	2.37545058291	0.13337757133	2.37545058291	2024
2704	Бензин	0.440925	1.7357076	0.000625	0.000045	0.000625	0.000045	2024
2732	Керосин	0.4452535	0.579527809	0.4452535	0.579527809	0.4452535	0.579527809	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.16812174225	0.605911398	0.16812173662	0.605823999	0.16812173662	0.605823999	2024
2752	Уайт-спирит	0.034887	0.612421	0.049687	0.646221	0.049687	0.646221	2024
2754	Углеводороды предельные C12-C19	140.638761482	354.025475171	139.222679605	476.689638821	139.222679605	476.689638821	2024
2862	Бромистые соли N-алкилпиридиния	0.0000055	0.000002	0.0000055	0.000002	0.0000055	0.000002	2024
2868	Эмульсол	0.001648317	0.02643050484	0.000449692	0.02600040359	0.000449692	0.02600040359	2024
2902	Взвешенные частицы	0.26051308767	0.70683099032	0.2241523997	0.54259879948	0.2241523997	0.54259879948	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> более 70%	0.01468909028	0.21539486301	0.01468909028	0.21506994304	0.01468909028	0.21506994304	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%	11.4021741401	94.8571978378	18.3584967395	221.156727027	18.3584967395	221.156727027	2024
2930	Пыль абразивная	0.066533	0.1325374752	0.042668	0.0563638752	0.042668	0.0563638752	2024
2936	Пыль древесная	1.51072832892	2.73487086	2.89007949074	0.266103324	2.89007949074	0.266103324	2024
3107	Стронций, растворимые соединения	0.00005870418	0.00086081428	0.00005870418	0.00085951576	0.00005870418	0.00085951576	2024
3119	Кальций карбонат (Мел)	0.0155261684	0.22766943706	0.0155261684	0.22732600107	0.0155261684	0.22732600107	2024
3123	Кальция хлорид	0.00000523	0.00004	0.00033043	0.002202	0.00033043	0.002202	2024
3152	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)			0.01392066667	0.1537441696	0.01392066667	0.1537441696	2024
<b>Всего по ВО:</b>		<b>1807.0455</b>	<b>6151.5074</b>	<b>1699.4401</b>	<b>7019.2183</b>	<b>1699.4401</b>	<b>7019.2183</b>	

Примечание.: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

**Таблица 4.3-6 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ПБР/ПУУД на период пуска/наладки и эксплуатации (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0150	Натрия гидроксид	0.0138895	0.3932761	0.0124295	0.3942953	0.0124295	0.3942953	2024
0301	Азота диоксид	957.2168847220	4262.2798115200	1219.4609320000	5582.1491454700	1219.4609320000	5582.1491454700	2024
0303	Аммиак	0.00000166745	0.0000524879	0.00000166745	0.0000525879	0.00000166745	0.0000525879	2024
0304	Азота оксид	155.5476796710	692.6205145620	198.1624766760	907.0989275210	198.1624766760	907.0989275210	2024
0322	Серная кислота	0.0105	0.2666	0.0105	0.3314	0.0105	0.3314	2024
0328	Сажа	384.3595790890	218.5462862990	564.6507511300	394.9282223830	564.6507511300	394.9282223830	2024
0330	Сера диоксид	4996.5574751900	675.4283725650	118986.3353930000	30699.1291019000	118986.3353930000	30699.1291019000	2024
0333	Сероводород	6.78015751876	73.81894195	101.8872345470	87.0302347643	101.8872345470	87.0302347643	2024
0337	Углерод оксид	4018.6991537800	4944.3846602600	5833.7615437700	9336.7229808300	5833.7615437700	9336.7229808300	2024
0370	Углерода сероокись	0.04572102528	0.10731289611	0.04572102525	0.10753560721	0.04572102525	0.10753560721	2024
0410	Метан	94.50717225	21.4195041	139.7587785350	93.7925401588	139.7587785350	93.7925401588	2024
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1508.2809527400	894.0399160140	1515.0564527400	1432.5500714100	1515.0564527400	1432.5500714100	2024
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	1.05735947203	32.6331168679	1.05735947203	32.7222310679	1.05735947203	32.7222310679	2024
0602	Бензол	0.00985294781	0.28943311256	0.00985294761	0.29058061257	0.00985294761	0.29058061257	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0616	Ксилол	0.00541	0.1721098	0.00541	0.1725978	0.00541	0.1725978	2024
0621	Толуол	0.02346246334	0.73649648629	0.02346246304	0.73849489639	0.02346246304	0.73849489639	2024
0623	1,3,5-Триметилбензол	0.00641	0.2042195	0.00641	0.2047955	0.00641	0.2047955	2024
0626	1,2,4-Триметилбензол	0.0227	0.7148684	0.0227	0.7167843	0.0227	0.7167843	2024
0703	Бенз(а)пирен	0.00029358278	0.0040035478	0.0002690257	0.00289165637	0.0002690257	0.00289165637	2024
1052	Метиловый спирт	0.04791	1.5134596	0.05227485116	1.61159312327	0.05227485116	1.61159312327	2024
1061	Этиловый спирт	0.0078	0.2453501	0.0078	0.2460223	0.0078	0.2460223	2024
1078	Этиленгликоль	0.7429	23.3332808	0.82430947356	25.3363812720	0.82430947356	25.3363812720	2024
1325	Формальдегид	3.18888333333	41.8367180618	2.679475	30.5729736626	2.679475	30.5729736626	2024
1328	Пентандиаль	0.0014	0.0437825	0.0014	0.0439024	0.0014	0.0439024	2024
1555	Уксусная кислота	0.0599	1.8867989	0.0599	1.8919682	0.0599	1.8919682	2024
1605	Тетрагидро-1,4-оксазин	0.0078	0.2453501	0.0078	0.2460223	0.0078	0.2460223	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.0098019228	0.04691104259	0.01997284083	0.04949183449	0.01997284083	0.04949183449	2024
1706	Диметилдисульфид	0.10102866381	3.18605834016	0.10102866381	3.19478744116	0.10102866381	3.19478744116	2024
1715	Метилмеркаптан	0.09107364122	0.15367404305	0.38935676522	0.23513378345	0.38935676522	0.23513378345	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.00190515067	0.03129128316	0.04935905862	0.04304499516	0.04935905862	0.04304499516	2024
1728	Этилмеркаптан	0.00798796126	0.0631978392	0.13341526528	0.0942864608	0.13341526528	0.0942864608	2024
1852	Моноэтаноламин	0.1409	4.4411624	0.1409	4.4533299	0.1409	4.4533299	2024
1870	Циклогексиламин	0.0078	0.2453501	0.0078	0.2460223	0.0078	0.2460223	2024
1880	Диэтаноламин	0	0	0.29077278304	6.27668189528	0.29077278304	6.27668189528	2024
2735	Масло минеральное	0.38158746667	10.9846475730	0.38158746667	11.8099072494	0.38158746667	11.8099072494	2024
2750	Сольвент нефтяной	0.0194	0.6127587	0.0194	0.6143865	0.0194	0.6143865	2024
2754	Углеводороды предельные С12-С19	80.2104541975	1090.1366286300	69.7652516105	810.1368232610	69.7652516105	810.1368232610	2024
2790	Ингибитор коррозии	0.073	2.3016504	0.073	2.3078714	0.073	2.3078714	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO <sub>2</sub> : 70-20%	13.1951468889	219.45791	0	0	0	0	2024
2936	Пыль древесная	2.754	0.594864	2.754	0.594864	2.754	0.594864	2024
3152	Натрий гидросульфит	0.0109	0.2775	0.0109	0.3448	0.0109	0.3448	2024
<b>Всего по объектам ПБР/ПУУД:</b>		<b>12224.2062</b>	<b>13219.6978</b>	<b>128638.0374</b>	<b>49469.4332</b>	<b>128638.0374</b>	<b>49469.4332</b>	

Примечание: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

**Таблица 4.3-7 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов Подрядных организаций Основного производства ТШО (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0101	Алюминий оксид	0.01146	0.009472	0.014204	0.0156804	0.014204	0.0156804	2024
0108	Барий сульфат	5.2222	3.7969					2024
0113	Вольфрам триоксид	0.00002211111	0.00001904	0.000011	0.000019	0.000011	0.000019	2024
0123	Железо (II, III) оксиды	2.64155793333	7.91173838	2.23570558889	5.968102666	2.23570558889	5.968102666	2024
0143	Марганец и его соединения	0.07511875333	0.32540977	0.05990710222	0.2473051516	0.05990710222	0.2473051516	2024
0146	Медь (II) оксид	0.00419332222	0.0016838	0.0026038	0.0019946	0.0026038	0.0019946	2024
0163	Никель металлический	0.000022	0.0000396	0.000022	0.0000396	0.000022	0.0000396	2024
0164	Никель оксид	0.0012793	0.00110778	0.0015449	0.001292	0.0015449	0.001292	2024
0203	Хром шестивалентный	0.00215883333	0.0015403	0.0016211	0.00121816	0.0016211	0.00121816	2024
0207	Цинк оксид	0.0004894	0.000154	0.0006988	0.000267	0.0006988	0.000267	2024
0301	Азота диоксид	450.918472316	1668.84768725	449.402633351	1640.98870773	449.402633351	1640.98870773	2024
0304	Азота оксид	74.060501811	280.155398119	73.9701835532	273.944249224	73.9701835532	273.944249224	2024
0322	Серная кислота	0.000024	0.0000155	0.000034	0.0000164	0.000034	0.0000164	2024
0326	Озон	0.0015905	0.00108606	0.0017644	0.0012234	0.0017644	0.0012234	2024
0328	Сажа	29.1081256006	86.0187499324	28.6830812333	85.4905088945	28.6830812333	85.4905088945	2024
0330	Сера диоксид	90.0706061538	479.059543658	92.2915437276	467.245017048	92.2915437276	467.245017048	2024
0333	Сероводород	0.17583428783	0.19089466284	0.17572053534	0.21812304337	0.17572053534	0.21812304337	2024
0337	Углерод оксид	396.211435684	1749.44007043	395.816624384	1712.82360137	395.816624384	1712.82360137	2024
0342	Фтористый водород	0.03894553633	0.076202825	0.03294028333	0.052248305	0.03294028333	0.052248305	2024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.06449171111	0.1336132	0.04760011111	0.09204962	0.04760011111	0.09204962	2024
0370	Углерода сероокись	0.00023470901	0.00025539612	0.00023474749	0.00027744896	0.00023474749	0.00027744896	2024
0402	Бутан			0.00004943	0.00159215	0.00004943	0.00159215	2024
0403	Гексан			0.0001185	0.00381952	0.0001185	0.00381952	2024
0405	Пентан			0.0001151	0.00370734	0.0001151	0.00370734	2024
0406	Полиэтилен (Полиэтен)	0.0001006	0.000013596	0.000034	0.00000144	0.000034	0.00000144	2024
0410	Метан	0.0023	0.0089	0.0023	0.0099	0.0023	0.0099	2024
0412	Изобутан			0.0000162	0.00052205	0.0000162	0.00052205	2024
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	9.8355493311	13.6027040928	9.8540216373	13.4921126791	9.8540216373	13.4921126791	2024
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	12.1238452923	16.2035942393	12.1410672335	16.3708474795	12.1410672335	16.3708474795	2024
0602	Бензол	0.72011678611	1.06046091855	0.72011673883	1.06064111883	0.72011673883	1.06064111883	2024
0616	Ксилол	7.80468715164	90.7115214001	3.68421361793	60.2412186499	3.68421361793	60.2412186499	2024
0621	Толуол	2.9746268808	46.6812213112	2.1733448077	42.730690246	2.1733448077	42.730690246	2024
0703	Бенз/а/пирен	0.000672081	0.00209248332	0.00065962074	0.0020631749	0.00065962074	0.0020631749	2024
0827	Винилхлорид	0.000761863	0.0010724658	0.00056414	0.0010627042	0.00056414	0.0010627042	2024
1042	Бутиловый спирт	0.9205229	10.8166817	0.6831357	12.5093047	0.6831357	12.5093047	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1061	Этиловый спирт	0.4978732	6.507596	0.3024542	6.023612	0.3024542	6.023612	2024
1077	Циклогексанол	0.0552	0.0058	0.0552	0.0025	0.0552	0.0025	2024
1119	Этилцеллозольв	0.37726	1.6613694	0.18047	1.4466478	0.18047	1.4466478	2024
1210	Бутилацетат	4.17059760801	70.6154344	1.55255980038	30.1820064	1.55255980038	30.1820064	2024
1240	Этилацетат	0.0593563	1.037987	0.0227463	1.075035	0.0227463	1.075035	2024
1325	Формальдегид	6.83918665651	20.0468921141	6.79272861542	19.8161968175	6.79272861542	19.8161968175	2024
1401	Ацетон	2.87114430032	29.9527114	0.88017512737	11.80625834	0.88017512737	11.80625834	2024
1555	Уксусная кислота	0.01410796955	0.00271383	0.0000419	0.000029004	0.0000419	0.000029004	2024
1702	Бутилмеркаптан	0.02957324496	0.04324787828	0.02957350954	0.04325664892	0.02957350954	0.04325664892	2024
1706	Диметилдисульфид	0.00034467914	0.00052622789	0.00111419914	0.00114322789	0.00111419914	0.00114322789	2024
1715	Метилмеркаптан	0.00040872762	0.00060730042	0.00040913539	0.00066551418	0.00040913539	0.00066551418	2024
1720	Пропилмеркаптан	0.00610799331	0.00809914176	0.00623058168	0.00820774299	0.00623058168	0.00820774299	2024
1728	Этилмеркаптан	0.0003916899	0.00047628727	0.00039844563	0.00051831358	0.00039844563	0.00051831358	2024
2704	Бензин	1.3073212919	0.05083765225	1.30732230463	0.05283035	1.30732230463	0.05283035	2024
2735	Масло минеральное нефтяное	0.17530041667	1.459020096	0.13662741667	1.177764496	0.13662741667	1.177764496	2024
2750	Сольвент нефтяной	0.5567452	10.4228396	0.4427592	10.3615816	0.4427592	10.3615816	2024
2752	Уайт-спирит	2.8361656875	28.1979346	1.9119597875	23.94080225	1.9119597875	23.94080225	2024
2754	Углеводороды предельные C12-C19	232.161943058	719.953191156	270.385507347	693.374969935	270.385507347	693.374969935	2024
2902	Взвешенные частицы	19.1489781794	100.16272484	4.28281486198	38.745659168	4.28281486198	38.745659168	2024
2907	Пыль неорганическая с сод. SiO2 более 70%	2.193256	28.0869795	0.7946	4.050441	0.7946	4.050441	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	36.6523179511	209.245724178	73.6472828922	120.172537718	73.6472828922	120.172537718	2024
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	8.6829	0.4846					2024
2915	Пыль стекловолокна			0.0000222	0.0000096	0.0000222	0.0000096	2024
2921	Пыль поливинилхлорида	0.01400736955	0.002700234	0.0000079	0.0000014604	0.0000079	0.0000014604	2024
2930	Пыль абразивная	1.1009	1.940234	0.3747	1.61994072	0.3747	1.61994072	2024
<b>Всего по ПО ОП:</b>		<b>1402.7433</b>	<b>5684.9501</b>	<b>1435.1061</b>	<b>5297.4220</b>	<b>1435.1061</b>	<b>5297.4220</b>	

Примечание: \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы».

**Таблица 4.3-8 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительно-монтажных работ ПБР/ПУУД (для объектов Подрядных организаций ПБР/ПУУД) (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год*		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды	0.41691357325	3.25604904	0.144398	1.4869293	0.14439800000	1.4869293	2024
0143	Марганец и его соединения	0.00995790617	0.14897616	0.0045192	0.0956381	0.00451920000	0.0956381	2024
0203	Хрома оксид	0.000000000	0.00000000	0.000026040	0.00000750	0.00002604	0.00000750	2024
0301	Азота диоксид	194.2589356000	1696.612852830	146.0428510240	1243.564623540	146.0428510240	1243.564623540	2024
0304	Азота оксид	31.53358811690	275.3947942290	23.72270926680	202.0419190430	23.72270926680	202.0419190430	2024
0328	Сажа	9.4486134585	83.600487741	6.7718589600	58.080360612	6.771858960	58.080360612	2024
0330	Сера диоксид	84.90788359500	727.2868907	61.68603318110	520.7918354	61.68603318110	520.7918354	2024
0333	Сероводород	0.000524182	0.0039335	0.000331724	0.00268240	0.000331724	0.00268240	2024
0337	Углерод оксид	218.54765097900	1917.896849	153.9643361	1350.905758	153.96433613500	1350.905758	2024
0342	Фтористый водород	0.00345943333	0.0358289	0.001930247	0.0251819	0.00193024700	0.0251819	2024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.00366882428	0.0890617	0.00171480000	0.0575565	0.00171480000	0.0575565	2024
0616	Ксилол	2.55582783899	21.2784388	1.60374513899	4.5391939	1.60374513899	4.5391939	2024
0621	Толуол	1.05502863882	1.50474030000	1.08687743882	1.24681340000	1.08687743882	1.24681340000	2024
0703	Бенз(а)пирен	0.000211416	0.002017296	0.000161657	0.001435341	0.000161657	0.001435341	2024
0827	Винилхлорид	0.00005720000	0.0002951	0.00005720000	0.000289	0.00005720000	0.000289	2024
1042	Спирт бутиловый	0.01736248526	0.8886202	0.01546278526	0.8441874	0.01546278526	0.8441874	2024
1061	Этиловый спирт	0.001724786	0.0854596	0.001544686	0.0843318	0.001544686	0.0843318	2024
1119	Этилцеллозольв	0.00170400000	0.01226	0.00000000000	0	0.00000000000	0	2024
1210	Бутилацетат	0.24064121795	1.8247010000	0.35288021795	1.4531511000	0.35288021795	1.4531511000	2024
1325	Формальдегид	2.1729983847	18.83920442	1.6395797310	13.65068689	1.6395797310	13.65068689	2024
1401	Ацетон	0.4554181219	0.8398845	0.5143038219	0.3510016	0.5143038219	0.3510016	2024
2704	Бензин	4.1956E-06	0.000013125	4.1956E-06	0.000013125	4.1956E-06	0.000013125	2024
2750	Сольвент нефтяной	0.00399310000	0.025	0.00532410000	0.01	0.00532410000	0.01	2024
2752	Уайт-спирит	2.8532644413	16.659191900	0.7725464413	3.883948700	0.7725464413	3.883948700	2024
2754	Углеводороды предельные C12-C19	52.6623464494	462.7974697	40.2543268020	344.189403	40.2543268020	344.189403	2024
2902	Взвешенные частицы	3.314776116	12.880276300	3.229798316	2.9903334	3.229798316	2.990333400	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	231.8927864	574.0232685	83.6755843	96.76195669	83.6755843	96.76195669	2024
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	63.8235	9.4752	63.8235	9.4752	63.8235	9.4752	2024
2930	Пыль абразивная	0.0398	0.107176	0.0398	0.107176	0.0398	0.107176	2024
2936	Пыль древесная	0.472	1.14696	0.472	1.14696	0.472	1.14696	
<b>Всего по ПО ПБР:</b>		<b>900.6946</b>	<b>5826.7159</b>	<b>589.8282</b>	<b>3857.7886</b>	<b>589.8282</b>	<b>3857.7886</b>	

**Примечание:** \* действующие нормативы предприятия приняты по согласованному проекту «Корректировка на 2023-2024 годы Проекта НДВ ЗВ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 годы»

**Таблица 4.3-9 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для источников РООС проектов намечаемой деятельности (по загрязняющим веществам)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды	-	-	0.19437531111	0.1389032	0.19437531111	0.1389032	2024
0143	Марганец и его соединения	-	-	0.00788995665	0.00621416	0.00788995665	0.00621416	2024
0146	Медь (II) оксид	-	-	0.00034489665	0.0012124	0.00034489665	0.0012124	2024
0164	Никель оксид	-	-	0.0004028389	0.0014396	0.0004028389	0.0014396	2024
0168	Олово оксид	-	-	0.0000118	0.0000154	0.0000118	0.0000154	2024
0184	Свинец и его неорганические соединения	-	-	0.0000216	0.00002805	0.0000216	0.00002805	2024
0190	Сурьма (III) оксид	-	-	0.000000679	0.00000088	0.000000679	0.00000088	2024
0203	Хром шестивалентный	-	-	0.0017574	0.0007309	0.0017574	0.0007309	2024
0207	Цинк оксид	-	-	0.00002694	0.0000835	0.00002694	0.0000835	2024
0301	Азота диоксид	-	-	56.2288261759	441.683505176	56.2288261759	441.683505176	2024
0304	Азота оксид	-	-	11.2562623994	95.485549901	11.2562623994	95.485549901	2024
0326	Озон	-	-	0.00041404445	0.00148625	0.00041404445	0.00148625	2024
0328	Сажа	-	-	2.54378779358	20.6657479903	2.54378779358	20.6657479903	2024
0330	Сера диоксид	-	-	28.6250233362	239.58344763	28.6250233362	239.58344763	2024
0333	Сероводород	-	-	0.0026265	0.0020171	0.0026265	0.0020171	2024
0337	Углерод оксид	-	-	65.9558357506	548.34124747	65.9558357506	548.34124747	2024
0342	Фтористый водород	-	-	0.00173384397	0.00173984	0.00173384397	0.00173984	2024
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	-	-	0.00388566667	0.00125154	0.00388566667	0.00125154	2024
0406	Полиэтилен	-	-	0.0000333	0.00000108	0.0000333	0.00000108	2024
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	-	-	0.98685	4.1871	0.98685	4.1871	2024
0616	Диметилбензол	-	-	0.88144294444	1.991783185	0.88144294444	1.991783185	2024
0621	Толуол	-	-	0.55442211108	3.1130668975	0.55442211108	3.1130668975	2024
0703	Бенз/а/пирен	-	-	0.00006412889	0.0004912402	0.00006412889	0.0004912402	2024
0827	Винилхлорид	-	-	0.000026383	0.00000663	0.000026383	0.00000663	2024
1042	Бутиловый спирт	-	-	0.03745	0.34274126	0.03745	0.34274126	2024
1061	Этиловый спирт	-	-	0.22134	0.6572	0.22134	0.6572	2024
1119	Этилцеллозольв	-	-	0.15667630556	0.570692676	0.15667630556	0.570692676	2024
1210	Бутилацетат	-	-	0.20253583334	1.9027966045	0.20253583334	1.9027966045	2024
1240	Этилацетат	-	-	0.05753	0.68300504	0.05753	0.68300504	2024
1325	Формальдегид	-	-	0.61373986524	4.6934656476	0.61373986524	4.6934656476	2024
1401	Ацетон	-	-	0.3148520833	1.174775822	0.3148520833	1.174775822	2024
1555	Уксусная кислота	-	-	0.0000325	0.00000118	0.0000325	0.00000118	2024
2732	Керосин	-	-	0.102424		0.102424		2024
2735	Масло минеральное нефтяное	-	-	0.000638	0.005166	0.000638	0.005166	2024
2750	Сольвент нефтяной	-	-	0.03375	0.0486	0.03375	0.0486	2024

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу  
для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						год дос- тиже- ния НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	7	8	9	10	11
2752	Уайт-спирит	-	-	1.05028	1.187165215	1.05028	1.187165215	2024
2754	Углеводороды предельные С12- С19	-	-	15.8844325518	122.731566704	15.8844325518	122.731566704	2024
2902	Взвешенные частицы	-	-	0.84711	5.65290016	0.84711	5.65290016	2024
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2 70-20%	-	-	119.949273211	88.9090962646	119.949273211	88.9090962646	2024
2921	Пыль поливинилхлорида	-	-	0.0000025	0.0000001	0.0000025	0.0000001	2024
2930	Пыль абразивная	-	-	0.0662	0.26168	0.0662	0.26168	2024
<b>Всего по ПООС:</b>		-	-	<b>306.7843</b>	<b>1584.0279</b>	<b>306.7843</b>	<b>1584.0279</b>	

#### 4.4. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

В целях минимизации влияния выбросов на окружающую среду на производственных площадках ТОО «Тенгизшевройл» используется высокотехнологичное, отвечающее современным требованиям технологическое оборудование и техника.

На период нормирования на всех объектах ТШО специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения НДВ не предусматриваются, так как результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от выбросов источников всех существующих и новых объектов ТШО показали, что на границах СЗЗ (зоны воздействия) и ближайшей жилой зоны приземные концентрации загрязняющих веществ с учетом их суммирующего воздействия не превышают гигиенических критериев качества атмосферного воздуха населенных мест, установленных гигиеническими нормативами РК.

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования производственного объекта на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов загрязняющих веществ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятии реализуется комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилую зону, включают:

- расположение основных производственных объектов (КТЛ, ЗВП, объектов месторождения Тенгиз и Королевское, ЗСГ, ЗТП/СПД, ЗСГТП) на значительном расстоянии от населенных мест;
- разработка оптимальных схем движения, упорядоченное движение транспорта по территории месторождения;
- орошение производственных грунтовых автодорог и парковок вблизи офисов с мая по октябрь;
- проведение работ по пылеподавлению при строительных работах.

Технологические мероприятия включают:

*При строительных работах:*

- организация строительных работ, позволяющая выполнять работы в кратчайшие сроки;
- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;
- обеспечение технологического контроля за соблюдением технологий при производстве строительных работ, монтажа оборудования;
- покрытие кузовов нагруженных автосамосвалов плотным тентом для исключения пыления при перевозке сыпучих материалов;
- систематическое орошение водой площадок строительства (эффективность снижения выбросов пыли – 50%), полив дорог для снижения пылеобразования при земляных, планировочных работах и при передвижении транспортных средств;
- соответствие параметров применяемых машин, оборудования, транспортных средств в части состава отработавших газов в процессе эксплуатации установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя;
- правильная эксплуатация двигателя, своевременная регулировка системы подачи и ввода топлива, а также регулировка системы зажигания, что является определяющим условием минимального загрязнения атмосферы отработавшими газами дизельных двигателей;

- регулярная диагностика дизельных генераторов и котельных установок (выявление неисправностей, регулировка форсунок, замена масляных, топливных и воздушных фильтров).

*При эксплуатации оборудования:*

- применение наиболее современных технологий, высокопроизводительного оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности и охраны окружающей среды;
- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, а также внутренних документов и стандартов предприятия;
- организацию технологических процессов в соответствии с нормами технологического проектирования, технологическими инструкциями, техрегламентами, утвержденными в установленном порядке;
- соответствие параметров применяемых машин, оборудования, транспортных средств в части состава отработавших газов в процессе эксплуатации установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя;
- применение на месторождениях герметизированной системы сбора и транспортировки нефти;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии и от превышения давления;
- ежедневный контроль и диагностику оборудования и трубопроводов на объектах для своевременного обнаружения утечек и газовыделений (системы аварийного оповещения и связи, контроля воздуха);
- усиление контроля за техническим состоянием клапанов путем проведения периодической ревизии на предмет выявления отклонений или неисправностей, в том числе дефектоскопии, и при выявлении таковых проведение оперативного ремонта или замены клапанов;
- размещение взрывоопасных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- обратная закачка добываемого газа, что позволяет возвращать газ в коллектор в качестве альтернативы сжиганию или переработке этого газа по месту добычи;
- на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование;
- все предохранительные клапаны, используемые на линиях с содержанием  $H_2S$ , выведены в факельные коллекторы для безопасного сжигания на факельных установках и предотвращения утечек в окружающую среду;
- для перекачки жидкостей (нефть, конденсат) содержащих  $H_2S$ , используют насосы с двойным торцевым уплотнением вала для минимизации утечек в окружающую среду;
- герметизация компрессоров на заводских объектах и ЗСГ, новых объектах ПБР/ПУУД производится азотом или топливным газом;
- для снижения выбросов  $NO_x$  в процессе сгорания топлива, газовые турбины ЗСГ и ЗВП оснащены специальной системой управления топливом (Dry Low  $NO_x$ );

- для снижения испарения углеводородов и для предотвращения образования взрывоопасной газоздушной смеси в резервуарах с товарной и некондиционной нефтью в качестве «газовой подушки» используется топливный газ собственного производства;
- в 2013 году ТШО реализовало проект ДНП/ДНП по Рейду (TVP/RVP) на РПН, который предусматривает изменение принципа эксплуатации резервуарного парка нефти. Внедрение этого проекта позволило нефть, предназначенную для закачки в резервуары со стационарной крышей (Т1-Т8, Т-22), перенаправить в резервуары с плавающей крышей, что позволило значительно сократить объемы выбросов углеводородов от РПН;
- в 2022 году возобновлено использования контактора (F-1522) на установке демеркаптанализации (ДМК) КТЛ, что позволило сократить выбросы в атмосферу от термических окислителей ДМК на 50%;
- модификация горелок С-502 в 2022 году позволила увеличить поток воздуха на горелки, что в свою очередь привело к соответствующему сокращению выбросов СО от Установки-500 на КТЛ;
- в период с 2023 по 2024 гг. продолжается реализация Проекта сокращения эмиссий на Резервуарном Парке Нефти (РПН), что предусматривает проведение строительных работ по замене природного газа, используемого в качестве подушки в резервуарах РПН Т-22, Т-31, Т-13 со стационарной крышей на азот. Реализация мероприятия позволит сократить выбросы в атмосферу от резервуаров РПН Т-22, Т-31, Т-13 ориентировочно на 15%, улучшить процессы рационального использования ресурсов и экологические показатели;
- для обеспечения электроэнергией технологических комплексов КТЛ, ЗВП и ПБР/ПУУД установлены современные, отвечающие зарубежным и отечественным экологическим стандартам (по содержанию загрязняющих веществ в отходящих газах) газотурбинные установки, которые используют топливный газ собственного производства;
- в целях обеспечения безопасности и охраны окружающей среды на ТШО ежеквартально проводится мониторинг состояния и качества атмосферного воздуха по основным загрязняющим веществам ( $H_2S$ , СО,  $NO_x$ ,  $SO_2$ , углеводороды);
- *мероприятия по снижению технологически неизбежного сжигания газа на факелах*, приводящие к сокращению объемов выбросов загрязняющих веществ:
  - на всех объектах ТШО обеспечивается постоянный контроль клапанов факельной системы и работы по техническому обслуживанию клапанов факельной системы;
  - ТШО реализует 99% добытого газа через экспорт или использование на собственные нужды компании в качестве топлива печей подогрева, котельных, парогенераторов, газовых турбин и компрессоров;
  - снижение объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа за счет оптимизации процесса сбора углеводородного сырья и поддержания пластового давления на территории месторождения Тенгиз при реализации ПБР;
  - применение современных технологий в системе нефтесбора на новых групповых площадках кустовых скважин (ГПКС) с замерными установками и замерных площадках кустовых скважин (ЗПКС) в рамках реализации ПБР позволяет оптимизировать и упростить техническое обслуживание наземной части промышленного оборудования, а также сократить объем сжиганий сырого газа за счёт уменьшения объема и количества трубопроводов выкидных линий между замерными установками и скважинами;

- эксплуатация технологических комплексов по обратной закачке добываемого газа ЗСГ и ЗСГТП (с 2024 г. - в рамках реализации ПБР) возвращает газ в коллектор в качестве альтернативы сжиганию. При этом газонагнетательные скважины ПБР обеспечат расширение технических возможностей проведения операций по закачке сырого газа в пласт для поддержания пластового давления на месторождении Тенгиз и обеспечения сохранения уровня добычи углеводородного сырья;
- существующие объекты системы сбора на месторождении Тенгиз, подлежащие реконструкции и модернизации в рамках ПБР (замерные установки, устьевое оборудование, магистральные и промысловые трубопроводы, манифольды), позволят обновить ключевые элементы наземного оборудования существующих систем сбора и также позволят оптимизировать техническое обслуживание и проведение ремонтов, тем самым снизить количество технологически неизбежных сжиганий сырого газа при их проведении;
- при вводе Системы Повышения Давления (СПД), необходимой для компенсации падения пластового давления и поддержания производственных мощностей КТЛ и ЗВП, будет обеспечена оптимальная и последовательная конвертация систем сбора на месторождении Тенгиз с высокого на низкое давление. Процесс конвертации позволит ТШО плавно и с минимальными технологически неизбежными сжиганиями газа адаптировать существующие объекты к новым условиям эксплуатации месторождения Тенгиз;
- на месторождениях сведены до минимума возможности факельного сжигания сырого газа во время техобслуживания устьевое оборудование и трубопроводов путем использования обессеренного газа высокого давления для отвода сырого газа из отсекающего участка трубопровода в основной эксплуатационный трубопровод к КТЛ и ЗВП.

В настоящее время компания ТШО выполнила все обязательства по утилизации попутного газа. ТШО реализовал ряд крупных проектов по сокращению сжигания на факелах, включая проект расширения мощностей по переработке газа, повышение пропускной способности экспортного газопровода, проект утилизации газа и другие. Осуществлены усовершенствование технологических установок и основные технические решения, заключающиеся в закачке газа в пласт, подготовке и реализации газа.

Общее снижение объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах в 2020-2021 годы было достигнуто благодаря следующим мерам:

- инженерное решение по модернизации инфраструктуры и технологических процессов на установке Закачки Сырого Газы (ЗСГ) за счет снижения давления в скважине позволило ТШО улучшить экологические показатели без ущерба для производительности;
- специальные настройки режимов эксплуатации колонн дистилляции и холодильных систем на газовой установке позволили ТШО сократить объемы сжигания этана на КТЛ на 94%;
- перемещение пропанового хладагента из производственной установки в трубопровод для продажи пропана позволило ТШО сократить потенциальное сжигание газа на факелах на 83%.

В 2022 году следующие меры привели к снижению объемов технологически неизбежного сжигания газа на факелах.

*На заводе КТЛ:*

- Была произведена оптимизация контроллера на установке демеркаптанации, позволившая эффективно прерывать подачу газовой смеси и предотвращать превышение давления на F-703, что обычно приводило к сжиганию этана на факеле.
- В рамках Капитального ремонта 2022 года:
  - Механическая модификация трубопроводов на установке очистки пропана от примесей позволила сократить объем сжигания некондиционного пропана при проведении капитального ремонта;
  - Оптимизация процедуры отключения оборудования позволила обеспечить возврат пропанового хладагента обратно в систему, вместо сжигания на факеле.

*На заводе второго поколения (ЗВП):*

- Изменения, внесенные в процесс управления установкой демеркаптанации, позволили улучшить автоматизированный процесс прерывания подачи газовой смеси и сократить ее сжигание на факеле в случаях технологических сбоев и отклонений.

Также, с целью определения возможностей подключения скважин с выявленной высокой обводненностью в 2024 году планируется проведение работ по использованию УОМ при помощи мультифазного насоса (МФН) на скважинах с высокой обводненностью без проведения сжигания на горелке «EverGreen» по проекту «Дополнение к «Проекту УОМ (управление остаточными материалами) в ходе отработки скважин на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» в связи с оптимизацией процесса отработки скважины» (ЭРНВ №KZ53VCZ03223814 от 21 04 2023г.)

Существующий комплекс оборудования Установки УОМ дополняется комплексом установки для нейтрализации/обезвреживания воды (КОВ) и мультифазным насосом (МФН). Тем самым появляется возможность подключения простаивающих скважин с высокой обводненностью к добыче и уменьшения выбросов загрязняющих веществ при их отработке.

Экспертная оценка технологий по добыче нефти и газа ТОО «Тенгизшевройл», проведенная в 2021 году НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» по «Методике проведения экспертной оценки технологических процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий», показала потенциальное соответствие технологии предприятия принципам наилучших доступных технологий и собственно НДТ из российских и европейских справочников ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», ИТС 50–2017 «Переработка природного и попутного газа», иных ИТС НДТ и европейских BREFs. Кроме того, ряд технологий на предприятии имеют уникальные характеристики и могут быть отнесены к собственным НДТ РК.

На технологических объектах ТОО «Тенгизшевройл» внедрено 61 НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области охраны окружающей среды и энергоэффективности, 43 НДТ планируется к внедрению. Значительная доля НДТ – собственные технологии.

Технические решения и принятое оборудование новых производственных объектов ПБР/ПУУД позволяют отнести проект к экологоориентированным. Перечень технических решений по минимизации воздействия на атмосферный воздух оборудования ПБР/ПУУД представлен в таблице 4.4-1.

Помимо оптимально подобранных технических решений при выборе оборудования, с учетом минимизации воздействия на окружающую среду, для снижения выбросов загрязняющих веществ и воздействия на атмосферный воздух в период пусконаладочных работ на объектах ПБР/ПУУД принято:

- использование оборудования в соответствии с паспортными техническими данными;
- максимальная герметизация временных линий, используемых в период пуска наладочных работ;
- обустройство площадок технологического оборудования, применяемых для пуска наладочных работ;
- контроль и автоматизация процесса запуска вращающегося оборудования, заполнения трубопроводов и других систем технологического процесса;
- своевременное отключение, демонтаж и вывоз оборудования после завершения пуска наладочных работ.

**Таблица 4.4-1 Технические решения по минимизации воздействия на атмосферный воздух оборудования ПБР/ПУУД**

№	Участок	Наименование оборудования	Экологический эффект
1	ЗТП	Эжектор испарительной емкости кислой воды Т-801.1/2	Улавливание испарений отходящих углеводородов и предотвращение попадания их в атмосферный воздух
2	ЗТП	Абсорбер абсорбционной нефти F-265 (на блоке термоокислителя 42-ПУ-261)	Снижение содержания сернистых компонентов в отработанном воздухе перед его сжиганием в термоокислителе
3	ЗТП / ЗСГТП	Фильтра коалесцера F-342.1 Пылевой фильтр 42-F-345.1/2 А/В Фильтр уплотнительного газа 47-F-2907.1А/1В	Соблюдение установленных нормативов эмиссий в атмосферный воздух
4	ЗТП / ЗСГТП	Факела низкого давления 53-Х-1002.1/2	Увеличение полноты сгорания газа на факеле в результате перемешивания газа с паром и воздухом
5	ЗСГТП	Факельные системы ЗСГТП. Воздуходувки 57-GB-1001 А/В/С, 57-GB-1002.1 А/В/С, 57-GB-1002.2 А/В/С	Уменьшение дымообразования на факельных системах ЗСГТП на 25%
6	ЗСГТП	Факела высокого давления Х-1001.1/2В	Блокировка линии нагнетания компрессора влажного кислого газа 2-ой ступени при аварийной и внештатной ситуаций
7	ЗТП	Закрытые дренажные и факельные системы	Минимизации воздействия вредных выбросов в атмосферный воздух и безопасность сбора и утилизации, летучих, токсичных, горючих и опасных жидкостей, жидкостей получаемых при нормальной эксплуатации, при подготовке его к техобслуживанию, капитальному ремонту и консервации, а так же в аварийных ситуациях
8	ЗСГТП	Компрессоры закачки 1 ступень, нитка 1 (047-GC-2901.1/2); Компрессоры закачки 2-3 ступени, нитка 1 (047-GC-2902.1/2; 047-GC-2903.1/2)	Утилизация газа путем закачки полного объема добытого газа, имеет наименьшее воздействие на окружающую среду
9	ЗСГТП	Компрессор уплотнительного газа 045-GC-2904.1	Создание газового барьера из топливного газа между вращающимся валом и неподвижным уплотнительным кольцом, который препятствует утечке технологического газа
10	ЗТП	Факел резервуара некондиционной нефти Х-201 Специальный оголовок с защитным экраном	Бездымное сжигание сбрасываемых газов с различным молекулярным весом и давлением
11	ЗТП	Термоокислители (42-ПУ-261, ПУ-806.1, ПУ-806.2)	Окислении всех соединений серы в отработанном воздухе, отходящем из блока очистки от меркаптанов (Мегох) и питательных резервуаров Т-801.1/2 до уровня SO <sub>2</sub> , до выброса в атмосферу

ТШО продолжает искать возможности для рентабельного сокращения выбросов в ходе производственной деятельности, сохраняя эксплуатационную надежность промышленных объектов ТШО и выполняя обязательства перед Республикой Казахстан.

Эти меры, в сочетании с хорошей организацией производственного процесса, производственного контроля и ведения систематического мониторинга за состоянием окружающей среды, обеспечивают соблюдение нормативов допустимых выбросов.

#### **4.5. Уточнение границ области воздействия объекта (СЗЗ). Данные о пределах области воздействия (СЗЗ)**

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. приказом Министра ЭГипР РК от 10 марта 2021 года № 63) при нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

Областью воздействия является территория, подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества.

Согласно п. 28 Методики, до утверждения экологических нормативов качества применяются гигиенические нормативы, утвержденные государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения.

По результатам расчетов рассеивания максимальные области (зоны) воздействия ( $C_m \geq 1,0$  ПДК<sub>мр</sub>) по группам суммации диоксидов азота и серы и суммации сероводорода и диоксида серы не выходят за пределы установленной СЗЗ, а в северо-западной части пределы расчетной зоны воздействия близки к границе СЗЗ. Зоны воздействия, ограниченные изолинией 1,0 ПДК<sub>мр</sub>, показаны на картах рассеивания ЗВ (рисунки 4.2.1-4.2.4 и рисунки Приложения 7).

Ближайшая жилая зона (п. Боранкул и п. Косчагыл) находится на значительном удалении от объектов ТШО и не попадает в зону воздействия. Выбросы загрязняющих веществ от источников всех объектов ТШО в Атырауской области не будут оказывать заметного влияния на ближайшую жилую зону.

Так как на ТШО установлена санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая по своему функциональному назначению по сути является областью воздействия, за границей которой должны соблюдаться установленные нормативы качества окружающей среды, в настоящем Проекте проведена оценка достаточности размера санитарно-защитной зоны.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению по проекту СЗЗ (Приложение 6.3) определение границ СЗЗ для объектов ТШО выполнено с учетом перспективы развития предприятия на этап промышленной эксплуатации месторождения по результатам расчетов рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе при максимальной нагрузке технологического оборудования.

По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона (СЗЗ) является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Граница санитарно-защитной зоны - линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Минимальный размер СЗЗ для нефтегазодобывающих предприятий, установленный санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и

здоровье человека» (утверждены приказом Приказ и.о. Министра здравоохранения НР от 11.01.2022 г. № ҚР ДСМ-2) составляет 5000 м.

Размер санитарно-защитной зоны Тенгизского месторождения был установлен Министерством здравоохранения СССР в 1988 году и составлял 10 км, что обусловлено высоким содержанием сероводорода в углеводородном сырье и аномально высоким пластовым давлением. В 2005 г. для объектов ТОО «Тенгизшевройл» был разработан проект «Расчет размеров санитарно-защитной зоны Тенгизского нефтяного месторождения на этап промышленной эксплуатации. Проект организации и обустройства санитарно-защитной зоны». Проект согласован в ДГСЭН Атырауской области (Заключение № 162 от 17 августа 2005 года) и Министерством здравоохранения РК (Заключение № 07-11-027 от 25 августа 2005 г.). Проект организации и обустройства санитарно-защитной зоны был подтвержден повторно Главным санитарным врачом РК согласно письму Комитета санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения РК №14-5-658 от 24.03.2011 г. (Приложение 6.3).

В соответствии с проектом размер СЗЗ от крайних источников загрязнения атмосферы (ИЗА) и от технологических объектов месторождения по направлениям (румбам) составляет:

Румб	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Расстояние от крайнего ИЗА до границы СЗЗ	12800	15200	15700	12900	11900	11900	11600	5600

Проведенные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, что выбросы ЗВ от всего работающего оборудования объектов ТШО, осуществляющих свою деятельность на месторождениях Тенгиз и Королевское, не создадут на границе ближайшего населенного пункта (п. Боранкул и п.Косчагыл) и границе СЗЗ приземные концентрации, превышающие 1 ПДК<sub>мр</sub>, установленные для населенных мест.

Граница установленной СЗЗ (области воздействия) Тенгизского нефтяного месторождения нанесена на ситуационную карту-схему (рис. 2.1, 6.1) и на карты изолиний приземных концентраций загрязняющих веществ (рис. 4.2.1-4.2.4, рисунки Приложения 7).

## **5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

Согласно ст. 210 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК под неблагоприятными метеорологическими условиями для целей настоящего Кодекса понимаются метеорологические условия, способствующие накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в концентрациях, представляющих опасность для жизни и (или) здоровья людей.

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое. К ним можно отнести приподнятые инверсии с расстоянием от земли 0,01-0,1 км, туманы, сочетание неблагоприятных факторов, например, когда при опасной скорости ветра (скорость, при которой возможна максимальная концентрация в точке на местности) ожидается приподнятая инверсия в сочетании с неблагоприятным направлением ветра.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует своевременное регулирование выбросов или их кратковременное снижение при заблаговременном прогнозировании таких условий.

При возникновении неблагоприятных метеорологических условий в городских и иных населенных пунктах местные исполнительные органы соответствующих административно-территориальных единиц обеспечивают незамедлительное распространение необходимой информации среди населения, а также в соответствии с настоящим Кодексом вводят временные меры по регулированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период неблагоприятных метеорологических условий.

Информация о существующих или прогнозных неблагоприятных метеорологических условиях предоставляется Национальной гидрометеорологической службой в соответствующий местный исполнительный орган и территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, которые обеспечивают контроль за проведением юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями мероприятий по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период действия неблагоприятных метеорологических условий.

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом МЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее - НМУ) разрабатываются при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

В районе расположения производственных объектов ТШО ближайшими населенными пунктами являются пос. Боранкул и пос. Косшагыл, удаленные от месторождения Тенгиз, более чем на 80 км в северо-восточном направлении.

Кроме того, в настоящее время в районе ТШО отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха (справки РГП «Казгидромет» от 05.06.2023 г. и 08.07.2023 г., Приложение 5.3).

Согласно «Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298) мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями «Казгидромета» проводятся прогнозирования НМУ. Согласно разъяснению НИИ «Атмосфера», «для объектов, расположенных на суше, на расстоянии 7-10 км от ближайшего жилья, организация работ по регулированию

выбросов в периоды НМУ не осуществляется» (№ 52/33-07 от 30.01.2004 г., НИИ Атмосфера, С-Петербург).

В связи с удаленностью расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл» от населенных пунктов (более 50 км), отсутствием системы наблюдений за качеством атмосферного воздуха и системы оповещения о наступлении НМУ на территории Тенгизского месторождения, разработка мероприятий по кратковременному снижению выбросов на период наступления НМУ для объектов ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области нецелесообразна.

## 6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В соответствии со статьей 282 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников осуществляется путем измерений в соответствии с утвержденным перечнем измерений, относящихся к государственному регулированию. При невозможности проведения мониторинга путем измерений допускается применение расчетного метода.

Контроль за соблюдением установленных величин НДС осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.

Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

В настоящее время ТШО проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023 год».

### **Операционный мониторинг**

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения условий техрегламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

### **Мониторинг эмиссий**

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения установленных нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников и их влияния на качество атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК и условиями, установленными в экологическом разрешении.

*Мониторинг эмиссий* загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферу ЗВ с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной химической лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы печей нагрева и дожига, котельных, водогрейных котлов, выхлопные трубы парогенераторов и турбин);
- расчетный метод с использованием действующих в Республике Казахстан методических документов. Этот метод применяется для мониторинга выбросов факелов, неорганизованных и мелких организованных источников выбросов.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ на источнике проводится при технической возможности обустройства пробоотборной точки, изучении и уточнении фактических параметров технологического процесса перед проведением регулярных измерений (СТ РК ГОСТ Р ИСО 10396 -2010).

В число обязательно контролируемых веществ инструментальным методом должны быть включены основные загрязняющие вещества – *оксиды азота, углерода оксид, серы диоксид*.

Периодичность контроля – 1 раз в квартал согласно [38]. Для котлов, работающих в отопительный период – 1 раз в квартал в период работ.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов также контролируются параметры газовой смеси (температура, скорость), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Замеры производятся непосредственно в газоходах и в дымовых трубах источников загрязнения атмосферы через специальные пробоотборные отверстия в трубе (газоходе) для отбора проб на организованных источниках выброса промышленных площадок ТШО.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ проводится в соответствии с аттестованными методиками.

В период нормирования мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов ТШО рекомендуется проводить по существующей схеме - методом прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов.

На объектах ПБР/ПУУД в 2024 году предлагается осуществлять контроль за соблюдением НДВ на источниках выбросов расчетным методом, так как в соответствии с проектной документацией будут выполняться работы по их строительству, пуску и выводу на стабильные производственные режимы. При этом учитывается, что в рассматриваемый период виды производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в рамках действующей программы ПЭК ТШО уже включают систематические наблюдения за влиянием работ по реализации проекта на окружающую среду.

На объектах подрядных организаций в 2024 году и источниках РООС проектов намечаемой деятельности также предлагается осуществлять контроль за соблюдением НДВ расчетным методом, так как работа большей части оборудования подрядных организаций не является постоянной и ограничена временным интервалом проведения планируемых работ.

Контроль за соблюдением НДВ на источниках выбросов ТШО в 2024 году расчетным методом будет проводиться с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов. Перечень действующих в РК методик по расчету выбросов ЗВ приводится в разделе «Нормативные ссылки» и в Приложении 2 «Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу». Периодичность контроля – 1 раз в квартал согласно [38].

В работе по определению количества выброса обязательно участие технологов цехов, уточняющих загруженность оборудования, продолжительность и особенности его работы.

План-график контроля за соблюдением НДВ на объектах ТШО на каждый год нормирования инструментальными и расчетными методами представлен в таблицах Приложения 1.

Согласно ст. 186 Экологического Кодекса РК мониторинг эмиссий в окружающую среду на объектах I категории должен включать в себя использование автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Функционирование автоматизированной системы мониторинга, осуществляемые ею измерения, их обработка, передача, хранение и использование должны соответствовать требованиям законодательства Республики Казахстан в области технического регулирования, об обеспечении единства измерений и об информатизации.

В 2024 году мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов ТШО будет проводиться по существующей схеме до внедрения автоматизированной системы мониторинга (АСМ) эмиссий на источниках предприятия с учетом технических и нормативных требований к АСМ согласно «Правилам ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208).

В 2024 году в рамках внедрения АСМ согласно новому рабочему проекту «Модернизация установок на автоматизированные системы мониторинга» (2022 г.) планируется ввод в эксплуатацию анализаторов на следующих источниках загрязнения атмосферы:

№	Местоположение	Объект	Номер ИЗА (источников загрязнения атмосферы)
1,2	КТЛ -1	Установка 500. Нитка 1 и 2. Дымовая труба X-501	0099
3,4	КТЛ -2	Установка 500. Нитка 1 и 2. Дымовая труба X-501	0113
5	ЗВП	Установка 500. Дымовая труба X-501	0310
6	ЗВП	Газовая турбина ТГ9.1 / Теплоутилизационный парогенератор ТУГП-1. Главная дымовая труба Y-9443	0487
7	ЗВП	Газовая турбина ТГ9.2 / Теплоутилизационный	0488

№	Местоположение	Объект	Номер ИЗА (источников загрязнения атмосферы)
		парогенератор ТУГП-2. Главная дымовая труба У-9483	
8	ЗСГ	Газовая турбина GTGC-2901. Дымовая труба	0192
9	ТГТЭС-2	Газовая турбина ТГ6.5 (УТ34ГТ65). Выхлопная труба	0131
10	ТГТЭС-2	Газовая турбина ТГ6.6 (УТ34ГТ66). Выхлопная труба	0132
11	ТГТЭС-2	Газовая турбина ТГ6.7 (УТ34ГТ67). Выхлопная труба	0216

На вышеуказанных источниках предусматривается непрерывный мониторинг выбросов следующих загрязняющих веществ:

- оксид и диоксид азота (NO и NO<sub>2</sub>);
- оксид углерода (CO);
- диоксид серы (SO<sub>2</sub>);
- пыль (сажа, взвешенные частицы, PM-2.5, PM-10);
- сероводород (H<sub>2</sub>S);
- маркерные вещества производственного процесса.

Мониторинг пыли не предусматривается в выбрасываемых выхлопных газах газотурбинных установок, которые работают на топливном газе.

В зависимости от типа производства / технологического процесса / оборудования предусматривается непрерывный мониторинг следующих маркерных веществ производственного процесса:

- для газотурбинных установок, газовых двигателей и дизельных двигателей – NO<sub>x</sub> (NO, NO<sub>2</sub>), CO, SO<sub>2</sub>;
- для технологических печей – NO<sub>x</sub> (NO, NO<sub>2</sub>), CO, SO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>.

Информация, полученная при использовании автоматизированной системы мониторинга выбросов, включает:

- усредненные за двадцать минут концентрации загрязняющих веществ в миллиграмм/метр кубический (мг/м<sup>3</sup>);
- концентрацию кислорода и (или) коэффициент избытка воздуха (%; α);
- усредненные за двадцать минут выбросы загрязняющих веществ, грамм/секунд (г/с);
- температуру отходящих газов (град С);
- избыточное давление (разрежение) в килопаскаль (кПа);
- влажность, % (либо концентрация водяных паров, мг/м<sup>3</sup>);
- скорость потока отходящих газов, метр в секунду (м/с) и/или объем газоздушная смеси в нормальном кубическом метре в секунду (нм<sup>3</sup>/с);
- текущее значение времени (часы, минуты, секунды, день, месяц, год).

Автоматизированный мониторинг эмиссий в окружающую среду будет осуществляться непрерывно, за исключением случаев поверки (калибровки), ремонта, аварийных ситуаций.

Данные со средств измерений, осуществляющие непрерывные измерения за эмиссиями, будут передаваться в режиме реального времени (онлайн) в необработанном виде в информационную систему уполномоченного органа.

На время планового отключения автоматизированной системы мониторинга оператор объекта обеспечивает переход на еженедельный инструментальный контроль (при невозможности допускается применение расчетного метода), на время нештатного

отключения обеспечивает ежедневный инструментальный контроль в зоне воздействия предприятия (или данные с автоматизированных постов).

### **Мониторинг воздействия**

С целью получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния на него производственной деятельности Компании осуществляется мониторинг за состоянием атмосферного воздуха в пределах и на границе СЗЗ ТШО (области воздействия), территории производственных участков ТШО, в вахтовом посёлке ТШО и посёлке Жана Каратон.

Для наблюдения за качеством атмосферного воздуха установлены 3 категории постов: стационарные, маршрутные, передвижные:

- *стационарные посты* – в в.п. ТШО (1 пост), п. Жана Каратон (1 пост), в пределах и за границей СЗЗ – автоматические станции наблюдения за окружающей средой (СНОС) – 12 станций;
- *маршрутные посты* – на границе СЗЗ ТШО (11 постов), на границах СЗЗ полигона ТБО (4 поста), полигона промышленных отходов (8 постов), старого полигона промышленных отходов (4 поста);
- *передвижные посты* – при подфакельных наблюдениях для отбора проб под дымовым (газовым) факелом с целью выявления зоны влияния источника (9 постов с подветренной стороны и 1 пост с наветренной стороны).

#### *Автоматические станции мониторинга (стационарные посты)*

Сеть автоматических наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в зоне деятельности ТШО состоит из 12 СНОС (EMS1-EMS12), расположенных в пределах территории партнерства ТШО. Наблюдения проводятся в режиме реального времени (круглосуточно) с помощью анализаторов, обеспечивающих непрерывное автоматическое измерение концентраций загрязняющих веществ: диоксида азота ( $NO_2$ ), диоксида серы ( $SO_2$ ), оксида углерода (CO), сероводорода ( $H_2S$ ), углеводородов.

Данные мониторинга на СНОС обобщаются, анализ данных предоставляется 1 раз в квартал.

#### *Граница СЗЗ ТШО (маршрутные посты)*

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха и в целях соблюдения установленных гигиенических нормативов на границе санитарно-защитной зоны ТШО установлены 11 маршрутных постов (SPZ-1 – SPZ-11) с фиксированными координатами.

Продолжительность отбора проб воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ составляет 20-30 минут. Наблюдения проводятся за типичными для данного предприятия ингредиентами: *диоксида азота ( $NO_2$ ), диоксида серы ( $SO_2$ ), оксида углерода (CO), сероводорода ( $H_2S$ ), углеводородов (CH), элементарная сера (S).*

На всех постах одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

*Периодичность мониторинга* – 1 раз в квартал. Сравнение полученных результатов проводятся с ПДК<sub>мр</sub> для населенных пунктов

#### *Населенные пункты, вахтовые поселки (стационарные посты)*

Мониторинг атмосферного воздуха проводится на постах, расположенных в населенном пункте п. Жана Каратон (1 пост) и в вахтовом поселке ТШО (1 пост).

Инструментальные замеры в населенных пунктах проводятся по полной программе (1, 7, 13, 19 часов) по следующим ингредиентам: *диоксид азота ( $NO_2$ ), диоксид серы ( $SO_2$ ), оксид углерода (CO), сероводород ( $H_2S$ ), углеводороды (CH).*

Одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Периодичность мониторинга:

- ежедневно для в.п. ТШО;
- 1 раз в неделю для п. Жана Каратон.

В рамках Проекта будущего расширения предусматривается строительство нового вахтового поселка Оркен на 5000 человек, для работающих вахтовым методом. Площадка нового вахтового поселка расположена с южной стороны от существующего вахтового посёлка ТШО.

В перспективе, после ввода в эксплуатацию в.п. Оркен будут рассмотрены возможность и необходимость переноса мониторингового поста из в.п. ТШО в Оркен.

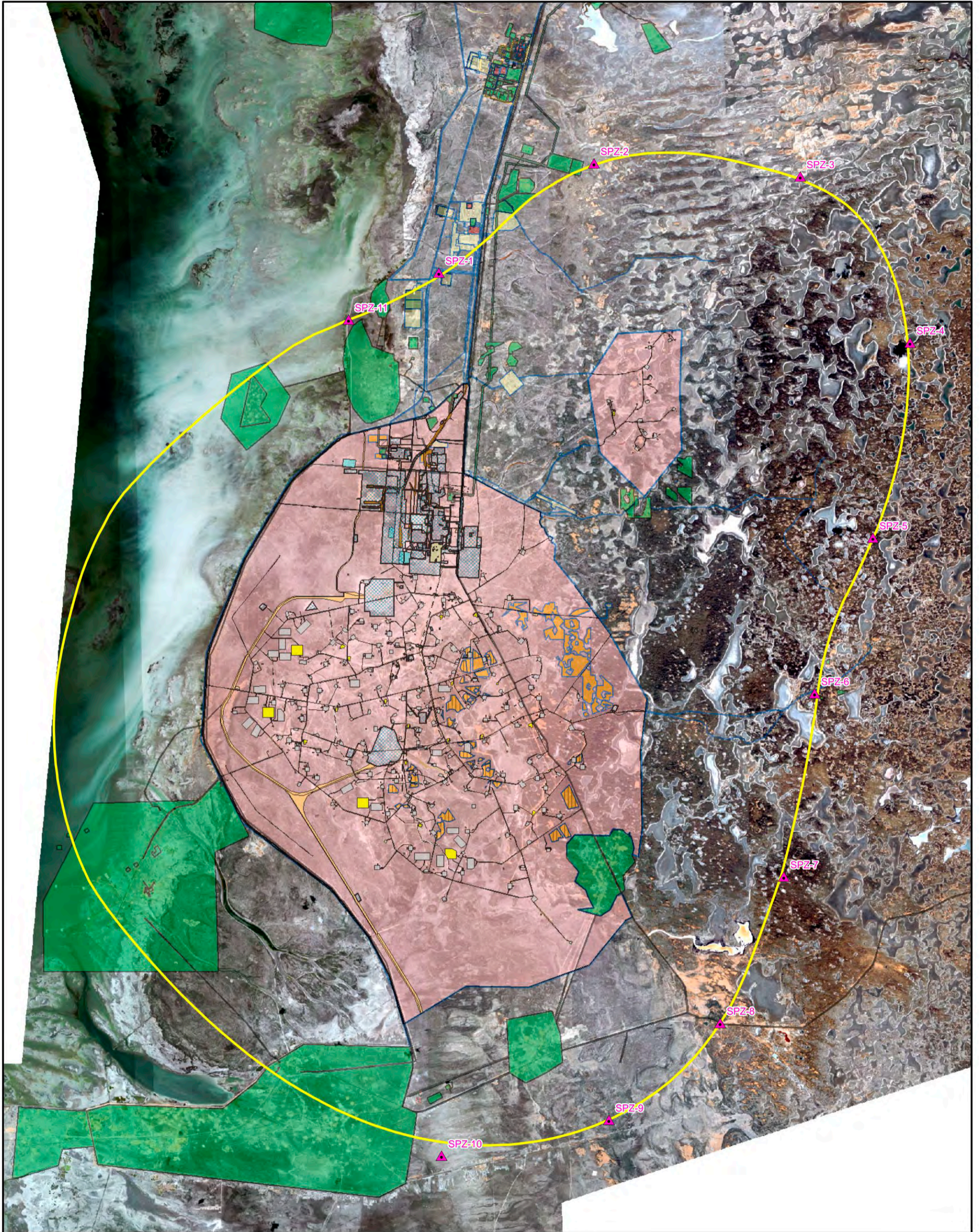
Сравнение полученных результатов проводятся с ПДК для населенных пунктов. Данные мониторинга на постах в населенных пунктах обобщаются, анализ данных предоставляется ежеквартально.

В нормируемый период до утверждения новых экологических нормативов качества (ЭНК) контроль приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере на постах наблюдения ТШО рекомендуется проводить по существующей схеме.

Методики отбора проб (включая технические средства отбора и транспортировки проб), их анализа и контроля, а также принцип действия и инструктаж по применению приборов контроля за состоянием атмосферного воздуха подробно изложены в РД 52.04.186-«Руководство по контролю загрязнения атмосферы», в соответствии с которым проводится экологический мониторинг атмосферного воздуха.

Координаты точек, измеряемые ингредиенты, интенсивность контроля и контрольные значения концентраций загрязняющих веществ представлены в таблице Приложения 1.9.

Расположение пунктов мониторинга воздействия на атмосферный воздух приведено на рисунке 6.1.



0 900 1.800 3.600 5.400 7.200 9.000  
Meters



Рисунок 6.1.  
Схема расположения точек мониторинга  
на границе С33 ТШО



## НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан № 400-VI от 02.01.2021 г.
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63).
3. ГОСТ 17.2.3.02-2014. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
4. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» (утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70).
5. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР\_ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».
6. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных». Приложение №3 к приказу МОСИБР РК от 12 июня 2014 г. №221–п.
7. Методика расчета параметров и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. МООС. РНД. Астана, 2008 г.
8. «Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами», Алматы, 1996 г.
9. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, 2005 г.
10. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу МООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п).
11. Протокол оценки утечек оборудования. EPA-453/R-95-017 (возможность использования документа - Письмо МООС РК №06-03-01-6/1115-1 от 13 мая 2010 года).
12. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от стационарных дизельных установок РНД 211.2.04-2004, 2004 г.
13. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу МОСИБР РК от 12 июня 2014 года № 221-п.
14. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение № 1 к приказу МОСИБР РК от 12 июня 2014 года № 221-п.
15. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.03-2004 Астана 2004 г.
16. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.06-2004 Астана 2004 г.
17. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение № 8 к приказу МОСИБР РК от 12 июня 2014 года № 221-п.
18. Отраслевая инструкция по нормированию вредных выбросов в атмосферу для тепловых электростанций и котельных. РД 34.02.303-91, 1990 г.
19. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории» Приложение № 7 к приказу МОСИБР РК от 12 июня 2014 года № 221 п.

20. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.05 2004. Астана, 2004.
21. Методика по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями деревообрабатывающей промышленности. РНД 211.2.02.08-2004. Астана, 2005 г.
22. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение № 11 к приказу МООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п.
23. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от очистных сооружений для очистки сточных вод. Приложение №3 к приказу МООС РК от 03.05.2012 года № 129-п.
24. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспортных предприятий. Приложение № 3 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 года № 100-п.
25. СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».
26. Охрана окружающей среды и природопользование. Атмосферный воздух. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Правила расчета выбросов от объектов очистных сооружений, Протокол заседания координационного совета Минприроды по вопросам совершенствования законодательства в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов №2 от 10.03.2011 г. г. Минск.
27. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от очистных сооружений для очистки сточных вод. Приложение №3 к приказу МООС РК от 03.05.2012 года №129-п.
28. Временная методика расчета количества загрязняющих веществ, выделяющихся от неорганизованных источников станций аэрации бытовых сточных вод. М., 1994 г.
29. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в частности от баз дорожно-строительной техники и асфальтобетонных заводов. Приложение № 12 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п.
30. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221–ө (ОНД-86).
31. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан. РНД 211.2.02.02-97. Алматы. 1997 г.
32. Методика по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298).
33. РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2). Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы.
34. «Руководство по контролю загрязнения атмосферы». РД 52.04.186-89.
35. СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».
36. ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.
37. Правила ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208).

38. Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля (Приложение 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250).
39. Правила выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также формы бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319).