



Утвержден:

Менеджер по охране окружающей среды
«Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»



_____ Т. Джантаев

« _____ » « _____ » 2026 год

**ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН НА 2026 ГОД.
МОРСКОЙ КОМПЛЕКС. КОРРЕКТИРОВКА**

Разработчик:

ТОО «ЭКО-Астана НР»

Директор:

Шайхов Р.О.



« _____ » « _____ » 2026 год



Согласования

Подписи требуются в утвержденных редакциях

Составители документа:	<p>Ф.И.О.: Шерязова Регина Александровна Должность: Старший консультант по атмосферному воздуху Подпись: </p> <p>Ф.И.О.: Паржанов Чингиз Сакенович Должность: Консультант по атмосферному воздуху Подпись: </p> <p>Ф.И.О.: Солодий Елена Николаевна Должность: Технолог, разработчик ПРПСГ Подпись: </p> <p>Ф.И.О.: Селиванов Дмитрий Михайлович Должность: Специалист по ГИС Подпись: </p> <p>Ф.И.О.: Дильдебаева Динара Муратовна Должность: Переводчик Подпись: </p> <p>Дата: 02.2026</p>
Функциональное/ техническое согласование:	<p>Ф.И.О.: Шаихов Рашит Оразбаевич Должность: Директор ТОО «ЭКО-Астана НР» Подпись: </p> <p>Дата: 02.2026</p>
Утверждающее лицо:	<p>Ф.И.О.: Джантаев Тимур Должность: Менеджер по охране окружающей среды Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. Подпись: </p> <p>Дата: 02.2026</p>

Термины Согласований *(Подробную информацию смотрите в руководстве №: IMP-C10-PR-0001-000)*

СД	Составитель документа <i>Лицо, разрабатывающее данный документ</i>
Ф/ТС	Функциональное / техническое согласование <i>В зависимости от уровня Документа. В целом это лицо, имеющее полномочия подтвердить, что разработанный документ требуется для внедрения и соответствует определенному процессу.</i>
УЛ	Утверждающее лицо <i>В зависимости от уровня Документа. В целом это лицо, принимающее описанный процесс для внедрения и подтверждающее надлежащее выполнение описанного процесса.</i>

Сведения об уточнениях

Если в текст документ включены "УТОЧНЕНИЯ", просим указать места данных уточнений на соответствующих номерах страниц.

№ уточнения	Раздел	Описание уточнения
<1>		

Учет редакции документа

Указать существенные отличия от предыдущей редакции документа.

Ред.	Дата	Описание редакции
P01	02.2026	Для проведения Государственной экологической экспертизы

АННОТАЦИЯ

Для Морского комплекса месторождения Кашаган в 2025 году разработан проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) на 2026 год и получено Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №: KZ14VCZ14622113 от 18.12.2025 г.

Обоснованием корректировки утвержденного проекта НДВ на 2026 год является включение нормирования выбросов от источников выделения и загрязнения атмосферы от пуско-наладочных работ и эксплуатации, рассмотренных в согласованных проектах:

- Раздел охраны окружающей среды к проекту «Обустройство месторождения Кашаган. Устранение узких мест (УУМ) на Морском комплексе. Модернизация», в котором рассмотрены следующие этапы: эксплуатация (выбросы от пуско-наладочных работ для последующего ввода в эксплуатацию внесены в проект НДВ на 2026 год); строительномонтажные работы (получено разрешение №: KZ29VCZ14622425 от 29.12.2025 г.);
- Отчет о возможных воздействиях к проекту «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе в Атырауской области», в котором рассмотрены следующие этапы: эксплуатация (выбросы от пуско-наладочных работ для последующего ввода в эксплуатацию внесены в проект НДВ на 2026 год); строительномонтажные работы (нормативы выбросов рассмотрены в РООС в составе заявочного пакета для получения разрешения на воздействие).

В рамках реализации вышеуказанных проектов в период пуско-наладочных работ, предшествующих вводу объектов в эксплуатацию, учтены неорганизованные источники выделения загрязняющих веществ. Указанные источники включены в настоящий проект НДВ.

При корректировке проекта НДВ на 2026 год дополнительно учтено увеличение количества неплотностей оборудования по следующим источникам выбросов: № 6015, 6019, 6101, 6008, 6010, 6011, 6016, 6024.

При корректировке проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) на 2026 год от сервисных работ на скважине, пуско-наладочных работ и эксплуатации объектов Морского комплекса определено 374 стационарных источников выбросов, из них: 290 организованных и 84 неорганизованных, что на 8 организованных и 1 неорганизованных источника больше, чем в утвержденном проекте НДВ на 2026 год. Указанные изменения учтены в расчётных материалах и отражены в обновлённых показателях валовых выбросов по проекту.

Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит **22 632,1884** тонн/год, что на **939.6464** тонн/год меньше, чем в утвержденном проекте НДВ на 2026 год.

Согласно проведенным расчетам на период разработки проекта НДВ (2026 год) в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 55 наименований 1-4 класса опасности, из них 14 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 12 групп суммации. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит **22 632,1884** т/год.

В таблице 3.9-1 раздела 3.9 представлен перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.

В таблице 3.9-2 раздела 3.9 представлен перечень групп суммации.

В таблице 4.3-1 раздела 4.3 представлены нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Морского комплекса месторождения Кашаган при эксплуатации со сроками достижения нормативов по ингредиентам, определенным на 2026 год.

Ближайшая жилая зона (с. Дамба и Амангельды) находится на значительном удалении от объектов морского комплекса (69 км) и не попадает в зону воздействия месторождения: в населенном пункте $C_m < 0.05$ ПДК_{м.р.} при регламентном режиме работы.

В связи со значительной удаленностью морских объектов месторождения Кашаган от населенных пунктов, санитарно-защитная зона не разрабатывалась.

Технологические острова и острова добычи А, Д и ЕРС, непосредственно предназначенные для приема и первичной обработки углеводородного сырья, относятся к нефтегазовой промышленности: санитарный класс – I, категория предприятия – I.

В пакет документов для получения разрешения на воздействие в 2026 году включены выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от этапа строительно-монтажных работ, рассмотренных в следующих проектах:

- Раздел «Охрана окружающей среды» к проекту «Обустройство месторождения Кашаган. Нарращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морской комплексе».
- Раздел охраны окружающей среды к проекту «Строительство ангара на площадке обеспечения технологического процесса. Акватория северо-каспийского шельфа», в котором рассмотрены строительно-монтажные работы (нормативы выбросов рассмотрены в РООС и вошли в пакет для получения разрешения на воздействие);

В соответствии со статьёй 122. Заявление на получение экологического разрешения на воздействие Экологического кодекса РК и с Приложением 8 Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения (с изменениями по состоянию на 20.04.2024 г.), утвержденных приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319, в п. 8 представлен Перечень документов, необходимых для оказания государственной услуги при обращении услугополучателя «Выдачи экологического разрешения на воздействие для объектов I категории», где указано, что разрешение на воздействие на строительство и(или) эксплуатацию выдается как вместе, так и отдельно, при этом проекты нормативов эмиссий (для эксплуатации объекта). В связи с этим в проекте НДВ на 2026 год, рассмотрены только источники воздействия на атмосферный воздух от эксплуатации.

В заявлении разрешения на воздействие отражены выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от планируемых в 2026 году эксплуатации и строительно-монтажных работ соответственно, представленные в проекте НДВ на 2026 год (эксплуатация) и в разделах охраны окружающей среды (СМР).

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВЕДЕНИЕ	9
1.1	ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	9
1.2	РАССЫЛКА ДОКУМЕНТА И ЦЕЛЕВАЯ АУДИТОРИЯ	10
1.3	ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	10
1.3.1	Общие определения	10
1.3.2	Особые термины, определения, сокращения и аббревиатуры	10
1.4	СПРАВОЧНЫЕ ДОКУМЕНТЫ И ССЫЛКИ	11
2.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	13
3.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	16
3.1	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	16
3.2	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ И РАБОТ	38
3.3	КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ В ЦЕЛОМ ПО МОРСКОМУ КОМПЛЕКСУ	44
3.4	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК ОЧИСТКИ ГАЗА	45
3.5	ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО И ПЫЛЕГАЗООЧИСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРЕДОВОМУ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ УРОВНЮ	48
3.6	ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	48
3.7	ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ	49
3.8	ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРИЙНЫХ И ЗАЛПОВЫХ ВЫБРОСОВ	49
3.8.1	Источники аварийных выбросов	49
3.8.2	Мероприятия по защите персонала в случае возникновения аварийных ситуаций	52
3.8.3	Источники залповых выбросов	53
3.9	ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ	56
3.10	ОБОСНОВАНИЕ ПОЛНОТЫ И ДОСТОВЕРНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА	60
4.	ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	61
4.1	УСЛОВИЯ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ	61
4.2	АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	64
4.3	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	72
4.4	ЗОНА ВОЗДЕЙСТВИЯ	77
5.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (НМУ)	78
6.	КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	79
ДОПОЛНЕНИЕ А	ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН ЗА 2025 ГОД	

- ДОПОЛНЕНИЕ Б РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ**
- ДОПОЛНЕНИЕ В ТАБЛИЦЫ К ПРОЕКТУ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ**
- ДОПОЛНЕНИЕ Г РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ**
- ДОПОЛНЕНИЕ Д ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**
- ДОПОЛНЕНИЕ Е ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ОТ ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК МК**

1. ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов месторождения Кашаган на 2026 год. Морской комплекс. Корректировка» является контракт № **CDR0000036**, заключенный ТОО «ЭКО-Астана НР» с Компанией NSOC N.V. («Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»).

Работы выполнены согласно действующим природоохранным нормам и правилам с использованием технической документации NSOC N.V.

Состав и содержание настоящего документа соответствует:

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

Проект выполнен в соответствии с нормативно-методическими документами, которые приведены в подразделе 1.4.

Адрес Заказчика: NSOC N.V.
Нидерланды, 2596 JM, г. Гаага, ул. Оостдуинлаан 2
Филиал NSOC N.V. в Республике Казахстан
060002, Республика Казахстан, г. Атырау, улица Смагулова, 8
Телефон: +7 7122 92 33 00
Факс: +7 7122 92 33 10

Адрес исполнителя: ТОО «ЭКО-Астана НР»
Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Сығанақ 58/1, офис 10
Телефон: +7 (7172) 33-04-37 (раб.) +7 708 399-76-80 (моб.)

1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Цель настоящего документа заключается в предоставлении следующих сведений по всем производственным объектам Морского комплекса (МК) месторождения Кашаган с учетом перспективы развития:

- краткая характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха, описание основных технологических процессов;
- характеристика существующих и перспективных источников выбросов вредных веществ в атмосферу на основе инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу и их источников;
- количественные и качественные характеристики вредных веществ с применением инструментальных и расчетных (расчетно-аналитических) методов;
- оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами всех веществ и групп суммации, создаваемых деятельностью предприятия;
- предложения по нормативам допустимых выбросов.

Настоящий документ применим к установлению и соблюдению нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников Морского комплекса месторождения Кашаган на 2026 год.

Согласно «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63), определение нормативов допустимых выбросов (г/с, т/год) при сжигании газа на факеле производится на основании объемов сжигаемого сырого газа, определяемых «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по

недропользованию (Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164)».

1.2 РАССЫЛКА ДОКУМЕНТА И ЦЕЛЕВАЯ АУДИТОРИЯ

Если не предусмотрено иных разрешений от компании «НКОК Н.В.», настоящий документ предназначен для внутреннего пользования в компании «НКОК Н.В.» и уполномоченными Подрядчиками.

1.3 ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

1.3.1 Общие определения

Общие определения, используемые в компании «НКОК Н.В.»

РК означает Республику Казахстан.

Соглашение о разделе продукции (СРП) означает Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 г. с изменениями и дополнениями.

Слово «**должен**» означает, что положение контракта подлежит обязательному исполнению.

Слово «**следует**» означает, что положение контракта не является обязательным, но рекомендуется к исполнению в качестве рациональной практики ведения работ.

1.3.2 Особые термины, определения, сокращения и аббревиатуры

Перечень специальных терминов, определений, сокращений и аббревиатур, использующихся в настоящем документе, в алфавитном порядке.

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение/определение
АЗС	– автозаправочная станция
БУ	– буровая установка
ВД	– высокое давление
ГБП	– гидравлический блок питания
г.в.с.	– газовоздушная смесь
ГМИ	– газ мгновенного испарения
ГОСТ	– государственный стандарт
ГТУ	– газотурбинная установка
ГСМ	– горюче-смазочные материалы
ЕРС	– центр ранней добычи (объекты добычи морского комплекса месторождения Кашаган)
ЖПК	– жилой плавучий комплекс
ЗВ	– загрязняющие вещества
ЗСГ	– закачка сырого газа
ЗРА	– запорно-регулирующая арматура
ИД	– избыточное давление
ИЗА	– источник загрязнения атмосферы
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика
МК	– морской комплекс
МС	– метеостанция
МСУИНГ	– многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов
НД	– низкое давление
НДВ	– нормативы допустимых выбросов
НИИ	– Научно-исследовательский институт
ОБУВ	– ориентировочные безопасные уровни воздействия
ОВОС	– Оценка воздействия на окружающую среду
ОЗГ	– обратная закачка газа
ООС	– Охрана окружающей среды
ОУ	– очищающее устройство
ОУС	– остров устьев скважин
ПДК	– предельно допустимая концентрация

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение/определение
ПДКм.р.	– максимально разовая предельно допустимая концентрация
ПДКн.м.	– предельно допустимая концентрация в воздухе населенных мест
ПДКс.с.	– среднесуточная предельно допустимая концентрация
ПК	– пусковой комплекс
ПНР	– пуско-наладочные работы
ПО	– подъемный остров
ПОМ	– полномасштабное освоение месторождения
ПРПГ	– Программа развития переработки попутного нефтяного газа
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПЭК	– производственный экологический контроль
РК	– Республика Казахстан
РНД	– республиканский нормативный документ
РООС	– Раздел охраны окружающей среды
СД	– среднее давление
СВД	– сверхвысокое давление
См	– максимальная концентрация
СМР	- строительно-монтажные работы
СРП	– соглашение о разделе продукции
СУГ	– сжиженные углеводородные газы
ТГ	– топливный газ
ТО	– техническое обслуживание
ТНС	– Технологически неизбежное сжигание
ТОО	– Товарищество с ограниченной ответственностью
ТУ	– Технологическая установка
ТЭГ	– триэтиленгликоль
УИО	– участок инженерного обеспечения
УКПНИГ	– Установка Комплексной Подготовки Нефти и Газа
УМТО	– участок материально-технического обеспечения
УОТП	– участок обеспечения технологического процесса
УС	– устья скважин
ФВД	– факел высокого давления
ФНД	– факел низкого давления
ФС	– фланцевые соединения
ФУ	– факельная установка
шт.	– штук
ЭТК	– эксплуатационный технологический комплекс
ЭНК	– экологический норматив качества

1.4 СПРАВОЧНЫЕ ДОКУМЕНТЫ И ССЫЛКИ

Укажите номера и названия документов/библиографических источников, на которые приводится ссылка в данном документе. При использовании ресурсов Интернета или интранетной сети компании укажите ссылку в столбце «Номер документа» и приведите описание в графе «Название».

Если не указана конкретная дата, используется последняя редакция каждого выпуска с учетом любых поправок/дополнений/изменений к настоящему документу.

№ п/п	Номер документа/ссылка	Название /Описание
1	№ 400-VI ЗРК от 02 января 2021 года	«Экологический Кодекс Республики Казахстан»
2	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 № 63	Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду.
3	Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 № 221-Ө. Приложение 12	Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий
4	Приказ Министра охраны окружающей среды № 298 от 29.11.2010. Приложение 40	Методика по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях
5	Приказ Министра здравоохранения РК от 02.08.2022 ҚР ДСМ-70	Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций
6	Приказ Министра здравоохранения РК от 11	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические

№ п/п	Номер документа/ссылка	Название /Описание
	января 2022 года, № ҚР ДСМ-2	требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека»
7	Приказ Министра ООС от 31.01.07 №23П	Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей
8	ОАО «НИИ Атмосфера»	Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Санкт-Петербург, 2015
9	РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005	Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров
10	ЕРА-453/R-95-017, США, 1995	Протокол оценки утечек из оборудования
11	РД 39.142-00. Министерство энергетики РФ. АОА «НИПИГазпереработка», 2001	Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования
12	Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п	Методические указания по расчёту выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов и других жидкостей и газов
13	РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2005	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок
14	РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)
15	РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)
16	Приложение 13 к приказу МООС № 100-п, 2008	Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников
17	Министерство энергетики РК. Директорат «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.»	Программа развития переработки сырого газа месторождения Кашаган на 2026 г.
18	№ 125 -VI от 27 декабря 2017 года	Кодекс Республики Казахстан «О Недрах и недропользовании»
19	№ 188 -V ЗРК от 11 апреля 2014 года	Закон Республики Казахстан. О гражданской защите
20	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах
21	ГОСТ 17.2.3.02-2014	Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями
22	Приложение № 2 к приказу МОСиВР РК от 12 июня 2014 года № 221-п	Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии
23	Приложение № 8 к приказу МОСиВР РК от 12 июня 2014 года № 221-п.	Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников
24	РНД 211.2.02.05 2004. Астана, 2004	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)
25	Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-п (ОНД-86)	Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий
27	РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2)	Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы
28	СТ РК 2036-2010	Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы
29	ГОСТ 17.2.3.01-86	Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов
30	СТ РК 1517-2006	Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Месторождение Кашаган является одним из крупнейших шельфовых месторождений нефти, открытых за последние десятилетия. Месторождение представляет собой большое скопление легких фракций нефти высокого давления с большим содержанием сероводорода.

Работы на месторождении Кашаган ведутся по Соглашению о разделе продукции по Северному Каспию (далее – СРПСК), подписанное 18 ноября 1997г между Правительством РК в лице Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и консорциумом Подрядных Компаний.

Недропользователем является консорциум, в который входят следующие компании: «КМГ Кашаган Б.В.», «Аджип Каспиан Си Б.В.», «СНПС Казахстан Б.В.», «ЭксонМобил Казахстан Инк.», «ИНПЕКС Норт Каспиан Си, Лтд.», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и «Тоталь ЭИП Казахстан» (совместно именуемые - Подрядчик).

Компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (далее НКОК) с 13 июня 2015 года назначена в качестве Оператора СРПСК для ведения нефтяных операций от имени компаний участников соглашения.

Административно лицензионная территория с общей площадью 5642 км² расположена в пределах Атырауской области Республики Казахстан, в географическом отношении – в казахстанском секторе северной части Каспийского моря, и в пределах государственной заповедной зоны.

Объекты Морского комплекса *не расположены* на заповедных участках с полным запретом деятельности и дополнительными временными ограничениями на проведение отдельных видов работ, согласно ст. 269 Экологического кодекса РК.

На акватории расположения объектов Морского Комплекса месторождения Кашаган археологические памятники отсутствуют.

Эксплуатация технологических установок морского комплекса предусматривает, что добываемая сырая нефть частично стабилизируется на морском комплексе (на острове Д), а затем по трубопроводам отправляется на сушу (площадка УКПНиГ) для окончательной стабилизации, подготовки и экспорта. Дегидратация попутного газа осуществляется также на морском комплексе. Далее часть газа транспортируется на сушу для переработки, оставшийся газ закачивается обратно в пласт.

В настоящее время объекты морского комплекса размещаются на островах:

- остров А – остров добычи;
- остров Д – эксплуатационно-технологический комплекс (ЭТК);
- острова ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4 – острова добычи;
- трубопроводы и коммуникации между островом Д и островами А, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4.

Запланированы сервисные работы на всех островах месторождения Кашаган, включая DC-05 и Западный Кашаган.

Карты-схемы расположения источников выбросов ЗВ представлены в разделах 3.1 и 3.2

Ситуационная карта-схема района размещения объектов морского комплекса представлена на рисунке 2.1.

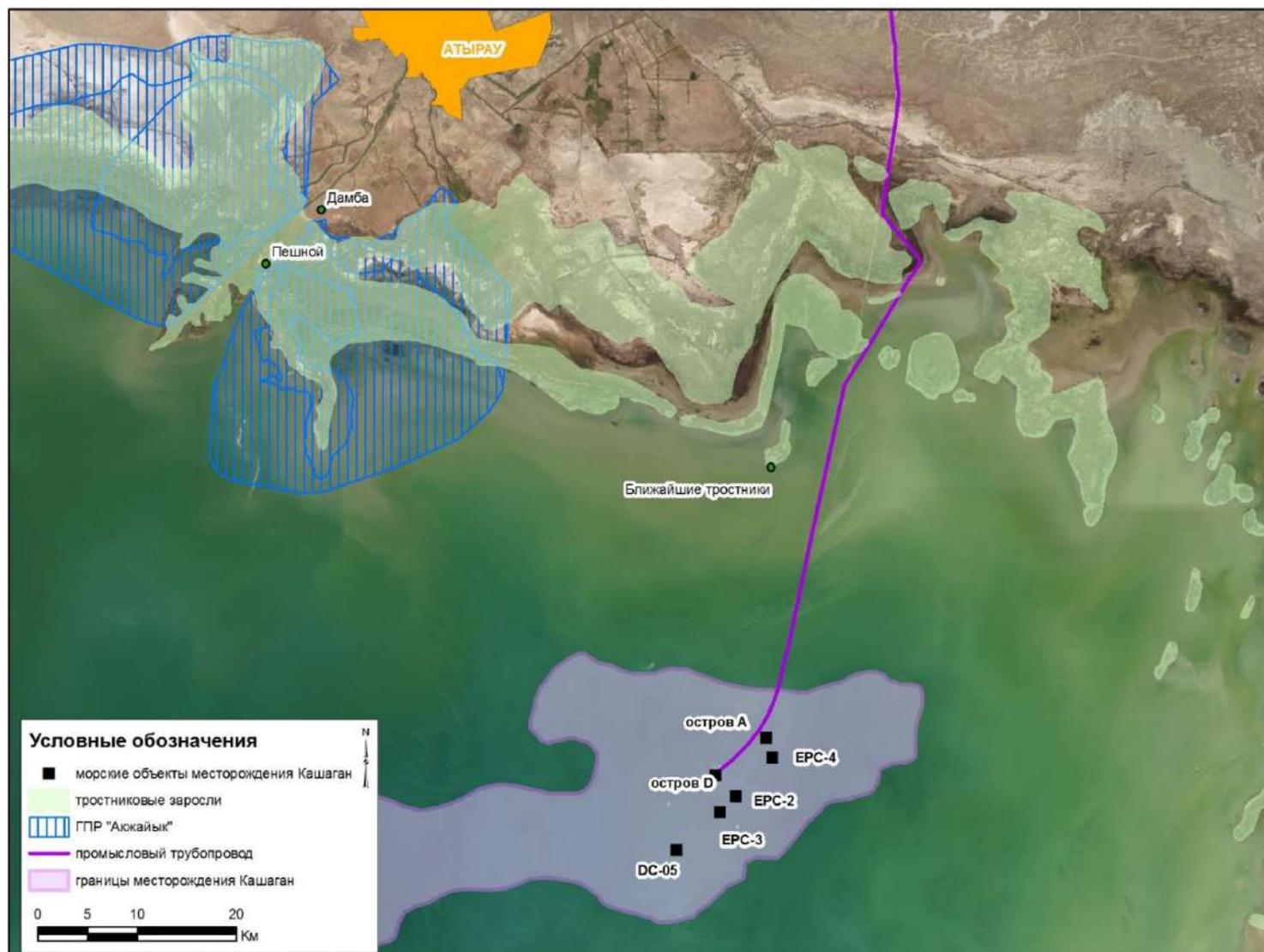


Рисунок 2.1 Ситуационная карта-схема района размещения объектов морского комплекса

В настоящее время добыча многофазного флюида предусматривается на участке устьев скважин острова Д, на добывающем острове А и островах ЕРС1, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4. Количество скважин на островах приведено в таблице 2-1.

Таблица 2-1 Количество скважин на островах

Показатель	Остров Д	Остров А	ЕРС2	ЕРС3	ЕРС4
Количество добывающих скважин (шт.)	6	8	7	6	7
Количество нагнетательных скважин (шт.)	6	-	-	-	-

Продукция с островов А, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4 поступает на остров Д по внутрипромысловым трубопроводам.

Географические особенности

Месторождение Кашаган расположено в шельфовой зоне северо-восточной части Каспийского моря. Оно характеризуется следующими особенностями осуществления производственных работ:

- мелководье;
- кратковременные нагоны и сгоны уровня моря, возникающие под влиянием штормов;
- ледовое покрытие зимой;
- большая разница температур летом и зимой.

Участки работ расположены вдалеке от населенных пунктов. Ближайшими населенными пунктами являются с. Дамба и Амангельды (69 км к северо-западу от скважин месторождения). Ближайшие тростниковые заросли (экологически уязвимые зоны) находятся с северной и восточной стороны, расстояние до них – 32 км к северу от острова Д. Тюленьи острова расположены в 200 км на юго-запад от Восточного Кашагана и не входят в зону влияния выбросов производственных площадок месторождения.

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эксплуатация технологических установок морского комплекса предусматривает, что добываемая сырая нефть частично стабилизируется на морском комплексе (на острове Д), а затем по трубопроводам отправляется на сушу (площадка УКПНиГ) для окончательной стабилизации, подготовки и экспорта. Дегидратация попутного газа осуществляется также на морском комплексе. Далее часть газа транспортируется на сушу для переработки, оставшийся газ закачивается обратно в пласт.

Остров А

Остров А находится на расстоянии 6.4 км от Острова Д в северо-восточном направлении. Габаритные размеры надводной основной части острова 150 x 200 м. К нему примыкают подъемный остров - 60 x 62 м (надводная часть) и факельный остров радиусом 50 м с коффердамом (перемычкой). Высота поверхности острова над уровнем моря 4.2 – 6.0 м. Сам остров сориентирован с северо-востока на юго-запад. В период эксплуатации на Острове А предусмотрена только добыча флюида. Он запроектирован как остров куста скважин с минимальным комплектом оборудования, работающего в автоматическом режиме. Постоянное присутствие обслуживающего персонала в период эксплуатации не предусмотрено.

Общий вид острова А представлен на рисунке 3.1.1.

Описание технологических установок острова А

Устьева система – установка В1-100. Установка состоит из 8 нефтедобывающих скважин, В1-100-DW-001+008. Скважинный флюид со всех скважин поступает в эксплуатационный и тестовый коллекторы через трубопровод диаметром 6". Диапазон рабочих температур и давлений варьируется между 50-75°C и 119-479 бар ИД, соответственно. К секции каждого устьевого трубопровода, расположенной выше штуцерной задвижки, присоединяется четыре патрубка для ввода химических реагентов.

Система ввода химических реагентов – установка В1-120. Подача реагентов на остров А с центрального склада химических реагентов, расположенного на острове Д, происходит по реагентопроводу протяженностью 6 км. Основное предназначение системы ввода химических реагентов – обеспечение надежности движения скважинного флюида за счет ввода химикатов по мере необходимости.

Система манифольда – установка В1-130. Система состоит из двух эксплуатационных и одного тестового коллектора:

- два эксплуатационных коллектора, диаметром 14" (диаметр увеличивается до 18" после аварийных предохранительных клапанов системы ОСЗВД);
- тестовый коллектор, диаметром 10" (диаметр увеличивается до 12" после аварийных предохранительных клапанов системы ОСЗВД).

Продукция скважин может подаваться в любой из двух эксплуатационных коллекторов, а также в тестовый коллектор с помощью корректной дистанционно управляемой клапанной системы. Коллекторы, эксплуатационные и тестовый, снабжены патрубками ингибитора коррозии и ввода химических реагентов (метанола).

Система камер пуска/приема скребка – установка В1-190. В состав системы входят камеры пуска/приема, соединенные со следующими трубопроводами: – двумя 18" эксплуатационными трубопроводами (камеры пуска); – одним 10" тестовым трубопроводом (камера пуска/приема).

Во время проведения автоматизированной чистки трубопроводов, скважинный флюид частично направляется через камеру приёма/пуска, чтобы обеспечить проталкивание введённого скребка дальше в трубопровод.



Рисунок 3.1.1 Остров А. Общий вид

Система сепарации нефти (многофазный расходомер) – установка В1-200. Многофазный расходомер обеспечивает мониторинг продукции в режиме эксплуатации, а также измеряет фракцию и дебит нефти, воды и газа, поступающих с тестового манифольда, без необходимости разделения фаз в специальную емкость.

Закрытая дренажная система – Установка В1-550. Закрытая дренажная система предназначена для сбора газожидкостной смеси при опорожнении технологического оборудования. Дренированная жидкость по сборному коллектору поступает в факельный сепаратор. Из сепаратора жидкость перекачивается насосами установки 230 в приемный манифольд для дальнейшей транспортировки на остров Д.

Установки инженерного обеспечения острова А

Система распределения дизтоплива - установка В1-430. Дизельное топливо подается в основной резервуар хранения, затем распределяется по сети установки через распределительные насосы дизельного топлива. Дизельное топливо перекачивается потребителям через шлангокабель.

Установка резервного генератора - установка В1-480. На острове А предусмотрена установка резервного генератора (В1-480-EG-001) с расходной емкости для дизельного топлива (В1-480-ТС 001). Дизельное топливо будет подаваться от системы дизельного топлива, расположенной на острове Д, по реагентопроводу, проложенному по дну моря.

Характеристика источников выбросов острова А

Выбросы в атмосферу на технологических установках острова А связаны с нормативными утечками из неплотностей технологического оборудования; на факельной установке - с технологически необходимым сжиганием газа на факеле ВД; на установках инженерного обеспечения – с профилактическими работами резервного дизельного генератора и с нормативными утечками из неплотностей систем подачи дизельного топлива и минеральных масел.

Характеристика источников выбросов представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Схема расположения источников выбросов ЗВ на технологических установках и установках инженерного обеспечения острова А представлена на рисунке 3.1.2.

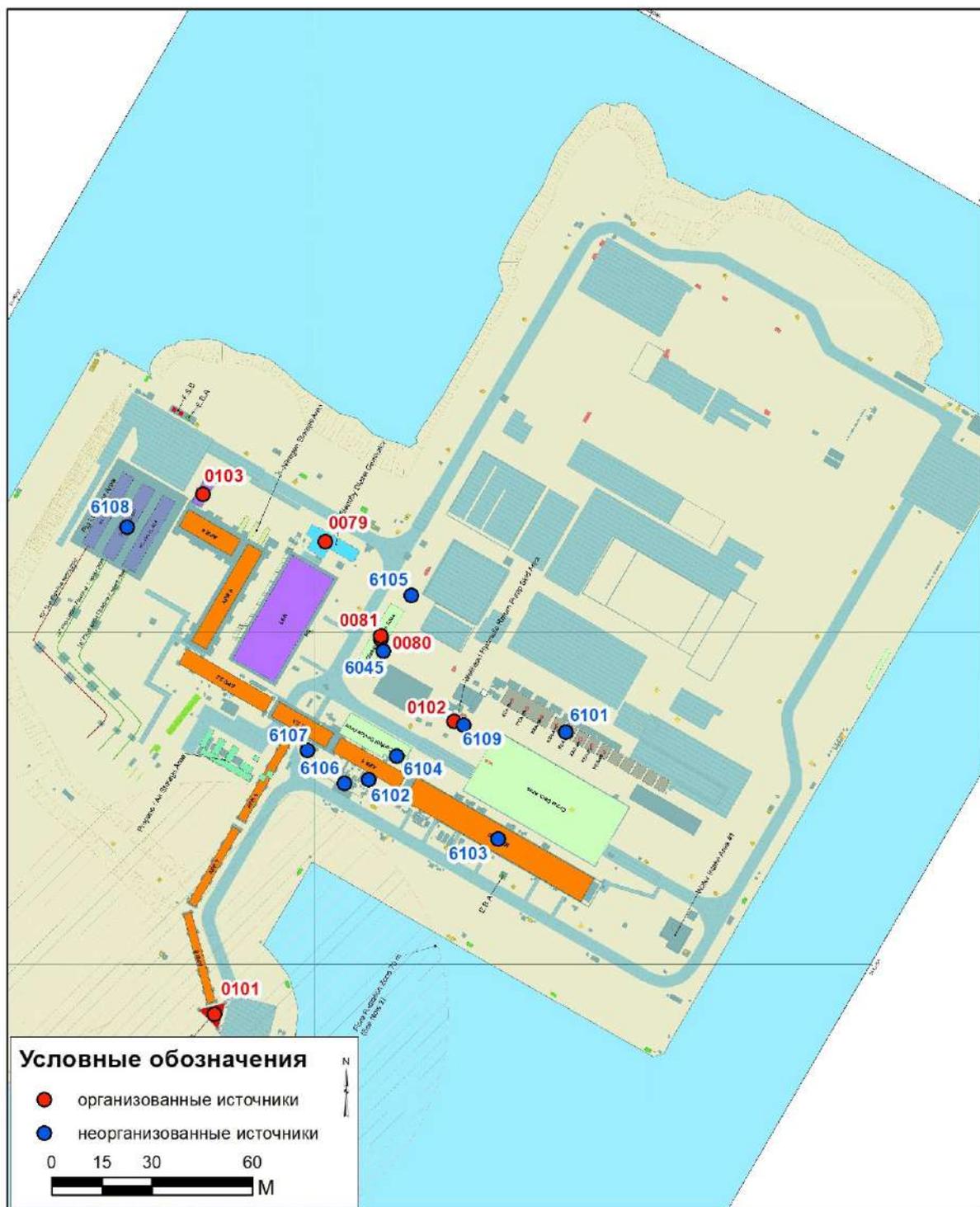


Рисунок 3.1.2 Остров А. Схема расположения источников выбросов ЗВ на технологических установках и установках инженерного обеспечения

Остров Д

Остров Д – это комплекс сложной конфигурации, сориентированный с севера на юг. Высота внешней поверхности сооружений комплекса относительно существующего уровня моря, составляет не менее 5 м, что предотвращает заплескивание волн, а также исключает возможность затопления поверхности искусственных сооружений в результате многолетних колебаний уровня Каспийского моря. Габаритные размеры всего комплекса составляют, примерно, 1.30 x 1.05 км. Искусственные сооружения построены с расчетом на срок эксплуатации в 40 лет. Комплекс включает следующие искусственные сооружения (острова, примыкающие друг к другу): остров устьев скважин (остров бурения); подъемный остров; вспомогательный остров; участки обеспечения технологического процесса (УОТП) технологических линий 1 и 2; участок инженерного обеспечения (УИО); коффердамы (перемычки); защитные барьеры.

Общий вид комплекса представлен на рисунке 3.1.3.

Описание технологических установок острова Д

Система устьев скважин – установка В4-100. На острове Д 12 устьев скважин: В4-100-DW-006, 008-012, 024-027, 029 и 031. Все устья скважин подключены по выкидным линиям к эксплуатационным/испытательным коллекторам острова устьев скважин или газонагнетательному коллектору в зависимости от назначения скважины (добывающая или нагнетательная).

Система дозированной подачи химреагентов – установка В4-120. Объекты хранения и насосные установки для всех химреагентов размещены на площадках для технологических установок и инженерных сетей. Обеспечение вспомогательных комплексов осуществляется от этих центральных объектов закачки химреагентов острова Д через комбинированные реагентопроводы.

Система манифольда – установка В4-130. На подъемном острове и острове устьев скважин (буровой остров) предусмотрено по два эксплуатационных манифольда, каждый из которых обслуживает одну из двух технологических линий. На подъемном острове предусмотрены средства приема скважинного флюида со вспомогательных комплексов (островов А и ЕРС 2-4), тогда как на острове устьев скважин предусмотрены средства приема скважинных флюидов острова Д. Тестовый манифольд подъемного острова соединяется с манифольдом острова устьев скважин, на котором размещено оборудование для испытания скважин.

Система камер пуска/приема скребка – установка В4-190. Система включает в свой состав камеры, предназначенные для пуска и приема скребков. Очистка скребками осуществляется периодически на этапах предпусковых работ, пуско-наладки, эксплуатации и вывода из эксплуатации. Цель очистки – удаление отложений парафинов, мусора и застоявшейся жидкости, а также контроль и ликвидация коррозии. Частота скребкования зависит от условий и качественного состава флюида в трубопроводе. На ранних этапах эксплуатации скребкование проводилось довольно часто. Скребкование также может проводиться интеллектуальным скребком, который оборудован детекторами для диагностики физического состояния трубопроводов. При штатном режиме работы поток продукции идет в обход камер пуска/приема скребка.

Система сепарации нефти – установка В4-200. Данная установка включает следующее основное оборудование:

- оборудование сепарации нефти, представленное сепаратором ВД, сепаратором СД и сепаратором НД, которые осуществляют подготовку скважинного флюида на «нефть-газ» с различными уровнями давления;
- оборудование подготовки газа ВД, представленное воздушным холодильником газа ВД и каплеотбойным сепаратором газа ВД, которые отделяют конденсат после сепаратора ВД;
- оборудование возврата конденсата ВД, представленное коллектором конденсата ВД, который осуществляет сбор конденсата ВД с установки (в том числе компрессоров ЗСГ) и его возврат в технологический процесс через сепаратор СД;

- испытательное оборудование, представленное многофазным счетчиком и тестовым сепаратором для проверки дебита местных скважин острова Д и скважин острова А.



Рисунок 3.1.3 Остров Д. Общий вид

Система транспортировки сырой нефти – установка В4-220. Система транспортировки сырой нефти включает бустерные насосы и насосы экспортной отгрузки нефти, входящие в состав технологических линий. На данный момент предусмотрено 3 бустерных насоса нефти в конфигурации 3х50% и 2 насоса экспортной отгрузки нефти в конфигурации 2х100% для каждой линии сепарации. Все насосы оборудованы приводными электродвигателями с фиксированными оборотами.

Система дегидратации газа – установка В4-310. Назначение этой установки состоит в дегидратации газа, выделенного в установке сепарации нефти, для предотвращения конденсации воды в линии всасывания компрессора ЗСГ и/или в магистральном экспортном газопроводе и во избежание коррозии и гидратообразования/обледенения в указанных выше системах.

Система компримирования газа ГМИ – установка 360. Установка компримирования газа мгновенного испарения (ГМИ) предназначена для сжатия газа, поступающего от сепараторов СД и НД до давления, необходимого для дальнейшего компримирования газа на компрессорах ЗСГ Установки 365. Процесс сжатия ГМИ осуществляется последовательно в две ступени. На первой ступени газ поступает от установок сепарации НД, где дожимается до давления всаса, необходимого для второй ступени.

Вторая ступень компримирования ГМИ обеспечивает требуемое давление на всасе для компрессорных установок ЗСГ.

Предусмотрено три технологических линии 100/200/300 компримирования ГМИ, расположенных на технологических модулях 3, 4, 16. Каждый модуль включает в себя компрессорную установку, в состав которой входит двухступенчатый центробежный компрессор с газотурбинным приводом.

Система компрессоров ЗСГ – установка В4-365. В качестве компрессора ЗСГ предусмотрено использование центробежного трехступенчатого компрессора с приводом от газовой турбины. Предусмотрено две комплектные установки компрессоров ЗСГ (технологические линии 100 и 200).

Система гликоля для дегидратации газа – установка В4-380. Регенерация обогащенного гликоля предназначена для достижения гарантированной чистоты регенерированного гликоля: 99,95% по весу. Установка регенерации гликоля разделена на блоки, которые поставляются специализированными поставщиками гликолевой системы и включают следующие установки/блоки:

- установка регенерации гликоля;
- компрессорная установка отходящих газов;
- регенерационная установка ТЭГ;
- блок закачки химреагентов.

Система топливного газа – установка В4-420. Топливный газ, потребляемый объектами морского комплекса, является обессеренным сухим, углеводородным конденсационным товарным газом, импортируемым из технологических сооружений наземного комплекса. Газ импортируют через магистральный трубопровод диаметром 18", минимальное необходимое нагнетающее давление топливного газа к объектам морского комплекса - 44 бар ИД, ожидаемое давление на входе на объектах морского комплекса (подъемный остров) - 70-74 бар ИД. Потребители топливного газа ВД: газовые турбины главной электростанции, газовые турбины и системы уплотнений компрессоров НСГ и ГМИ, системы нагнетания пускового топливного газа ВД, факельная система ВД. Часть газа подается для общих технологических потребностей в систему топливного газа НД. Потребители топливного газа НД: факельная система (продувочный газ, розжиг дежурных горелок), система регенерации гликоля, система подачи метанола.

Схема основных технологических процессов на острове Д представлена на рисунке 3.1.4.

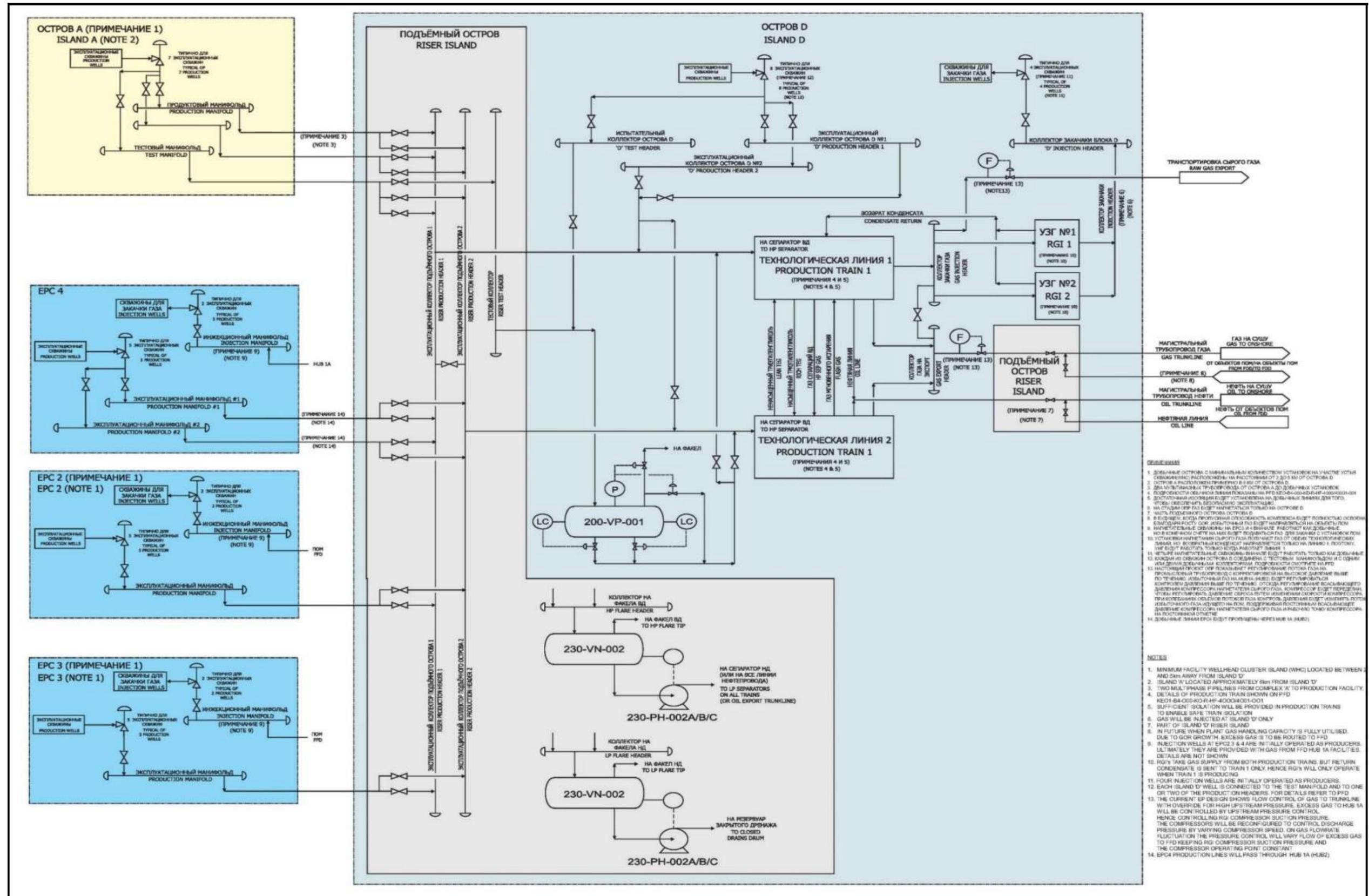


Рисунок 3.1.4 Остров Д. Схема основных технологических процессов

Система гидравлического блока питания (ГБП) – установка В4-450. Основная цель ГБП состоит в подаче гидравлической жидкости для приведения в действие управляемых с поверхности внутрискважинных клапанов-отсекателей (УПВКО), распределительных клапанов устьев добывающих скважин блоков МК.

Закрытая дренажная система – установка В4-550. Цель закрытой дренажной системы состоит в том, чтобы позволить сливать огнеопасные и токсические жидкие углеводороды в замкнутую систему, откуда их можно безопасно собрать и передать для дальнейшей обработки.

Закрытая дренажная система разработана для приема сливаемых жидкостей из выкидных линий/манифольда и другого оборудования, установленного на острове устьев скважин, подъемном острове, на технологических линиях 1 и 2, нефтяных бустерных насосах и насосах экспорта нефти в УОТП-1 и УОТП-2 и от различных модулей и площадки УИО. С этой целью имеются три сборные емкости закрытого дренажа: одна на острове устьев скважин, вторая на подъемном острове и третья на УОТП-2.

Сборная емкость закрытого дренажа острова устьев скважин рассчитана для получения жидкостей от нефтяных сепараторов технологической линии 1 (сепараторы ВД, СД и НД), расположенных на Модуле 5, после разгерметизации и слива в морской трубопровод, ведущий к берегу, до аварийно низкого уровня в сепараторах, во время нормального обслуживания. Собранные стоки обычно возвращаются в технологический процесс путем закачки в сепаратор НД.

Сборная емкость закрытого дренажа подъемного острова рассчитана на получение жидкостей от одного из эксплуатационных манифольдов и трубопровода к камере для запуска скребков. Она расположена на поверхности земли. Собранные стоки посылают в сборную емкость закрытого дренажа острова устьев скважин или в сборную емкость закрытого дренажа на УОТП-2. Из этих емкостей жидкость перекачивают к сепараторам НД.

Сборная емкость закрытого дренажа на УОТП-2 рассчитана для получения жидкостей от нефтяных сепараторов технологической линии 2 (сепараторы ВД, СД и НД), расположенных на Модуле 18, после разгерметизации и слива в морской трубопровод, ведущий к берегу, до аварийно низкого уровня в сепараторах, во время нормального обслуживания. Емкость расположена на поверхности земли. Собранные стоки обычно возвращаются в технологический процесс путем закачки в сепаратор НД технологической линии 2, расположенный на Модуле 18.

Сборные емкости закрытого дренажа соединены с факельным коллектором НД, чтобы удалять образующиеся пары, облегчать изменение уровня жидкости и пропускание газа.

Установки инженерного обеспечения острова Д

Главная электростанция – установка В4-470. Основной целью установки 470 (газотурбинная электростанция) является выработка электроэнергии для надежного бесперебойного электроснабжения всех потребителей морского комплекса. Система выработки электроэнергии для программы опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган представлена автономной электростанцией с четырьмя газотурбинными установками, расположенной на модуле 8 острова Д. Электроэнергия будет передаваться потребителям на острове Д и по подводным силовым кабелям на остров А, ЕРС2, ЕРС3, и ЕРС4.

Предусматривается одновременная эксплуатация трех газотурбинных установок, и одна турбина будет в резерве. Каждая установка состоит из следующих главных систем:

- два электрических нагревателя (В4-420-НМ-010 А/В; один рабочий, один резервный) для нагревания газа до температуры, требуемой для надлежащего функционирования газовой турбины;
- один комплект двойного фильтра для каждой газовой турбины для удаления из топливного газа любых следов коррозии/пыли (В4-420-ZL-101/201/301/401 А/В);
- четыре главных блока электрогенераторов В4-470-ХХ-101/201/301/401 (каждый мощностью 28.4 МВт).

Система резервного электроснабжения – установка В4-480. Система резервного электроснабжения, предназначенная для обеспечения бесперебойного питания электроэнергией и нормальной работы оборудования технологических установок и вспомогательных объектов в случае отказа главной энергетической системы. Система резервного генератора включает три дизельных генератора (480-EG-101/201/301), расположенных на модуле 9, и шесть дополнительных генераторов той же самой мощности (480-EG-501/502/503/504/505/506) на участке инженерного обеспечения. Каждый генератор оборудован расходным резервуаром дизельного топлива, то есть три расходных резервуара дизельного топлива (480-ТА-101/201/301) на модуле 9 и шесть дизельных расходных резервуара (480-ТА-501/502/503/504/505/506) на участке инженерного обеспечения.

Система водяного/пенного пожаротушения – установка В4-730. Эта система должна обеспечить необходимое количество воды по кольцевой системе трубопроводов к различным зонам острова в случае пожара. Для водоснабжения установлены четыре пожарных насоса. Все четыре насоса с приводом от дизельного двигателя (В4-730-MD-001А/В/С/Д). Пожарные насосы запускаются автоматически или вручную. Автоматическое включение предусмотрено в случаях: подтвержденного сигнала от системы обнаружения пожара; понижения давления в кольцевом трубопроводе; понижении давления в линии сброса насоса. Вручную насосы могут быть запущены нажатием кнопки на местном автоматическом регуляторе пожарного насоса, на пульте общего обслуживания, расположенного в главной диспетчерской, нажатием кнопки программного обеспечения на графической странице в распределенной системе управления (PCU). Остановка каждого пожарного насоса может быть выполнена вручную только в местном автоматическом регуляторе пожарного насоса.

Каждый насос обеспечен расходной топливной емкостью. Емкость связана с системой дизельного топлива. Пополнение емкости управляется в автоматическом режиме от сигнала уровня. Насосы размещены в отдельном огнезащитном корпусе и спроектированы так, чтобы минимизировать риск отказа общего характера. Источник питания каждого комплекта пожарного насоса независим и автономен для работы в течение как минимум 12 часов.

Система дизельного топлива - установка В4-430. Дизельное топливо поставляется судами обеспечения и подается в основной резервуар хранения в корпусе модуля 10, затем распределяется в сети установки через распределительные насосы дизельного топлива (В4-430-РН-001 А/В). Дизельное топливо перекачивается потребителям вспомогательного комплекса через шлангокабель.

Система топливного газа - установка В4-420 предназначена для подачи топливного газа для удовлетворения потребностей технологических систем и систем инженерного обеспечения. Топливный газ, потребляемый на морских объектах, представляет собой очищенный, осушенный газ, импортируемый под высоким давлением от технологических сооружений наземного комплекса.

Потребители топливного газа ВД: газовые турбины главной электростанции, газовые турбины и системы уплотнений компрессоров НСГ и ГМИ, системы нагнетания пускового топливного газа ВД, факельная система ВД. Часть газа подается для общих технологических потребностей в систему топливного газа НД.

Потребители топливного газа НД: факельная система (продувочный газ, розжиг дежурных горелок), система регенерации гликоля, система подачи метанола.

В качестве топливного газа используется собственная продукция УКПНИГ – многокомпонентная смесь углеводородов и неуглеводородных газов (МСУиНГ), подаваемая на морской комплекс с наземного комплекса. В случае недоступности собственной продукции, например, до ввода технологических объектов в эксплуатацию, в период проведения ПНР и плановых остановов на ППР, в качестве топливного газа будет использоваться покупной природный газ.

На участке инженерного обеспечения (УИО) дополнительно предусмотрены: цех сварки и специальный участок выработки азота, включающий генератор, компрессоры, систему дизельного топлива.

Характеристика источников выбросов технологических площадок острова Д

Характеристика источников выбросов представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Схема расположения источников выбросов ЗВ на технологических установках и установках инженерного обеспечения представлена на рисунке 3.1.5.

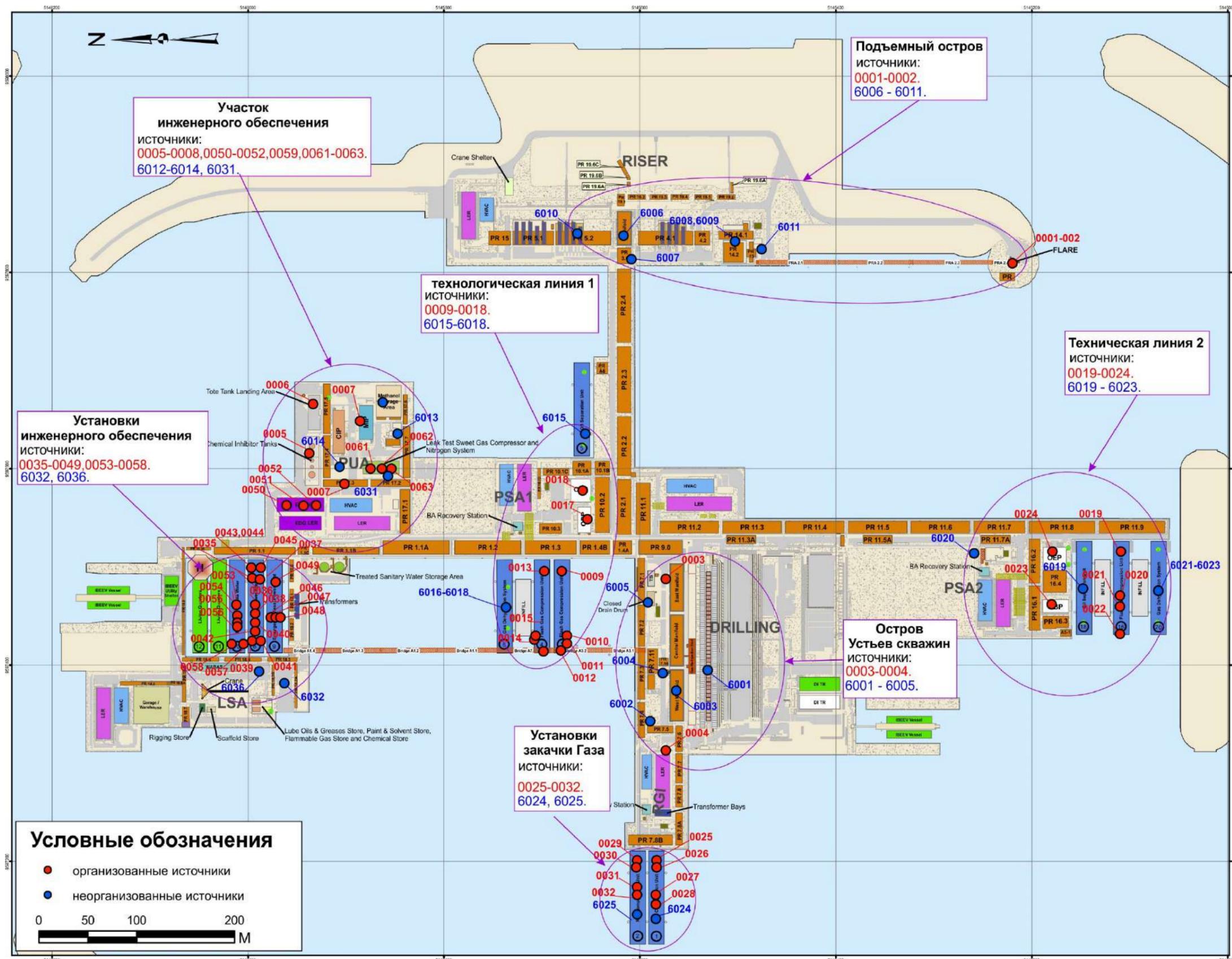


Рисунок 3.1.5 Остров Д. Схема расположения источников выбросов ЗВ на технологических установках и установках инженерного обеспечения

Факельные установки

На морском комплексе на островах А и Д размещаются три стационарные факельные установки (установка 230).

На острове Д – две установки: факелы высокого и низкого давления (источники 0001 и 0002 соответственно).

На острове А – одна факельная установка: факел высокого давления (источник 0101).

Факельная система на морском комплексе предусмотрена для того, чтобы обеспечить безопасный сбор и удаление всех сбросов углеводородов и потоков, образующихся: при срабатывании предохранительных клапанов; при проведении пуско-наладочных работ (ПНР); при опрессовке и продувке оборудования во время ПНР и ТО; при остановках перед ТО и при запусках после ТО; во время послеремонтных проверок, когда достигаются номинальные параметры; а также сброс при сбоях технологического процесса или при аварийных ситуациях на установках.

Объемы технологически неизбежного сжигания газа на факельных установках Морского комплекса на 2026 год составят: - **46.038 млн.ст.м³ газа**. Объемы приняты согласно согласованного в Министерстве энергетики документа – «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кашаган на 2026 г.», Астана, 2025.

Описание факельных систем

Факельная система острова А – установка В1-230. Сбрасываемые с клапанов потоки газа собираются в факельном коллекторе, затем направляются в факельный сепаратор В1-230-VN-001, где происходит сепарация влаги. С факельного сепаратора газ поступает на факел В1-230-FC-001 для сжигания, а собранный конденсат перекачивается на вход приемного манифольда.

Факел оборудован оголовком компании «John Zink», обеспечивающем высокоэффективное сжигание углеводородного газа. Схема факельного оголовка представлена на рисунке 3.1.6.

Высота факельного ствола на острове А – 67 м (высота наконечника факела относительно Каспийского нуля); условный диаметр – 400 мм. Факельная система острова А запроектирована со звуковым факельным наконечником с фиксированным сечением сопел. Применение такого оголовка акустического типа обеспечивает улучшенное сжигание сбрасываемых газов, благодаря интенсивному смешиванию воздуха и газа, при достижении звуковой скорости на выходе из факельного оголовка почти во всем рабочем диапазоне.

Факельная система острова Д – установка В4-230. Факельная система включает факела ВД и НД. Схемы факельных оголовков ВД и НД представлены на рисунке 3.1.7. Факельная система ВД состоит из факельного сепаратора ВД, насосов сепаратора ВД, коллектора сырого газа факела ВД и коллектора осушенного газа ВД, а также факельной трубы в комплекте с факельным оголовком ВД акустического типа. Сепаратор факельной системы ВД, насосы и факельная труба установлены на подъемном острове.

Факельная система НД предназначена для сбора и безопасного удаления сбросных флюидов из предохранительных и продувочных клапанов, где установленное давление достигает менее 12 бар. Факельная система НД включает факельный сепаратор НД, коллектор факела НД и факельную трубу в комплекте с факельным оголовком НД. Факельная труба НД также располагается на подъемном острове вблизи факельной трубы ВД.

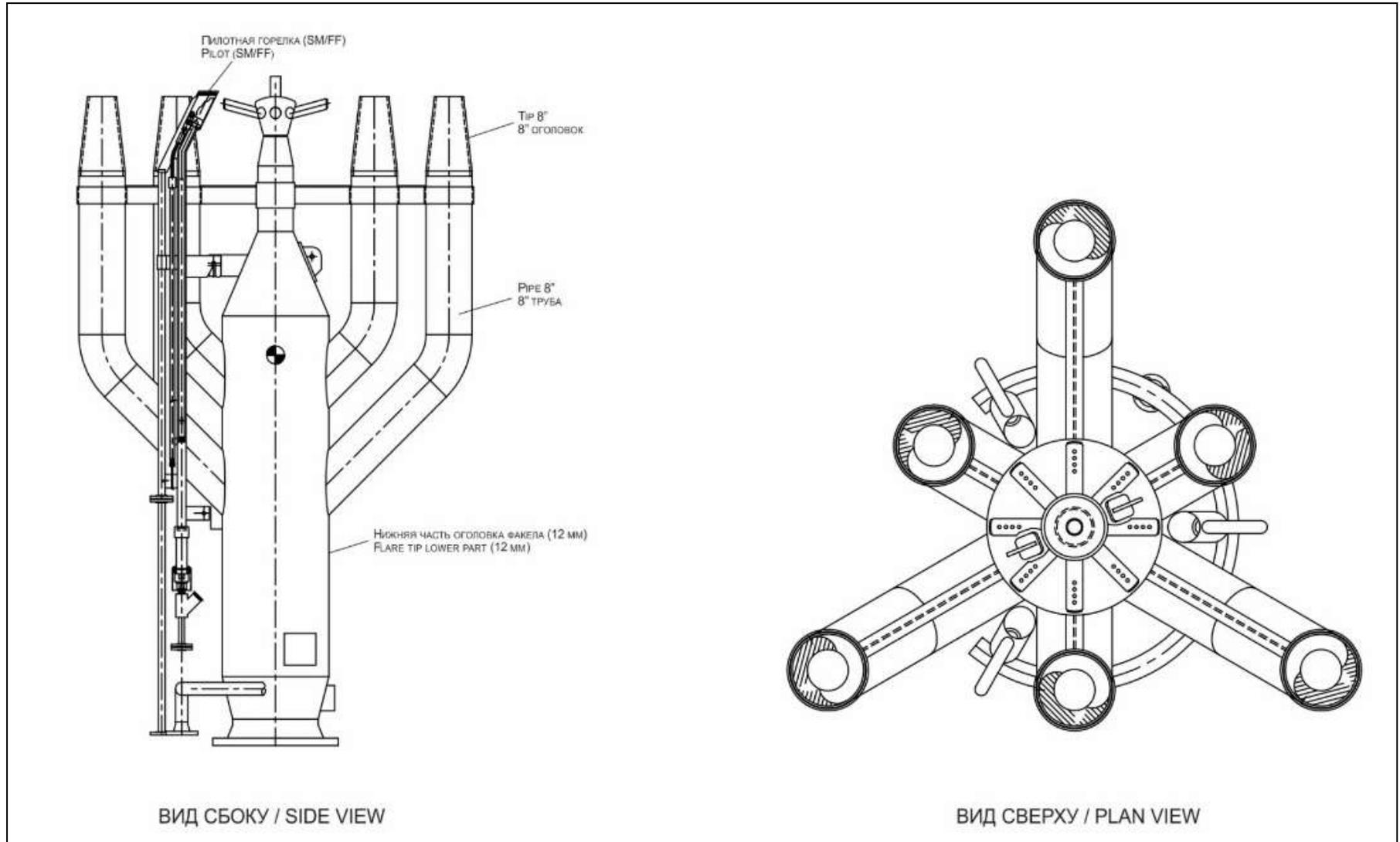


Рисунок 3.1.6 Остров А. Схема факельного оголовка ВД

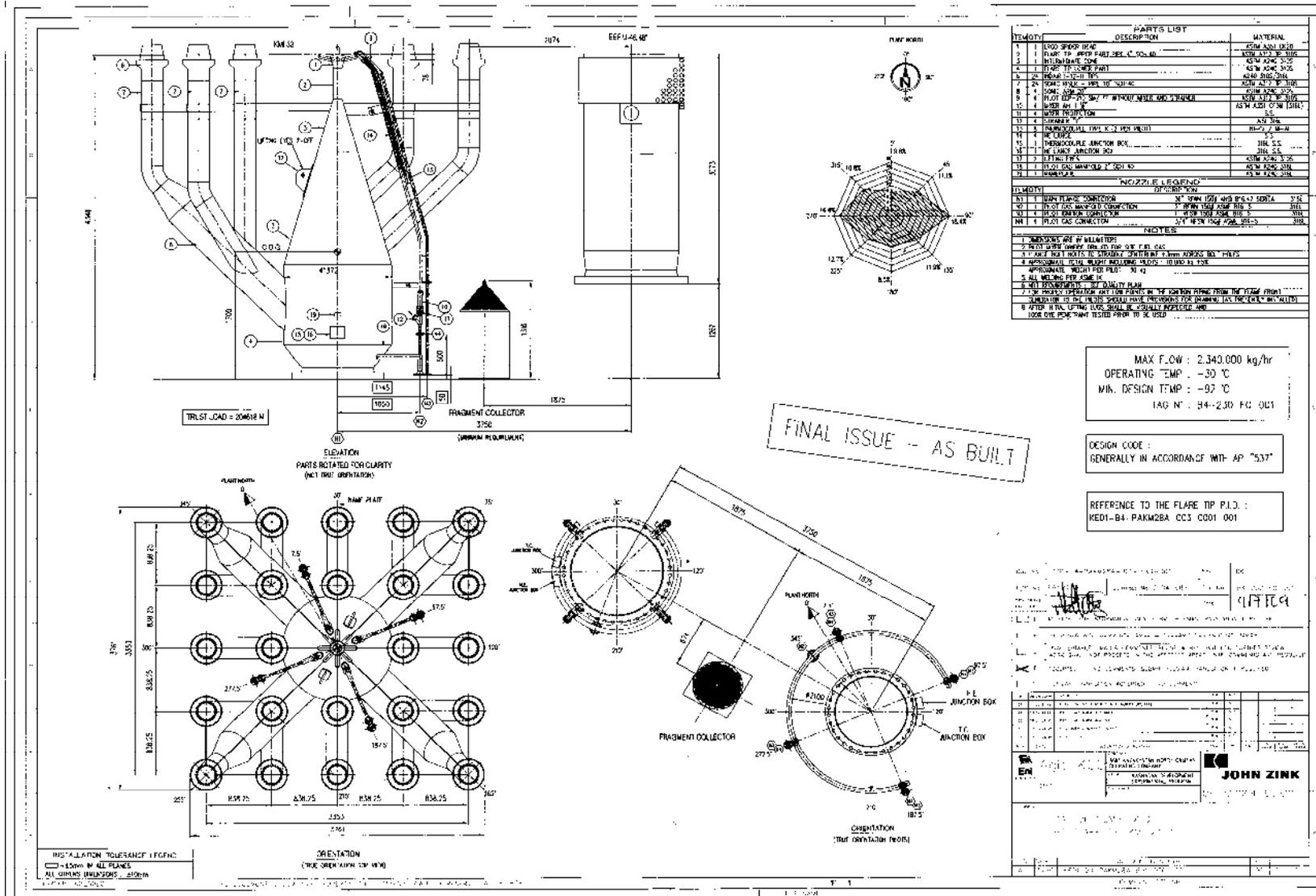


Рисунок 3.1.7 Остров Д. Схема факельных оголовков ВД и НД

Острова EPC2, EPC3, EPC4

Центры ранней добычи EPC2, EPC3, EPC4 являются островами-спутниками острова Д, запроектированными как острова кустов скважин – добывающих комплексов с минимальным комплектом технологического оборудования, работающих в автоматическом режиме без присутствия персонала. Превалирующая высота поверхности островов около 5.2 м относительно основного уровня моря (СД). Такая высота предотвращает заплескивание волн, а также исключает возможность затопления поверхности острова в результате долгопериодных (многолетних) колебаний уровня Каспийского моря. По периметру площадки укреплены бетонными стенами и металлическими шпунтовыми сваями. На одной из сторон островов оборудованы пристани со швартовыми тумбами для причаливания барж и судов. Для защиты лагун и стен-причалов от волн и ледовых нагрузок предусмотрены барьеры. Общие виды островов EPC2, EPC3 представлены на рисунках 3.1.8 – 3.1.9. Остров EPC4 выглядит аналогично острову EPC2.

Описание технологических установок EPC

Установка-100. Устья добывающих скважин и установка мультифазных счетчиков. На EPC2 и EPC4 - 7 добывающих скважин, на EPC3 – 6 скважин.

Установка-120. Система приема и дозирования химреагентов. Система предназначена для приёма и дозирования химреагентов, используемых для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии, отложений парафина, асфальтенов, образования накипи и гидратов.

Установка-130. Установка приемного манифольда. Эксплуатационный манифольд связывает все добывающие скважины и служит для подачи добытых флюидов по эксплуатационному нефтегазопроводу на остров Д.

Установка-190. Установка пуска очистных устройств. На EPC эксплуатационные нефтегазопроводы и обслуживающий трубопровод оснащены установками камер пуска/приема очистных устройств (ОУ). Диагностирование и очистка эксплуатационных нефтегазопроводов предусмотрены после первого года эксплуатации трубопроводов, а затем - с четырехгодичной периодичностью. Эксплуатационные нефтегазопроводы спроектированы с учетом обеспечения кольцевого движения ОУ: остров Д – EPC2 – EPC3 – остров Д. Камеры пуска/приема ОУ представляют собой блочные установки с системой переключающих клапанов и трубопроводами обвязки. Камеры оборудуются устройствами для обеспечения пуска ОУ, а также приборами контроля давления и сигнализаторами прохождения скребка. Для защиты от превышения давления на камерах предусмотрена установка предохранительных клапанов.

Установка-420. Система распределения топливного газа. Топливный газ подается на EPC от острова Д по трубопроводам Ду 25 мм, входящими в состав комбинированного реагентпровода. На EPC2 топливный газ поступает через EPC3 по комбинированному реагентпроводу. От реагентпроводных блоков на EPC топливный газ распределяется на все устьевое оборудование и на камеры пуска/приема ОУ. На устьях скважин топливный газ используется для продувки, а также для создания давления в трубопроводе при испытаниях на герметичность. Топливный газ, подаваемый на камеры пуска/приема ОУ, используется для проталкивания ОУ при очистке обслуживаемого трубопровода.

Установка-430. Система распределения дизельного топлива. Дизельное топливо доставляется баржами на станцию, откуда по трубопроводу подается на устьевое оборудование для промывки. Дизельное топливо используется только в период ПНР и/или ППР.

Установка-450. Система распределения масла для гидроприводов. Гидравлическая система обеспечивает своевременное срабатывание установленных на устьях скважин клапанов высокоинтегрированной защитной системы от превышения давления, а также клапанов аварийного останова в составе оборудования основного и вспомогательного инженерного обеспечения. Для приведения в действие механических приводов автоматического управления клапанов используется гидравлическое масло.

Установка-550. Закрытая дренажная система. Закрытая дренажная система предназначена для сбора жидкостей, отводимых от нефтегазопроводов и всего оборудования и вспомогательных участков инженерного обеспечения.



Рисунок 3.1.8 Остров ЕРС2. Общий вид



Рисунок 3.1.9 Остров ЕРС3. Общий вид

Установка-600. Система распределения азота. На добывающих островах ЕРС инертный газ применяется для продувки оборудования и при испытаниях трубопроводов на герметичность после останова и перед началом пусковых операций. Инертный газ транспортируется с острова Д на ЕРС по трубопроводу, входящему в состав комбинированного реагентопровода. От реагентопроводных блоков В2-455-ZZ-003, В3-455-ZZ-003 азот распределяется на: устья скважин, камеры пуска ОУ, коллекторы закрытой дренажной системы и в будущем на трубопроводы закачки газа СВД.

Характеристика источников выбросов островов ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4

Выбросы в атмосферу на технологических установках островов ЕРС связаны с нормативными утечками из неплотностей технологического оборудования.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Схема расположения источников выбросов ЗВ от технологических установок ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4 представлена на рисунках 3.1.10 - 3.1.12.

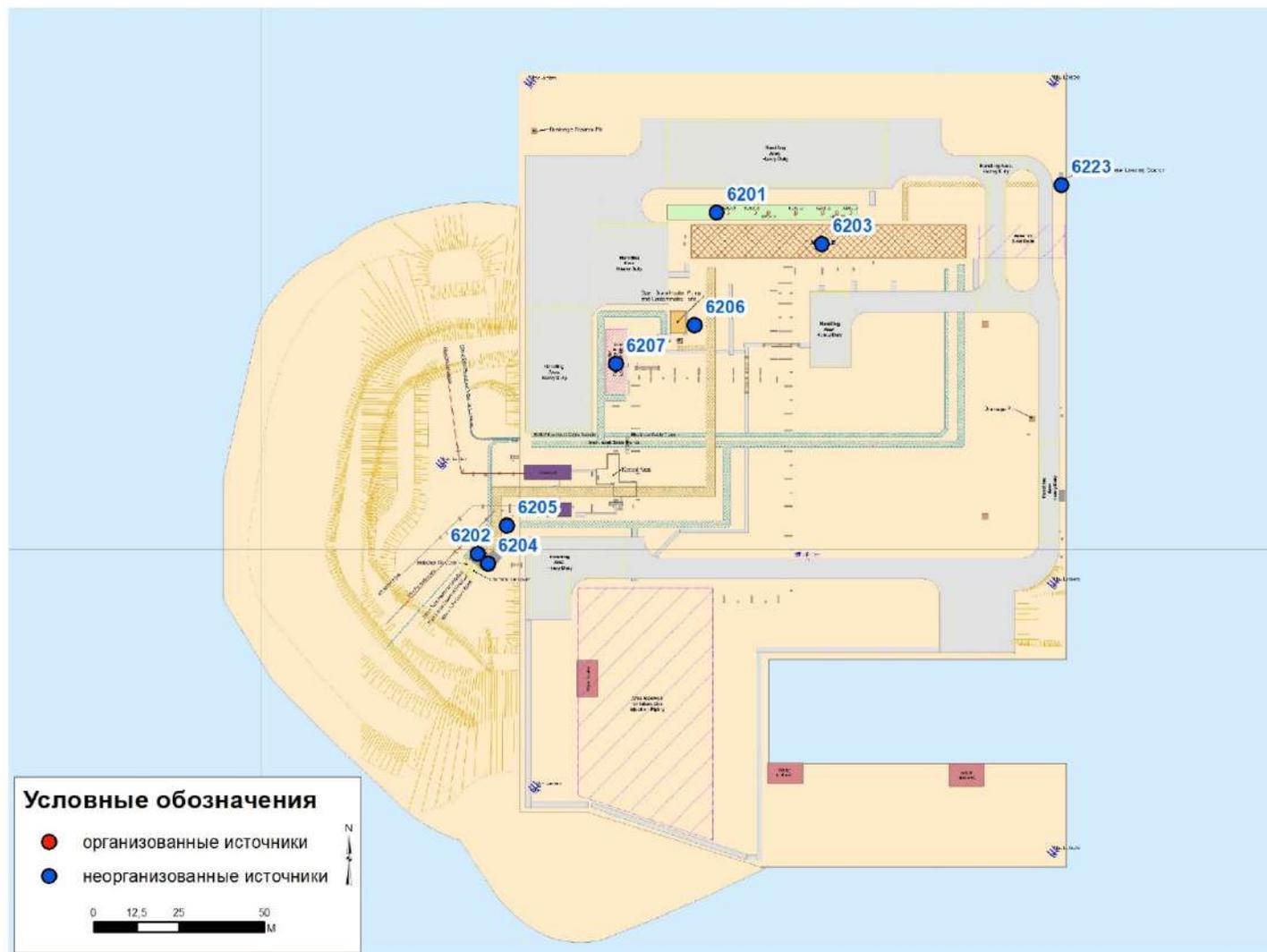


Рисунок 3.1.10 Остров EPC2. Схема расположения источников выбросов

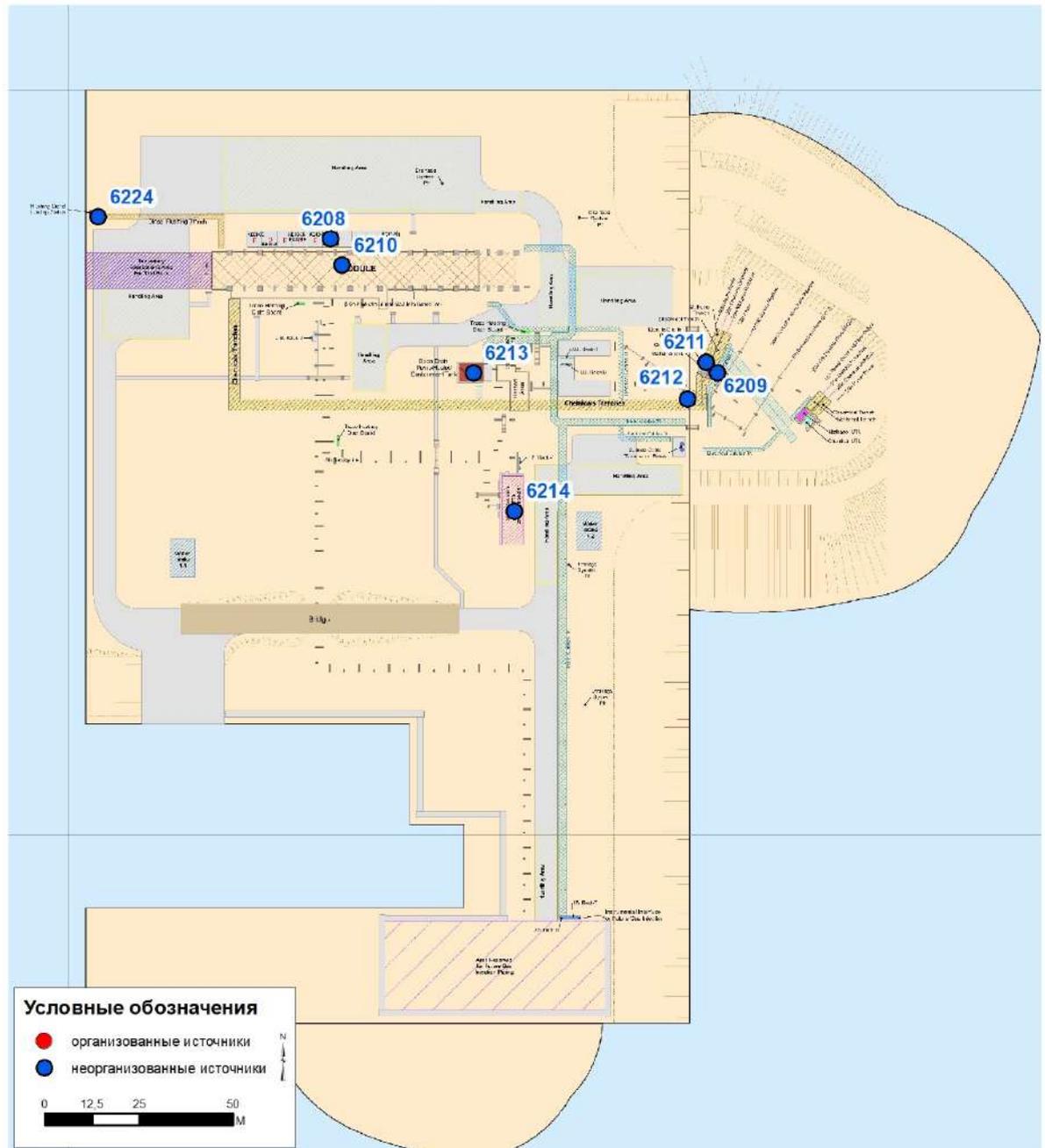
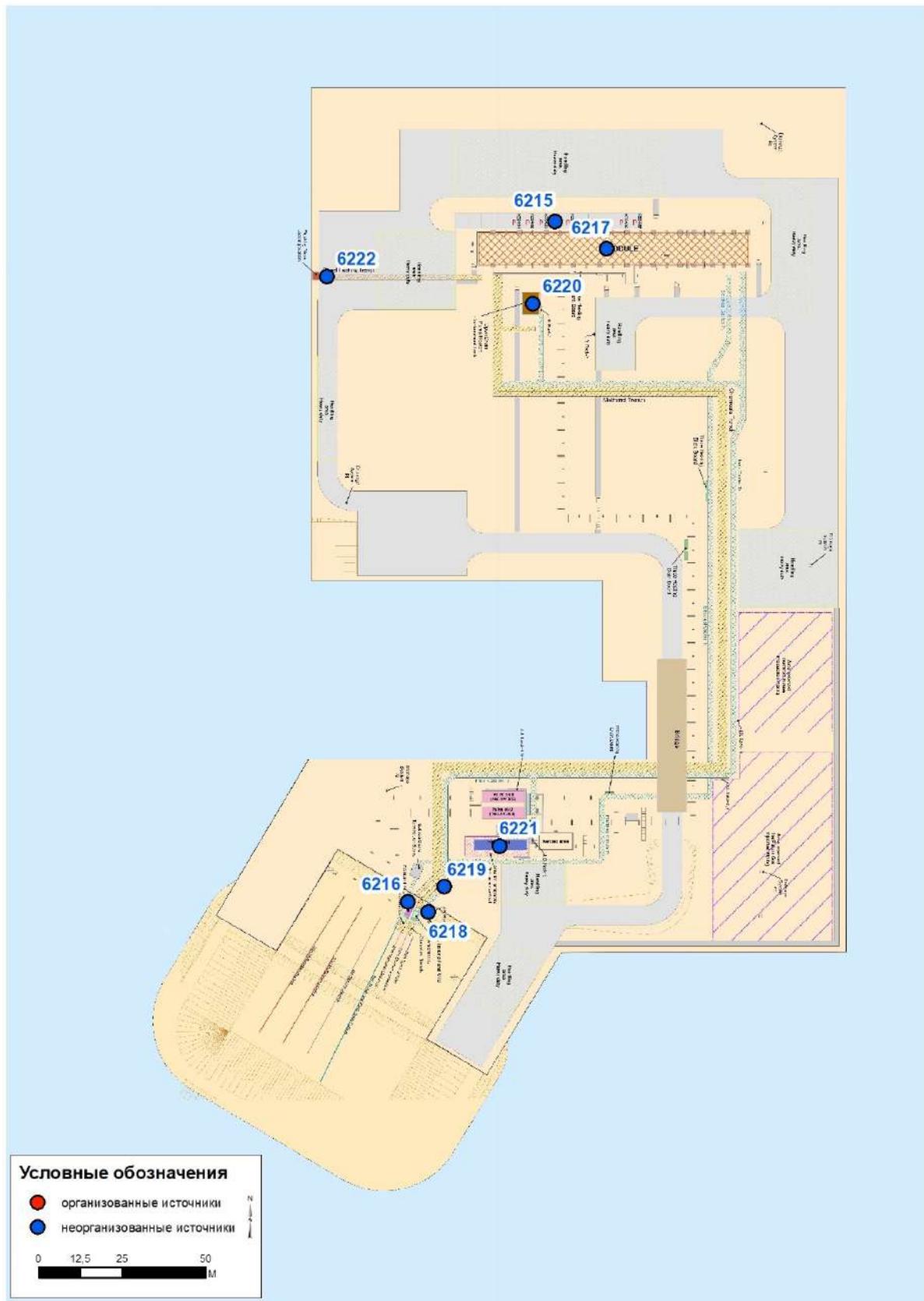


Рисунок 3.1.11 Остров ЕРС3. Схема расположения источников выбросов



3.2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ И РАБОТ

К работам вспомогательного характера отнесены работы по текущему ремонту и работы сервисного характера, которые выполняются в основном подрядными организациями.

Также предусмотрены работы по удалению иловых отложений вокруг островов. Данные работы выполняются с привлечением специализированной техники, двигателя которой относятся к передвижным источникам выбросов. В соответствии с п. 24 Методики №63, указанные источники в проекте НДВ не рассматриваются и не нормируются в связи с их временным пребыванием на участках работ, а также тем фактом, что их эксплуатация не связана с их стационарным расположением. Валовые выбросы от двигателей данных передвижных источников в общий объем выбросов по объекту не включаются.

Для обеспечения поддержки работ морского комплекса будут задействованы баржи и жилые плавучие комплексы, которые дислоцируются в основном около острова Д, но по мере необходимости могут перемещаться к другим островам.

Жилые плавучие комплексы и баржи

Выбросы в атмосферу на жилых плавучих комплексах и баржах в основном связаны с эксплуатацией дизельного оборудования, с нормативными утечками из неплотностей систем перекачки ГСМ, с работой механических мастерских и участков покраски.

В 2026 году количество источников изменится, что связано с проведением планово-предупредительных работ (ППР), предусматриваемых на 2026 год. В эксплуатацию будут введены баржи Zerock и TUB, а также дополнительные жилые плавучие комплексы.

Основное местоположение перечисленных ЖПК и барж на острове Д. Но по мере необходимости они могут перемещаться к любому из островов А, ЕРС2, ЕРС3 ЕРС4. К расчету рассеивания принято, что их местоположение - на острове Д.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Схема расположения источников выбросов на ЖПК и баржах представлена на рисунке 3.2.1.

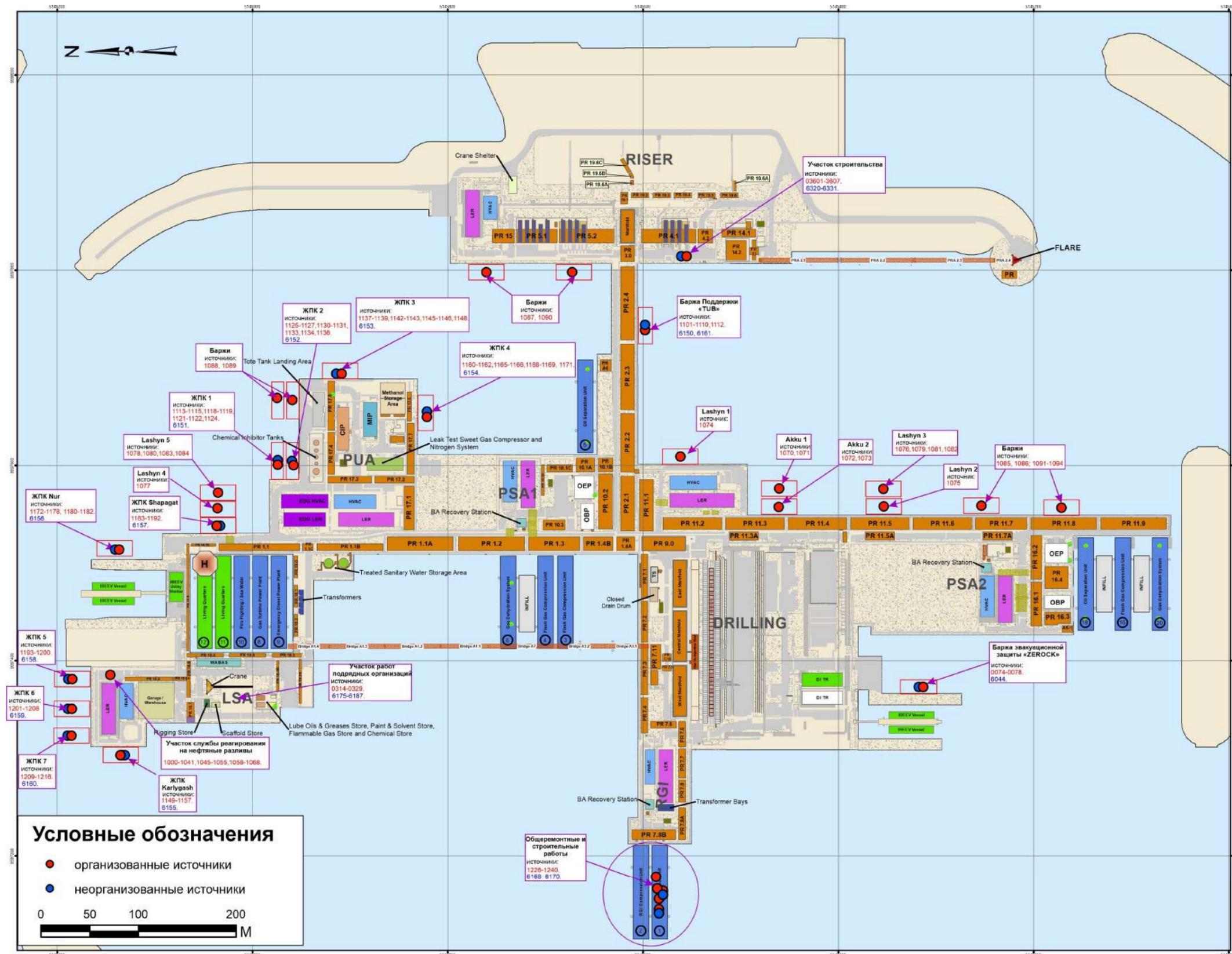


Рисунок 3.2.1 Остров Д. Схема расположения источников выбросов на участках вспомогательных работ, ЖПК и баржах

Участок сервисного обслуживания скважин

На островах морского комплекса ежегодно проводится сервисное обслуживание скважин.

Для данного вида работ предусмотрен один набор оборудования, которое по мере необходимости проведения работ будет перемещаться с одного острова на другой.

Характеристика источников выбросов

Выбросы в атмосферу на этом участке связаны с эксплуатацией дизельного оборудования (*генераторов, тепловых двигателей*), с работой ремонтной мастерской и сварочного оборудования, а также пункта заправки топливом.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Оборудование участка сервисных работ может быть задействовано на любом из островов А, Д, ЕРС2, ЕРС3 ЕРС4. К расчету рассеивания принято, что работы будут проводиться на острове А.

Схема расположения источников выбросов ЗВ участка сервисного обслуживания скважин представлена на рисунке 3.2.2.

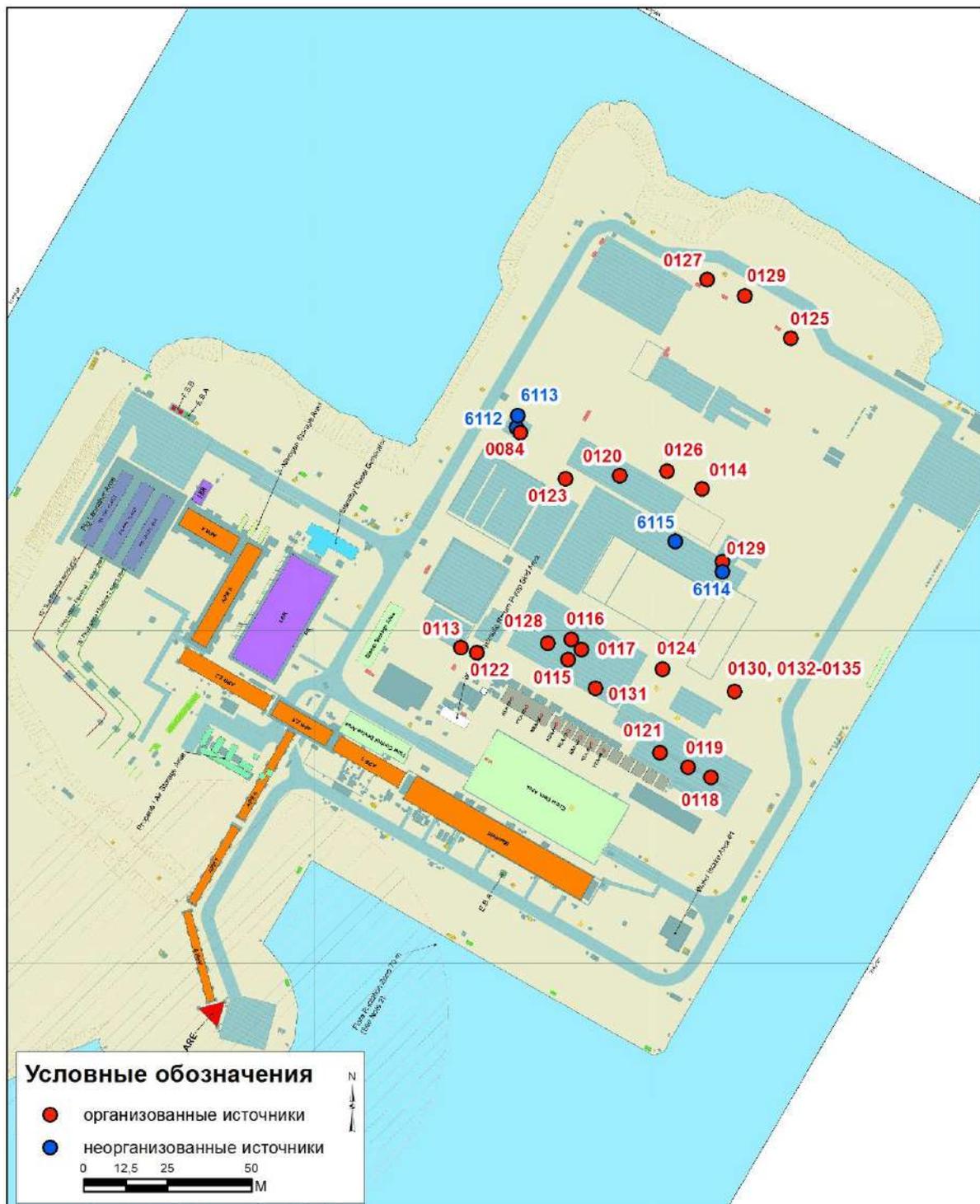
Участки работ подрядных организаций

Подрядные организации выполняют работы вспомогательного и сервисного характера на всех островах морского комплекса.

Выбросы в атмосферу связаны с эксплуатацией дизельного оборудования; с нормативными утечками из неплотностей систем перекачки ГСМ; с работой сварочных постов, пункта заправки топливом и участком покраски.

Работы могут проводиться на любом из островов морского комплекса. К расчету рассеивания местоположение источников выбросов принято на острове Д (рисунок 3.2.1).

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).



Участок службы реагирования на нефтяные разливы

В составе службы реагирования на нефтяные разливы два вида участков:

- участки для хранения оборудования, которые имеются на каждом из островов;
- учебно-тренировочный участок по реагированию на нефтяные разливы на море.

Для проведения учебно-тренировочных мероприятий по реагированию на нефтяные разливы определяется специальный участок, куда вывозится необходимое оборудование.

Комплект из определенного числа оборудования размещается на специально отведенных участках на каждом из островов, периодически вывозится для профилактических работ и заменяется новым комплектом.

Дополнительно на острове Д предусмотрена площадка для тестирования оборудования. Схема расположения источников выбросов ЗВ данного участка представлена выше по тексту, на рисунке 3.2.1.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Планово-предупредительный ремонт

На 2026 год запланирован планово-предупредительный ремонт на технологическом оборудовании.

Планово-предупредительный ремонт (ППР) — это комплекс организационно-технических мероприятий предупредительного характера, проводимых в плановом порядке для обеспечения работоспособности механизмов и стабильной безопасной работы предприятия. При Планово-предупредительных ремонтных работах дополнительно включен 1 организованный источник.

Основными источниками выделения загрязняющих веществ при ППР являются двигатели тяжелой строительной техники, дизельные установки и сварочное оборудование. Указанная техника относится к передвижным источникам выбросов, работа которых носит кратковременный характер. Согласно требованиям п. 24 Методики №63, данные источники не рассматриваются в проекте НДВ в связи с их временным пребыванием на производственных площадках. Поскольку работа передвижных источников не связана с их стационарным расположением, максимальные разовые выбросы (г/с) не рассчитываются, а валовые выбросы (т/год) не нормируются и в общий объем выбросов вредных веществ по предприятию не включаются.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Ремонтные работы на острове DC-05

На 2026 год на острове DC-05 планируются работы по поддержанию оборудования буровой установки Rig 401 в рабочем состоянии. Для этого предусмотрены два генератора.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

Сервисные работы на островах месторождения Кашаган

Выбросы в атмосферу на этом участке связаны с проведением сервисных работ с использованием дизельного оборудования (генераторов, теплоушек), а также выбросы от неплотностей от перекачки масла. На случай необходимости устранения газа рассматривается установка камерного сжигания газа.

Характеристика источников выбросов в атмосферу представлена в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов» (Дополнение В).

3.3 КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ В ЦЕЛОМ ПО МОРСКОМУ КОМПЛЕКСУ

В целом по морскому комплексу на 2026 год определено 374 стационарных источников выбросов ЗВ, из них: 290 источников – организованные, 84 источника – неорганизованные.

Все указанные источники учтены в расчётных материалах и отражены в обновлённых показателях валовых выбросов по проекту.

Согласно отчетным данным за 2025 год, от источников морского комплекса в атмосферу было выброшено 54 загрязняющих вещества 1-4 классов опасности. Перечень, качественная и количественная характеристики загрязняющих веществ за 2025 год представлены в Инвентаризации источников загрязнения атмосферы (Дополнение А).

На период нормирования в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 55 наименований, из них 14 веществ образуют 12 групп суммаций. Перечень загрязняющих веществ в целом по МК и перечень групп суммаций представлены в разделе 3.9.

3.4 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК ОЧИСТКИ ГАЗА

Специального пылегазоочистного оборудования, снижающего выбросы в атмосферу, технологией производства не предусматривается. Однако снижение выбросов и снижение воздействия на атмосферу обеспечивается мероприятиями планировочного, технического и организационного характера.

Планировочные и технические мероприятия

Мероприятия планировочного и технического характера были заложены еще на стадии проектирования объектов месторождения и реализованы при строительстве.

Планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию сооружений и благоприятные условия труда, учитывая преобладающие направления ветров – восточное и западное.

Мероприятия технического характера предусмотрены на большей части технологического оборудования. Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу обеспечивается усовершенствованной конструкцией или технологическими решениями протекания производственного процесса.

Факельные установки

Факельная система на морских объектах предусмотрена для того, чтобы обеспечить безопасный сбор и удаление всех сбросов углеводородов и потоков при сбросе давления из морских верхних строений при: проведении ПНР; при остановках на ППР; при опрессовке и продувке оборудования во время ПНР и ТО; при остановках перед ТО, во время послеремонтных проверок; при запусках после ТО, когда достигаются номинальные параметры; а также, образующихся при сбоях технологического процесса или в аварийных ситуациях на установке. Факельная система на морских объектах включает факельную систему ВД и НД. Высота факельной трубы и стерильный радиус были определены с использованием критериев теплового излучения: значение 4.73 кВт/м² было выбрано в качестве ограничения воздействия на персонал в случае аварийной ситуации в месте, где будет возможна эвакуация.

Факельный оголовок ВД акустического типа. Благодаря этой технологии обеспечивается улучшенное горение, вследствие надлежущего смешения воздуха и газа в результате звуковой скорости на выходе факельного оголовка. Улучшенное горение обеспечивает снижение выбросов, а высокие скорости улучшают рассеивание продуктов сжигания. Конструкция факельного оголовка ВД выполнена с учетом больших нагрузок, которая будет обеспечивать эффективную работу факела и пламени горелки при полном рабочем диапазоне (продувка до максимального расчетного значения) в самых неблагоприятных погодных условиях.

Для надежной работы факельной установки предусмотрены три системы розжига:

- блок-системы розжига (основная система розжига);
- резервная система розжига необходима для обеспечения повторного розжига горелок в случае нарушения работы основной системы розжига; резервная система выполнена в совершенно другой конструкции в отличие от основной системы розжига; будет предусмотрен запальный капсюль;
- дополнительное резервное устройство, основанное на искровом зажигании от электрического разряда высокой энергии на горелках.

Газовые турбины

Газовые турбины, положительно зарекомендовавшие себя в мировой практике, отличаются высокой надежностью, достаточно высоким коэффициентом полезного действия, отработаны в производстве и эксплуатации. Турбины оборудованы современными камерами сгорания с системой DryLowEmissions (DLE), которые обеспечивают низкое содержание оксидов азота (NO_x) в отработанных газах.

В камерах сгорания ГТУ используется совершенная технология сжигания топлива, обеспечивающая низкий уровень выбросов CO и NO_x без применения дополнительных мероприятий для подавления их образования.

На установках предусмотрено снижение выбросов тепла в окружающую среду за счет теплоизоляции горячих поверхностей оборудования, трубопроводов и трактов горячих выхлопных газов, включая выхлопную трубу.

Неплотности оборудования

Все насосы, используемые для перекачки жидкостей (нефть, конденсат) с содержанием H₂S (дожимной, перекачивающий, конденсатный насосы), оснащены двойным механическим уплотнением для предотвращения утечек в окружающую среду – насосы с двойным торцевым уплотнением. Данное технологическое решение согласно Протоколу оценки утечек из оборудования (EPA-453/R-95-017, США, 1995 год) имеет эффективность снижения выбросов 75%.

Сброс с предохранительных и аварийных клапанов производится в продувочный коллектор высокого давления, далее поступает в факельную систему высокого давления Комплекса D.

Запорно-регулирующая арматура, установленная на системах жидких и газообразных сред, содержащих сероводород, выполнена с повышенными требованиями к герметичности, соответствует требованиям стандарта ИСО 15848-1 «Арматура трубопроводная. Измерение, испытание и методы оценки герметичности по отношению к внешней среде (атмосфере)». Удельный показатель выделения ЗВ для этой арматуры (класс В) не превышает 10⁻⁴ мг/с, согласно данным технической спецификации.

Неплотности компрессоров ЗСГ и ГМИ герметизируются азотом/топливным газом. На компрессорах отходящих газов (поршневые) применяются механические уплотнения с маслом в качестве уплотнителя.

Одним из эффективных мероприятий является ежегодная проверка клапанов и выявление утечек, направляемых на факел. С этой целью обновили и перевыпустили документ «Руководство по управлению факельным сжиганием на Кашагане», предусматривающий мероприятия, основной задачей которых является сведение к минимуму объемов сжигания газа на факелах, для смягчения его воздействия на окружающую среду. В документе описано немедленное реагирование, которые сосредоточено на реализации мер регулирования, обеспечивающих безопасную эксплуатацию технологических процессов и предотвращающих тем самым чрезмерное сжигание. Номер документа 01-001-GL-03854-000. Данный документ разработан и обновлен как процедура и предназначен для операционного персонала для немедленного останова всех установок в случае технологических сбоев. Благодаря предпринимаемым мерам и установке систем операционного контроля нормативы выбросов для факельных установок ежегодно снижаются.

Применение колтюбинга на участке внутрискважинных работ.

В нашей стране опыт применения колон гибких труб (КГТ) практически отсутствует. Но мировой опыт применения КГТ насчитывает более 35 лет. И, конечно, за это время были выявлены и неоднократно подтверждались на практике преимущества использования этой технологии проведения работ по сравнению с традиционной. К преимуществам, влияющим на снижение выбросов в атмосферу, относятся:

- исключение возникновения ситуаций, связанных с внезапными выбросами, открытым фонтанированием;
- обеспечение герметичности устья скважины на всех этапах выполнения внутрискважинных операций, начиная с подготовки комплекса ремонтного оборудования, и вплоть до его свертывания;
- отсутствие необходимости в глушении скважины и, как одно из следствий, не ухудшаются коллекторские свойства призабойной зоны продуктивного пласта;
- сокращение времени проведения спускоподъемных операций за счет исключения свинчивания (развинчивания) резьбовых соединений колонны труб;

- уменьшение периода подготовительных и заключительных операций при разворачивании и свертывании агрегата;
- исключение загрязнения окружающей среды технологической и пластовой жидкостями;
- практика использования оборудования с КГТ показывает, что расход реагентов (соляной кислоты) при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25 – 30 %;
- отсутствие необходимости освоения и вызова притока скважин, в которых выполнялись работы с использованием колонны гибких труб;
- соблюдение более высоких требований в области экологии при проведении всех операций, в частности, за счет меньших размеров комплексов оборудования для этих целей по сравнению с традиционными.

Дизельные генераторы и спецтехника на участках сервисных и вспомогательных работ

Большинство дизельных генераторов и двигателей спецтехники, используемых на участках работ, имеют марки Caterpillar и Detroit.

Это – признанные мировые лидеры в области разработки и производства дизельных двигателей и дизель-генераторных установок. Отличительные особенности дизельных двигателей и электростанций этих компаний:

- увеличенный ресурс;
- уменьшение эксплуатационных расходов.

Эти компании являются традиционными лидерами в области разработки экологически чистых дизельных двигателей, отвечают высочайшим требованиям мировых стандартов.

Системы отопления

На ЖПК «Karlygash», «Shapagat», «Nur» разработаны подогрев системы отопления, использующий тепло системы охлаждения двигателей основных генераторов, через теплообменник. Подогрев системы отопления происходит в основном при особо низких температурах наружного воздуха (ниже -20°C) и позволяет существующим котлам: *увеличить выработку тепла, снизив при этом потребление топлива (не менее чем на 20%)*.

Мероприятия организационного характера

Организационные мероприятия включают:

- соблюдение требований Программы переработки попутного нефтяного газа; проведение исследований/работ по оптимизации методов утилизации газа;
- поддержание оборудования в хорошем рабочем состоянии;
- постоянная проверка технологических систем для выявления отклонений от нормального режима и отладка их работы, предотвращающая залповые выбросы;
- регулярное техническое обслуживание применяемой техники и оборудования в соответствии с требованиями производителя;
- внедрение системы производственного контроля, включающую мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия, позволяющую определить сверхнормативные выбросы и принять меры по их снижению;
- внедрение комплексной программы ОЗТОС, основные цели которой заключаются в принятии безопасных и обоснованных мер, направленных на снижение рисков для здоровья, безопасности окружающей среды, связанных с добычей, транспортировкой, переработкой и хранением горючих, токсичных и опасных материалов, образующихся в период разработки месторождения Кашаган.

Вышеперечисленные меры, в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля обеспечивают соблюдение нормативов допустимых выбросов.

3.5 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ПРИМЕНЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО И ПЫЛЕГАЗООЧИСТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРЕДОВОМУ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ УРОВНЮ

Компания интенсивно работает над совершенствованием технологий и последовательным наращиванием мощностей предприятия.

На объектах морского комплекса 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 Компании – 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 используются самые передовые промышленные технологии, что обеспечивает максимальную экономическую отдачу для Республики Казахстан.

Технические решения по получению, хранению и транспорту товарных продуктов соответствуют современному отечественному и зарубежному уровню.

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. 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. Компания придает большое внимание вопросу утилизации/переработки сырого газа своего месторождения.

Показатель утилизации газа в настоящее время составляет более 98%, что является достижением мирового уровня.

3.6 ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

В данном проекте НДВ рассматривается перспектива развития предприятия на 2026 год.

Виды работ, запланированные на 2026 год:

- *на технологических установках:* добыча углеводородов на скважинах островов А, Д, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4; работа установок технологических линий 1 и 2 и отправка нефти и газа для переработки на береговые сооружения УКПНиГ «Болашак»; обратная закачка сырого газа двумя модулями ЗСГ;
- *на установках инженерного обеспечения:* работа газотурбинной станции и систем топливopодачи, работа резервных дизельных станций (генераторов) в режиме тестирования;
- *на участках вспомогательных работ:* сервисные работы по обслуживанию скважин на всех островах месторождения Кашаган; ремонтные работы на модулях и манифольдах; ремонтные работы на острове DC-05; тестирование оборудования на участке по реагированию на нефтяные разливы; работа систем жизнеобеспечения на модулях МТО, на жилых плавучих комплексах (ЖПК) и на баржах поддержки;
- *на всех участках МК* – планово-предупредительные ремонтные работы. Описание источников загрязнения представлено в подразделе 3.2.
- также на технологических установка включены выбросы источников выделения и загрязнения в пусконаладочный период в 2026 году при реализации проекта «Обустройство месторождения Кашаган. Наращивание производительности до 450 тыс. баррелей/сутки на Морском комплексе. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» и раздела «Охрана окружающей среды» к проекту «Обустройство месторождения Кашаган. Устранение узких мест (УУМ) на Морском комплексе. Модернизация».

В проект НДС в перечень источников, подлежащих нормированию, включены источники выбросов подрядных организаций.

Включение источников выбросов подрядных организаций в состав нормируемых источников соответствует требованию пункта 2 статьи 106 нового Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК, согласно которому для физических и юридических лиц, привлеченных оператором объекта для выполнения отдельных работ и (или) оказания отдельных услуг на территории соответствующего объекта I или II категории при его эксплуатации, получение отдельного экологического разрешения не требуется. Такие физические и юридические лица обязаны соблюдать условия экологического разрешения оператора.

3.7 ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на существующее положение и на перспективу по подразделениям предприятия сведены в таблицы «Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта НДС» и представлены в Дополнении В.

3.8 ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРИЙНЫХ И ЗАЛПОВЫХ ВЫБРОСОВ

3.8.1 Источники аварийных выбросов

Сведения об аварийных ситуациях приняты по данным ОВОС к «Проекту обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка проекта с выделением пусковых комплексов. Дополнение», 2016 г.

Потенциальные причины аварий на морских объектах, в результате которых могут произойти выбросы, подразделяются на следующие две категории:

- естественные причины;
- техногенные причины.

Естественные причины включают: землетрясения; оседания почвы; ледовую нагрузку (включая эрозию ледовой крошкой); экстремальные климатические условия.

Техногенные причины включают: повреждение объектов, вызванное столкновениями судов; воздействие самолетов; падение грузов; террористические акты; социальную нестабильность; диверсии; военные действия; ошибки персонала при обслуживании; эксплуатационные факторы (отказ или дефекты оборудования, качество строительства и сборки, качество материалов, коррозия, увеличение давления) и т.д.

Возможны также аварии, которые не распространяются непосредственно на морские объекты. К ним относятся аварии, которые могут произойти в ходе технического обслуживания, например, утечка топлива с судов проекта; столкновение судов проекта с другими плавсредствами.

Одними из наиболее значимых сценариев аварийных ситуаций в результате вышеназванных причин являются:

- выбросы из скважины высокосернистого газа (с возгоранием или без возгорания);
- выбросы газа из факелов;
- разливы нефти;
- пожар и/или взрыв.

Выбросы из скважины

Выбросы из скважины могут привести к выбросу высокосернистого газа, разливам нефти или тому и другому. Возгорание выброса может привести к пожару и/или взрыву.

В таблице 3.8-1 представлены результаты моделирования выброса газа, содержащего H₂S.

Таблица 3.8-1 Опасные расстояния при выбросах газа при эксплуатации добычных скважин

Сценарий №	Направление выброса	Общая частота (аварии/скважина год)	Концентрация H ₂ S на границе распределения	
			42 мг/м ³ (30 ppm)	140 мг/м ³ (100 ppm)
1	Вертикальное	1.35 x 10 ⁻⁴ случаи/ скважина, год	Нет	нет
2	Горизонтальное	3.53 x 10 ⁻⁵ случаи/ скважина, год	До 18 000 м	До 2 400 м

Как видно из представленных в таблице оценок распространения сероводорода концентрации в 43 мг/м³ (30 ppm) могут распространяться на расстоянии до 18 км. При таком типе аварии, более высокие концентрации сероводорода до 143 мг/м³ (100 ppm) могут наблюдаться на расстоянии около 2,4 км.

Выпуск сероводородсодержащего газа без нейтрализации или сжигания газа с постоянным поддержанием горения не допускается. Следовательно, если выброс не может быть быстро взят под контроль, необходимо будет оперативно поджечь выброс. Поскольку это снижает объем разлива и степень воздействия на персонал и окружающую среду.

При горении выбрасываемого флюида образуется выброс большого количества SO₂. Моделирование распространения SO₂ показало, что в прибрежной зоне могут быть достигнуты максимальные концентрации в воздухе порядка 0.4 мг/м³.

Выбросы газа из факелов

Вероятность выброса серосодержащего газа без поджога существует в случае сбоя работы факельной системы. В этом случае возможно поступление газа с высоким содержанием H₂S в сыром виде. Максимальное поступление сырого газа без возгорания возможно при следующих ситуациях:

- сбой в системе воспламенения на факеле ВД острова Д; к расчету принята одна из наибольших величин объема выброса газа при продувке оборудования – 714 тонн;
- сбой в системе воспламенения на факеле ВД острова А; к расчету принят максимальный объем выброса газа – 34 тонны.

Необходимо отметить, что указанные выше аварийные случаи могут происходить с вероятностью 10⁻⁴ – 10⁻⁵ случая в год. Расчетная продолжительность такого аварийного выброса газа – 1 час. Учитывая преобладание господствующих направлений и скоростей ветра в этом регионе, можно предположить, что последствия такой аварии смогут достигнуть берега еще с меньшей вероятностью.

Исключается одновременность возникновения таких аварийных ситуаций на двух объектах: островах А и Д.

Данные аварийные ситуации были смоделированы с использованием программы «Phast». Результаты моделирования приведены в таблице 3.8-2.

Таблица 3.8-2 Рассеивание ЗВ в атмосферном воздухе при сбросе газа на факела островов Д и А без поджога

Сценарий	Концентрация H ₂ S на границе распределения	
	40 мг/м ³ (28 ppm)	140 мг/м ³ (100 ppm)
Сбой в системе воспламенения на Факеле ВД острова Д	6 684	Не выявлена расчетами
Сбой в системе воспламенения на Факеле ВД острова А	Не выявлена расчетами	Не выявлена расчетами

Согласно проведенным расчетам концентрации H₂S не достигают опасных токсикологических уровней в ближайших населенных пунктах.

Достаточно высокие уровни H₂S – 40 мг/м³ (28 ppm) в течение 1 часа и выше могут отмечаться на расстоянии до 6 – 7 км от факела ВД острова Д.

Разливы нефтепродуктов.

Были смоделированы следующие сценарии потенциальных разливов нефти:

- разлив 31 485 тонн нефти – не заглушенная скважина;

- разлив 7 992 тонн нефти – заглушенная скважина.

В таблице 3.8-3 показаны приблизительные результаты минимального оценочного передвижения нефтяного пятна от места разлива до береговой линии, полученные на основе вероятностного моделирования (Разлив нефти, ASA, 2003). Результаты моделирования использованы для определения возможного направления движения нефтяного пятна и объема нефти в водяной колонне. Моделирование учитывало имеющиеся в распоряжении характеристики нефти и данные по направлению ветра, течения и ледовых условий.

Таблица 3.8-3 Приблизительное время, необходимое для достижения нефтяным пятном тростниковых зарослей и берега

Объем разлива, тонны	Сезон	Минимальный период времени – дни	Средний период времени – дни
Тростниковые заросли			
31 485	Лето	4	25
31 485	Весна/осень	3	14
31 485	Зима	2-4	7-25
7 992	Лето	4	25
7 992	Весна/осень	3	12
7 992	Зима (лед)	2-4	7-22
Берег			
31 485	Лето	7	25
31 485	Весна/осень	6	25
31 485	Зима	Не достигнет	Не достигнет
7 992	Лето	20	26
7 992	Весна/осень	5	26
7 992	Зима (лед)	Не достигнет	Не достигнет

Характеристики сырой нефти Кашаганского месторождения показывают, что нефть очень легкая. Поэтому до 80-90% (летом) и 55% (зимой) нефти испарится в течение первых двух дней после разлива. Однако эмульгация может вызвать продолжительное загрязнение нефтью поверхности воды. Как видно по результатам моделирования (ASA, 2003 г.), эмульгированная нефть может достичь берега в течение 2-3 дней. Однако, в большинстве случаев, сырая нефть может достигнуть берега в течение 12-26 дней. Зимой нефтяное пятно так и не достигает прибрежной зоны.

При неконтролируемых выбросах флюида характер распространения нефтяного пятна весной, летом и осенью не зависит от сезона года. Однако, зимой при наличии льда может сработать эффект захватывания нефтяного разлива в ледовую ловушку, что может сократить распространение нефтяного пятна до момента таяния льда.

Пожары и взрывы

Моделирование проводилось с целью оценить потенциальное воздействие пожаров и взрывов, связанных с оборудованием МК, включая устья скважин, добывающие коллекторы, сепараторы, насосы, компрессоры и т.д. Наибольшее опасное расстояние от островов Д и А было определено соответственно, как 830 м и 556 м.

Закачка газа

В случае аварии на оборудовании для обратной закачки газа возможен выброс высокосернистого газа. Выброс высокосернистого нефтяного газа считается одной из наиболее опасных аварий, возможных на МК. Следует отметить, что газ будет направляться по трубопроводу под высоким давлением.

Согласно материалам Декларации промышленной безопасности компании (2012 г.), в случае повреждения нагнетательной линии, расположенной на острове устьев скважин острова Д, с выбросом нефтегазовой смеси, опасные расстояния составят:

- при пожаре – 375 м;
- при взрыве – 492 м;
- токсическое воздействие дозы H₂S в 30 ppm (43 мг/м³) – 18,1 км.

Для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от их последствий предприятием разработан комплекс мер по обеспечению безопасности, подавлению и локализации аварий.

3.8.2 Мероприятия по защите персонала в случае возникновения аварийных ситуаций

Весь персонал регулярно проходит обучения и инструктажи в рамках системы ОЗТОС, ТБ и ЧС, регулярно проводятся тренинги согласно графику обучения и инструктажей с последующей проверкой знаний, персонал регулярно участвует в учениях и проверках по действиям при возникновении ЧС и аварий.

Обучение и проведение противоаварийных тренировок проводится по графику, пересматриваемому ежегодно, с разработкой программ тренировок, с последующей проработкой этих программ на занятиях. В программах перечислены способы и варианты действий персонала в случае ЧС.

Мероприятия по защите персонала:

- оповещение персонала об угрозе возникновения аварии;
- эвакуация населения и персонала, не участвующих в ликвидации аварии, из опасной зоны;
- наличие собственных служб ликвидации аварий и ЧС из числа персонала и специально обученных людей;
- обеспечение персонала средствами индивидуальной защиты;
- оказание первой медицинской помощи пострадавшим;
- ограждение и оцепление опасной зоны при необходимости;
- обеспечение людей, участвующих в ликвидации аварии, спецодеждой в зависимости от аварии, техническими средствами ликвидации аварии, питанием и прочим.

Персонал всех объектов морского комплекса, обучен способам оказания само- и взаимопомощи при возникновении чрезвычайных ситуаций различного характера. Суда эвакуации, находящиеся в постоянной готовности, в случае возникновения ЧС смогут беспрепятственно и оперативно эвакуировать производственный персонал и ввести на территорию объектов оператора силы и средства для ликвидации ЧС.

Командный центр по ликвидации аварий (КЦЛА) находится на острове Д. Электроснабжение и освещение помещения центра осуществляются посредством источника бесперебойного питания для обеспечения постоянной работоспособности данного помещения при нарушении электроснабжения. Данное помещение оборудовано различными системами связи, включая морскую ОБЧ радиосвязь, авиационную ОБЧ радиосвязь, стационарную приемо-передающую радиостанцию транкинговой УВЧ связи TETRA, спутниковый телефон международной системы морской спутниковой связи INMARSAT, систему внутренней связи и систему громкой связи острова.

Кроме этого, имеются стационарные телефоны, а также линия прямой связи с наземным зданием центральной диспетчерской УКПНИГ. Информация о происшествиях фиксируется на специальных досках для записей; сюда входят журналы контроля сбора по тревоге, авиационной и морской логистики, регистрации основных событий и решений, а также ситуационная доска. Для дальнейшего совершенствования управления персоналом во время происшествий, КЦЛА оборудован терминалом автоматической системы слежения, который может использоваться для определения последнего зарегистрированного местонахождения того или иного лица.

На аварийно-спасательных судах ледокольного типа предусмотрены оборудованные помещения – альтернативные пункты сбора.

При возникновении аварийных ситуаций персонал действует соответственно документу: «План ликвидации аварий на морском комплексе». При необходимости задействуются сторонние силы и средства: пожарной части, ВГСЧ и скорой медицинской помощи.

Перечень мер по уменьшению риска аварий:

- обучение и проверка знаний персоналом безопасных приемов работы;
- регулярный инструктаж персонала;
- совершенствование технологии работ;
- контроль состояния оборудования и своевременные ППР согласно графику.

Подробное описание мероприятия по предотвращению аварийных ситуации представлено в разделе ОВОС к «Проекту обустройства объектов ОПР месторождения Кашаган. Морской комплекс. Технологические сооружения. Корректировка проекта с выделением пусковых комплексов. Дополнение», 2016 г.

3.8.3 Источники залповых выбросов

Залповые выбросы – это заранее 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.

К залповым выбросам на морском комплексе относятся выбросы продувочных свечей и периодические выбросы факельных установок:

- на установке UNIT В4-365 – газотурбинная установка компрессоров модулей ЗСГ при пуско-наладочных работах, ТО и ППР (источники 0026, 0030);
- на установке UNIT В4-470 – электростанция морского комплекса (источники 0036, 0038, 0040, 0042);
- на установках UNIT 230 – факельные установки ВД и НД (источники 0001, 0002) в периоды технического обслуживания и ремонтных работ (V8), а также в случаях технологических сбоев, отказов и отклонений в работе технологического оборудования (V9).

Характеристики источников залповых выбросов представлены в таблице 3.8-4. Расчет выбросов по этим источникам представлен в Дополнении Б.

Таблица 3.8-4 Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов, т/год
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
Модули заправки сырого газа. Установка 365						
Остров Д. Модуль 1. ГТУ. Продувочные свечи. Источник 0026	Сероводород	-	0.00058	12	1.5 мин.	0.0000084
	Сероуглерод	-	0.0000023			0.00000033
	Углерода сероокись	-	0.0011			0.0000153
	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	23.8001			0.3427218
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	0.9059			0.0130448
	Бензол	-	0.0774			0.0011146
	Ксилол	-	0.0014			0.0000203
	Толуол	-	0.1129			0.0016258
	Этилбензол	-	2.4E-10			3.5E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.001			0.0000151
	Диметилсульфид	-	0.0000058			0.00000083
	Метилмеркаптаны	-	0.001			0.0000176
	Пропилмеркаптаны	-	0.0027			0.000039
	Этилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000339
Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.0071	0.0001016			
Остров Д. Модуль 2. ГТУ. Продувочные	Сероводород	-	0.00051	12	1.5 мин.	0.0000073
	Сероуглерод	-	0.000002			0.00000029
	Углерода сероокись	-	0.00093			0.0000134

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов, т/год
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
свечи. Источник 0030	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	20.8357			0.3000343
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	0.7931			0.01142
	Бензол	-	0.0678			0.0009758
	Ксилол	-	0.0012			0.0000178
	Толуол	-	0.0988			0.0014233
	Этилбензол	-	2.1E-10			3E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.00092			0.0000132
	Диметилсульфид	-	0.0000051			0.000000073
	Метилмеркаптаны	-	0.0011			0.0000154
	Пропилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000341
	Этилмеркаптаны	-	0.0021			0.0000296
Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.0062	0.0000889			
Газотурбинная станция. Установка 470						
Остров Д. Модуль 8. UNIT В4-470-XX-101. ГТС. Продувочные свечи. Источник 0036	Сероводород	-	0.00058	12	1.5 мин.	0.0000084
	Сероуглерод	-	0.0000023			3.3E-08
	Углерода сероокись	-	0.0011			0.0000153
	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	23.8027			0.3427590
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	5.3084			0.0764412
	Бензол	-	0.0774			0.0011147
	Ксилол	-	0.0014			0.0000204
	Толуол	-	0.1129			0.0016260
	Этилбензол	-	2.4E-10			3.5E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.001			0.0000151
	Диметилсульфид	-	0.0000058			8.3E-08
	Метилмеркаптаны	-	0.0012			0.0000176
	Пропилмеркаптаны	-	0.0027			0.0000390
	Этилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000339
Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.0071	0.0001016			
Остров Д. Модуль 8. UNIT В4-470-XX-201. ГТС. Продувочные свечи. Источник 0038	Сероводород	-	0.0006	12	1.5 мин.	0.0000084
	Сероуглерод	-	0.0000023			3.3E-08
	Углерода сероокись	-	0.0011			0.0000153
	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	23.7276			0.3427590
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	0.906			0.0764412
	Бензол	-	0.0774			0.0011147
	Ксилол	-	0.0014			0.0000204
	Толуол	-	0.1129			0.0016260
	Этилбензол	-	2.4E-10			3.5E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.001			0.0000151
	Диметилсульфид	-	0.0000058			8.3E-08
	Метилмеркаптаны	-	0.001			0.0000176
	Пропилмеркаптаны	-	0.0027			0.0000390
	Этилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000339
Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.007	0.0001016			
Остров Д. Модуль 8 UNIT В4-470-XX-301. ГТС. Продувочные свечи. Источник 0040	Сероводород	-	0.00058	12	1.5 мин.	0.0000084
	Сероуглерод	-	0.0000023			3.3E-08
	Углерода сероокись	-	0.0011			0.0000153
	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	23.8027			0.3427590
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	5.3084			0.0764412
	Бензол	-	0.0774			0.0011147
	Ксилол	-	0.0014			0.0000204
	Толуол	-	0.1129			0.0016260
	Этилбензол	-	2.4E-10			3.5E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.001			0.0000151
	Диметилсульфид	-	0.0000058			8.3E-08

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов, т/год
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
	Метилмеркаптаны	-	0.0012			0.0000176
	Пропилмеркаптаны	-	0.0027			0.0000390
	Этилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000339
	Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.0071			0.0001016
Остров Д. Модуль 8. UNIT В4-470-ХХ-401. ГТС. Продувочные свечи. Источник 0042	Сероводород	-	0.00058	12	1.5 мин.	0.0000084
	Сероуглерод	-	0.0000023			3.3E-08
	Углерода сероокись	-	0.0011			0.0000153
	Углеводороды C ₁ -C ₅	-	23.8027			0.3427590
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	-	5.3084			0.0764412
	Бензол	-	0.0774			0.0011147
	Ксилол	-	0.0014			0.0000204
	Толуол	-	0.1129			0.0016260
	Этилбензол	-	2.4E-10			3.5E-12
	Бутилмеркаптаны	-	0.001			0.0000151
	Диметилсульфид	-	0.0000058			8.3E-08
	Метилмеркаптаны	-	0.0012			0.0000176
	Пропилмеркаптаны	-	0.0027			0.0000390
	Этилмеркаптаны	-	0.0024			0.0000339
Углеводороды C ₁₁ -C ₁₉	-	0.0071	0.0001016			
Факелы МК. Установка 230						
Остров Д. UNIT В4-230. Факельная установка ВД. Источник 0001	Азота диоксид	1560.446600	1560.446600	*	от нескольких минут до нескольких часов**	40.3888717
	Азота оксид	253.572600	253.572600			6.5631916
	Сажа	0	0			0
	Сера диоксид	426453.6847	426453.6847			6223.9100479
	Сероводород	377.481704	377.481704			7.1627933
	Углерод оксид	13003.7215	13003.7215			336.5739317
	Метан	325.0930	325.0930			8.4143483
	Бутилмеркаптан	0.417915	0.417915			0.0063125
	Метилмеркаптан	0.375908	0.375908			0.0084703
	Пропилмеркаптан	0.412812	0.412812			0.0063261
Этилмеркаптан	0.509010	0.509010	0.0084984			
Остров Д. UNIT В4-230. Факельная установка НД. Источник 0002	Азота диоксид	312.6991	312.6991	*	от нескольких минут до нескольких часов, но не более 48 часов непрерывного сжигания**	9.9425816
	Азота оксид	50.8137	50.8137			1.6156697
	Сажа	260.5827	260.5827			8.2854843
	Сера диоксид	85294.3886	85294.3886			1521.7952085
	Сероводород	75.4964	75.4964			1.6933042
	Углерод оксид	2605.8263	2605.8263			82.8548455
	Метан	65.1455	65.1455			2.0713712
	Бутилмеркаптан	0.165006	0.165006			0.0019035
	Метилмеркаптан	0.078054	0.078054			0.0017856
	Пропилмеркаптан	0.176356	0.176356			0.0018747
Этилмеркаптан	0.150535	0.150535	0.0023046			
Остров А. UNIT В1-230. Факельная установка ВД. Источник 0101	Азота диоксид	209.9255	7.4369252	*	от нескольких минут до нескольких часов, но не более 48 часов непрерывного сжигания**	4.8665902
	Азота оксид	34.1129	1.2085003			0.7908209
	Сажа	174.9379	6.1974378			4.0554919
	Сера диоксид	35458.8607	510.9098370			318.9041310
	Сероводород	30.1346	0.8590480			0.6959429
	Углерод оксид	1749.3790	61.9743771			40.5549179
	Метан	43.7345	1.5493594			1.0138729
	Бутилмеркаптан	0.010302	0.0003399			0.0002376
	Метилмеркаптан	0.046201	0.0013424			0.0010673
	Пропилмеркаптан	0.011601	0.0003696			0.0002675
Этилмеркаптан	0.024001	0.0007174	0.0005552			

Примечания:

* - в связи с неопределенностью в количестве и продолжительности сбросов на факел в случаях технологических сбоев, отказов и отклонений в работе технологического оборудования, не представляется возможным определить периодичность залповых выбросов (раз/год);

** - продолжительность залпового выброса представлена в Дополнении Б, где приведены расчеты выбросов в атмосферу по возможным сценариям залповых сбросов на факельные установки (категории V8 и V9).

3.9 ПЕРЕЧЕНЬ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ

На период нормирования выбросов ЗВ в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества 55 наименований, из них 14 веществ образуют 12 групп суммаций.

Перечень загрязняющих веществ в целом по Морскому комплексу представлен в таблице 3.9-1. Перечень групп суммаций приведен в таблице 3.9-2.

Таблица 3.9-1 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в целом по Морскому комплексу месторождения Кашаган

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	Железа оксид (274)			0.04		3	0.1134	0.6465258	16.163145
0143	Марганец и его соединения (327)		0.01	0.001		2	0.00448	0.0446563	44.6563
0150	Натрий гидроксид (876*)				0.01		0.000052	0.0000515	0.00515
0203	Хром шестивалентный (647)			0.0015		1	0.00154	0.018144	12.096
0301	Азота диоксид (4)		0.2	0.04		2	2430.3452113	3320.853416	83021.3354
0302	Азотная кислота (5)		0.4	0.15		2	0.0005	0.0000225	0.00015
0303	Аммиак (32)		0.2	0.04		4	0.000049	0.0000092	0.00023
0304	Азота оксид (6)		0.4	0.06		3	394.9197365	539.5832282	8993.0538
0316	Водород хлорид (163)		0.2	0.1		2	0.00013	0.0000023	0.000023
0322	Серная кислота (517)		0.3	0.1		2	0.000867	0.0015179	0.015179
0326	Озон (435)		0.16	0.03		1	0.000022	0.0002304	0.00768
0328	Сажа (583)		0.15	0.05		3	451.0915618	173.869645	3477.3929
0330	Сера диоксид (516)		0.5	0.05		3	547254.6331500	11987.7017487	239754.035
0333	Сероводород (518)		0.008			2	483.22240202	16.83309218	2104.13652
0334	Сероуглерод (519)		0.03	0.005		2	0.00000626624	0.00020285555	0.04057111
0337	Углерод оксид (584)		5	3		4	18068.9941091	5492.0086711	1830.66956
0342	Фтористый водород (617)		0.02	0.005		2	0.001	0.0107136	2.14272
0344	Фториды неорганические (615)		0.2	0.03		2	0.00604	0.0699264	2.33088
0370	Углерода сероокись (1295*)				0.1		0.00016516611	0.0052220017	0.05222002
0410	Метан (727*)				50		433.973	23.0706368	0.46141274
0415	Углеводороды пр. С1-С5 (1502*)				50		18.30607275	207.6020638	4.15204128
0416	Углеводороды пр. С6-С10 (1503*)				30		0.15359451	5.1682879	0.17227626
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.012118911	0.36061628	3.6061628
0616	Ксилол (322)		0.2			3	0.729375017	0.85782828	4.2891414
0621	Толуол (558)		0.6			3	0.713956613	1.47443099	2.45738498
0627	Этилбензол (675)		0.02			3	0.00031305291	0.00982344639	0.49117232
0703	Бенз/а/пирен (54)			0.000001		1	0.000345625	0.0031782066	3178.2066
1001	п-Аминофенол (64*)				0.026		0.0197546	0.622914851	23.9582635
1023	Диэтиленгликоль (436)			0.2		4	0.0471	1.4813606	7.406803
1040	Ацетопропиловый спирт (157)		0.2			4	0.0528	1.6665451	8.3327255
1042	Бутиловый спирт (102)		0.1			3	0.00048	0.0004048	0.004048
1051	Изопропиловый спирт (469)		0.6			3	0.041146	0.1074738	0.179123
1052	Метанол (338)		1	0.5		3	2.820058	9.8073793	19.6147586
1129	Триэтиленгликоль (1290*)				1		0.07285398	1.1964565	1.1964565
1325	Формальдегид (609)		0.05	0.01		2	3.7594023	31.7726774	3177.26774
1401	Ацетон (470)		0.35			4	0.00816	0.1768642	0.50532629
1408	Метилизобутилкетон (379)		0.1			4	0.9076	0.6824346	6.824346
1555	Уксусная кислота (586)		0.2	0.06		3	0.00019	0.0000043	0.00007167
1702	Бутилмеркаптан (103)		0.0004			3	0.59358957083	0.022295113	55.7377825

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
1707	Диметилсульфид (227)		0.08			4	0.00000079652	0.00012536595	0.00156707
1715	Метилмеркаптан (339)		0.006			4	0.50048500083	0.029034713	4.83911883
1720	Пропилмеркаптан (471)		0.00015			3	0.60128157059	0.0272024094	181.349396
1728	Этилмеркаптан (668)		0.00005			3	0.68403125065	0.32412991	6482.5982
1860	Триалкиламины (1223*)				0.07		0.165246	0.1226581	1.75225857
2704	Бензин (60)		5	1.5		4	0.0614544	0.0017493	0.0011662
2732	Керосин (654*)				1.2		0.00561708	0.0073808	0.00615067
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)				0.05		0.08398101667	0.6915368696	13.8307374
2750	Сольвент нефтя (1149*)				0.2		0.913438	1.7292504	8.646252
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		1.5948	0.987385	0.987385
2754	Углеводороды пр. С12-С19 (10)		1			4	91.6440984	808.465134	808.465134
2853	Глицерин (1010*)				0.1		0.143405	1.3911591	13.911591
2868	Эмульсол (1435*)				0.05		0.00002539	0.000044783	0.00089566
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.1066	0.6552222	4.368148
2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20%		0.3	0.1		3	0.00144	0.0169626	0.169626
2930	Пыль абразивная (1027*)				0.04		0.016	0.0087264	0.21816
	ВСЕГО:						569642.0682	22632.1884	353274.1429
Примечания:									
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. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 3.9-2 Перечень групп суммаций

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
01(03)	0303	Аммиак (32)
	0333	Сероводород (518)
02(04)	0303	Аммиак (32)
	0333	Сероводород (518)
	1325	Формальдегид (609)
03(05)	0303	Аммиак (32)
	1325	Формальдегид (609)
07(31)	0301	Азота диоксид (4)
	0330	Сера диоксид (516)
33(24)	0301	Азота диоксид (4)
	0326	Озон (435)
	1325	Формальдегид (609)
37(39)	0333	Сероводород (518)
	1325	Формальдегид (609)
41(35)	0330	Сера диоксид (516)
	0342	Фтористый водород (617)
42(28)	0322	Серная кислота (517)
	0330	Сера диоксид (516)
44(30)	0330	Сера диоксид (516)
	0333	Сероводород (518)
46(40)	0302	Азотная кислота (5)
	0316	Водород хлорид (163)
	0322	Серная кислота (517)
59(71)	0342	Фтористый водород (617)
	0344	Фториды неорганические (615)
Пыли	2902	Взвешенные частицы (116)
	2908	Пыль неорг., SiO ₂ : 70-20%
	2930	Пыль абразивная (1027*)

Примечание: В колонке 1 указан порядковый номер группы суммации по Приложению 1 к СП, утвержденным Постановлением Правительства РК от 25.01.2012 №168. После него в круглых скобках указывается служебный код групп суммаций, использовавшийся в предыдущих сборках ПК ЭРА.

3.10 ОБОСНОВАНИЕ ПОЛНОТЫ И ДОСТОВЕРНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, ПРИНЯТЫХ ДЛЯ РАСЧЕТА

На существующее положение объемы работ, регламент работы оборудования и количество выбросов в атмосферу приняты из проекта нормативов НДС на 2026 год: «Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов месторождения Кашаган на 2026 год. Морской комплекс».

Количество загрязняющих веществ определялось теоретическими расчетами по действующим в Республике Казахстан методическим документам. Исходные данные для расчета были представлены Компанией: характеристики технологического оборудования, данные по составу, расходу материалов и режиму работы оборудования.

На **2026 год** количество выбросов в атмосферу определено теоретическими расчетами по действующим на территории РК методическим документам, на основании полученных исходных данных. Основными исходными данными для расчетов являются прогнозные сведения Компании: об объемах работ, расходе материалов, о составе нефти и газовых смесей, имеющихся на МК, о регламенте работы оборудования.

Расчеты выбросов от факельных установок выполнены на основании исходных данных, представленных в утвержденной «Программе развития переработки сырого газа месторождения Кашаган на 2026 г.», Астана, 2025 (ПРПГ). Объемы сжигания газа на факелах, представленные в ПРПГ, приняты в соответствии с балансом добычи и расхода сырого газа на 2026 год (Дополнение Е).

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на **2026 год** по источникам, с указанием расчетных формул и методик представлены в Дополнении Б.

4. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

4.1 УСЛОВИЯ И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Расчеты рассеивания выполнены по программному комплексу «Эра» (версия 4.0) НПП Логос-Плюс (Новосибирск), согласованному ГГО им. А.И. Воейкова, и имеющему право распространения на территории Республики Казахстан.

Программный комплекс «Эра» основан на «Методике расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», утвержденной приказом Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется максимальными значениями концентраций загрязняющих веществ, соответствующим наиболее неблагоприятным условиям для рассеивания загрязняющих веществ (наихудшие метеорологические условия и максимально возможные выбросы с учетом одновременности работы оборудования).

Расчетные метеорологические характеристики для морских участков приняты по сведениям, выданным письмом РГП «Казгидромет» по Атырауской области на запрос № 24-05-5/69 от 27.01.2026 (Дополнение Д) и представлены в таблице 4.1-1.

Таблица 4.1-1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
	м/с Пешной
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	33.4
Средняя месячная температура наиболее холодного месяца, °С	-9
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10
СВ	14
В	14
ЮВ	14
Ю	10
ЮЗ	15
З	11
СЗ	12
Скорость ветра, повторяемость превышения которой по многолетним данным составляет 5%, м/с	9.0

В связи с отсутствием наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе месторождения Кашаган, в расчетах рассеивания не были учтены фоновые концентрации (справка от РГП «Казгидромет» от 06.02.2026 г.) – Дополнение Д.

С целью определения максимальных концентраций от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и определения размеров области воздействия ($C > 1.0$ ПДК), к расчету рассеивания приняты два прямоугольника. Первый прямоугольник размером 40 x 40 км с шагом сетки 500 м охватывает территорию Восточного Кашагана (острова А и Д, ЕРС2, ЕРС3, ЕРС4, DC-05). Второй прямоугольник размером 120 x 100 км с шагом сетки 1000 м охватывает территорию Восточного и Западного Кашагана, а также ближайшие тростниковые заросли и ближайший населенный пункт.

Для определения воздействия выбросов загрязняющих веществ на ближайшие экологически-чувствительные зоны были выбраны следующие расчетные точки:

- Точка 1 – ближайшие тростники – 32 км от МК (экологически чувствительная зона, где возможно расположены места гнездования птиц);

– Точка 2 – ближайший населенный пункт – 69 км от МК (с. Дамба и Амангельды).

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций (ПДК_{м.р.}) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. Значения ПДК_{м.р.} и ОБУВ приняты согласно «Гигиеническим нормативам к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022.

Расчеты проводились по всем веществам с учетом целесообразности расчетов (Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Пункт 58). Перечень веществ и определение целесообразности представлены в таблице 4.1-2.

Таблица 4.1-2 Определение необходимости расчетов приземных концентраций

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железа оксид (274)		0.04		0.1134	9.02	0.2835	Да
0143	Марганец и его соединения (327)	0.01	0.001		0.00448	10.5	0.0425	Да
0150	Натрий гидроксид (876*)			0.01	0.000052	25	0.0002	Нет
0203	Хром шестивалентный (647)		0.0015		0.00154	7.73	0.1027	Да
0304	Азота оксид (6)	0.4	0.06		56.6142365	20.8	6.8007	Да
0328	Сажа (583)	0.15	0.05		16.1915618	15	7.1991	Да
0334	Сероуглерод (519)	0.03	0.005		0.00000626624	18.9	0.000011056	Нет
0337	Углерод оксид (584)	5	3		519.9785336	28.5	3.6469	Да
0370	Углерода сероокись (1295*)			0.1	0.00016516611	19.1	0.000086541	Нет
0410	Метан (727*)			50	0.248	99	0.000050107	Нет
0415	Углеводороды пр. С1-С5 (1502*)			50	7.90239535	28.1	0.0056	Нет
0416	Углеводороды пр. С6-С10 (1503*)			30	0.15359451	18.3	0.0003	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.012118911	19.4	0.0021	Нет
0616	Ксилол (322)	0.2			0.729375017	7	3.6469	Да
0621	Толуол (558)	0.6			0.713956613	18.5	0.0643	Да
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.00031305291	14.3	0.0011	Нет
0703	Бенз/а/пирен (54)		0.000001		0.000345625	11.6	2.9784	Да
1001	п-Аминофенол (64*)			0.026	0.0197546	9.37	0.7598	Да
1023	Диэтиленгликоль (436)		0.2		0.0471	14	0.0017	Нет
1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0.2			0.0528	14	0.0189	Да
1042	Бутиловый спирт (102)	0.1			0.00048	25	0.0002	Нет
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.6			0.041146	18.2	0.0038	Нет
1052	Метанол (338)	1	0.5		2.820058	17.8	0.1585	Да
1129	Триэтиленгликоль (1290*)			1	0.07285398	14.1	0.0052	Нет
1401	Ацетон (470)	0.35			0.00816	25	0.0009	Нет
1408	Метилизобутилкетон (379)	0.1			0.9076	18.8	0.4822	Да
1555	Уксусная кислота (586)	0.2	0.06		0.00019	25	0.000038	Нет
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.0004			0.00040697083	24.3	0.0419	Да
1707	Диметилсульфид (227)	0.08			0.00000079652	19.1	0.000000521	Нет
1715	Метилмеркаптан (339)	0.006			0.00034309083	24.2	0.0024	Нет
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.00015			0.00054417059	22.6	0.1602	Да
1728	Этилмеркаптан (668)	0.00005			0.00051225065	22.3	0.4594	Да
1860	Триалкиламины (1223*)			0.07	0.165246	18.8	0.1255	Да
2704	Бензин (60)	5	1.5		0.0614544	2	0.0123	Нет
2732	Керосин (654*)			1.2	0.00561708	17.8	0.0003	Нет
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)			0.05	0.08398101667	15.7	0.1071	Да
2750	Сольвент нефтя			0.2	0.913438	18.3	0.25	Да

	(1149*)							
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	1.5948	6.44	1.5948	Да
2754	Углеводороды пр. C12-C19 (10)	1			91.6440984	11.7	7.8498	Да
2853	Глицерин (1010*)			0.1	0.143405	15.3	0.0935	Да
2868	Эмульсол (1435*)			0.05	0.00002539	12.2	0.000041666	Нет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.1066	7.29	0.2132	Да
2908	Пыль неорг., SiO ₂ : 70-20%	0.3	0.1		0.00144	11.8	0.0004	Нет
2930	Пыль абразивная (1027*)			0.04	0.016	8.29	0.4	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота диоксид (4)	0.2	0.04		348.4652113	20.8	83.7265	Да
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.0005	25	0.00005	Нет
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.000049	25	0.0000098	Нет
0316	Водород хлорид (163)	0.2	0.1		0.00013	25	0.000026	Нет
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000867	7.27	0.0029	Нет
0326	Озон (435)	0.16	0.03		0.000022	17.8	0.000007725	Нет
0330	Сера диоксид (516)	0.5	0.05		47.8445495	17	5.6235	Да
0333	Сероводород (518)	0.008			0.10980205	19.3	0.711	Да
0342	Фтористый водород (617)	0.02	0.005		0.001	17.8	0.0028	Нет
0344	Фториды неорганические (615)	0.2	0.03		0.00604	8.45	0.0302	Нет
1325	Формальдегид (609)	0.05	0.01		3.7594023	11.6	6.4571	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при H>10 и >0.1 при H<10, где H - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: Сумма(Hi*Mi)/Сумма(Mi), где Hi - фактическая высота ИЗА, Mi - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

Предварительно были выполнены расчеты по факельным установкам, на которых имеют место постоянные (штатный режим работы) и кратковременные периодические технологически неизбежные сбросы МСУиНГ и сырого газа с последующим их сжиганием. Периодические сбросы отличаются непостоянными выбросами в атмосферу, зависящими от проводимых операций на технологических установках.

Анализ выполненных расчетов показал, что наиболее информативными с точки зрения максимальных расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере являются следующие 8 вариантов, учитывающие различные сценарии сбросов на факельные установки.

Вариант 1: штатный режим эксплуатации с учетом источников всех видов работ на МК и с постоянными сбросами на факелы островов А и Д.

Остальные варианты расчетов рассеивания выполнены для проверки качества атмосферного воздуха при возможных наихудших сценариях кратковременных периодических сбросов сырого газа на факелы ВД и НД и с учетом всех источников МК и постоянных сбросов на факела:

Вариант 2: периодический сброс сырого газа на факел ВД острова Д: поток (2D-65 + 1D-53), расход – 490294.15 кг/ч (сценарий по расчетам к ПРПГ - 6.12);

Вариант 3: периодический сброс сырого газа на факел ВД острова Д: поток (1D-2), расход – 574206.20 кг/ч (сценарий по расчетам к ПРПГ - 13.3);

Вариант 4: периодический сброс сырого газа на факел ВД острова Д при технологическом сбое: средневзвешенный поток, определенный по фактическим данным за прошедший период, расход – 2340000 кг/ч (сценарий по расчетам к ПРПГ - 20.1);

Вариант 5: периодический сброс сырого газа на факел НД острова Д: поток 1D-51 с расходом 127838.90 кг/час (сценарий по расчетам к ПРПГ – 7.13);

Вариант 6: периодический сброс сырого газа на факел НД острова Д: поток 15 (UNIT 380), имеющий в своем составе максимальное содержание H₂S, расход – 2590.30 кг/час (сценарий по расчетам к ПРПГ – 9.13);

Вариант 7: периодический сброс сырого газа на факел НД острова Д при технологическом сбое: средневзвешенный поток, определенный по фактическим данным за прошедший период, расход – 468000 кг/ч (сценарий по расчетам к ПРПГ - 20.3);

Вариант 8: кратковременный сброс сырого газа на факел ВД острова А: поток 1D-2 с максимальным расходом для факела острова А – 314820 кг/ч (сценарий по расчетам к ПРПГ – 17.3).

Все варианты моделирования проводились на максимальную производительность оборудования морского комплекса с учетом одновременности выбросов от источников всех видов работ, включая технологические установки, установки инженерного обеспечения, вспомогательные, сервисные и ремонтные работы, а также ЖПК и баржи.

Моделирование уровня загрязнения атмосферы выполнено:

- для **варианта 1** – по всем загрязняющим веществам, присутствующим в выбросах предприятия, и группам суммаций с учетом целесообразности расчета (критерий целесообразности 0.01 ПДК); определение целесообразности расчета по веществам представлено в таблице 4.1-2;
- для **вариантов 2 - 8** – по всем загрязняющим веществам, присутствующим в выбросах от факельных установок, с учетом других источников предприятия.

В результате расчетов были определены наибольшие радиусы области воздействия, где $C_i \geq 1$ ПДК и области воздействия, где $C_i \geq 0.1$, а также наибольшие концентрации в расчетных точках – в зарослях тростника и ближайшем населенном пункте – с. Дамба и Амангельды

Примечание: в связи с большой удаленностью населенных пунктов, для морских объектов санитарно-защитная зона не разрабатывалась, поэтому расчетные точки приняты в ближайших экологически уязвимых зонах - в зарослях тростника и в населенных пунктах.

Результаты расчета приземных концентраций в табличной форме и в виде изолиний приземных концентраций представлены в Дополнении Г.

4.2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

Вариант 1: штатный режим эксплуатации, учитывающий источники всех видов работ на МК и постоянные сбросы на факелы островов А и Д.

Согласно проведенным расчетам, максимальные концентрации наблюдаются по группе суммации ($\text{NO}_2 + \text{SO}_2$). Максимальные размеры зоны воздействия (рисунки Дополнения Г) определяются также выбросами загрязняющих веществ группы суммации ($\text{NO}_2 + \text{SO}_2$).

Максимальные концентрации в расчетных точках по группам суммаций ($\text{NO}_2 + \text{SO}_2$) и ($\text{H}_2\text{S} + \text{SO}_2$) для штатного режима работы морского комплекса с постоянными сбросами на факела приведены в таблице 4.2-1.

Таблица 4.2-1 Результаты расчета рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при штатном режиме работы

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация с учетом фона, доли ПДК*	
		ближайший населенный пункт	ближайшие тростники
Вариант 1. Штатный режим работы МК с постоянными сбросами на факела			
0301+0330	Группа суммации: Азота диоксид + Сера диоксид	0.020774	0.077171
0330+0333	Группа суммации: Сера диоксид +Сероводород	0.001482	0.005769

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения при штатном режиме эксплуатации с постоянными сбросами на факела представлен в таблице 4.2-2.

Таблица 4.2-2 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения при штатном режиме работы

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	в зарослях тростника	в жилой зоне X/Y	в зарослях тростника X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	Зар. тр.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
2026 год										
Загрязняющие вещества:										
0301	Азота диоксид (4)	0.0198377/0.0039675	0.0733198/0.014664	9551957/ 5197000	9602903/ 5176614	0311		5.7	производство: Планово-предупредительные	
						0315		5.6	ремонтные работы	
						1101		5.3	производство: Участки подрядных организаций	
						1102		5.3	производство: Баржа поддержки TUB	
						0029	7.6	5.1	производство: Баржа поддержки TUB	
						0025	7.6	5.1	производство: Тех. установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа	
						0115	3.8	4.6	производство: Тех. установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа	
						0039	5.3	3.7	производство: Участок сервисного обслуживания скважин	
						0035	5.3	3.7	производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения	
						0037	5.3	3.7	производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения	
						0013	5.4		производство: Тех. установки. Остров Д.	
						0009	5.4		Технологическая линия № 1	
						0019	5.3		производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1	

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	в зарослях тростника	в жилой зоне X/Y	в зарослях тростника X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	Зар. тр.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0041	5.3		установки. Остров Д. Технологическая линия № 2 производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
0330	Сера диоксид (516)	0.0009748/0.0004874	0.0038514/0.0019257	9551957/ 5197000	9602903/ 5176614	0311	5	6.8	производство: Планово-предупредительные ремонтные работы
						0315	9	6.6	производство: Участки подрядных организаций
						1101		5.6	производство: Баржа поддержки TUV
						1102		5.6	производство: Баржа поддержки TUV
						0115	16.4	5.4	производство: Участок сервисного обслуживания скважин
						0128		3.9	производство: Участок сервисного обслуживания скважин
						1172	4.9	3.7	производство: ЖПК "Nur"
						1173	4.9	3.7	производство: ЖПК "Nur"
						1184	4.9	3.7	производство: ЖПК "Shapagat"
						1183	4.9	3.7	производство: ЖПК "Shapagat"
						1150	4.5		производство: ЖПК "Shapagat"
						1149	4.4		производство: ЖПК "Karlygash"
						0039	4		производство: ЖПК "Karlygash"
									производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
0337	Углерод оксид (584)	0.0013401/0.0067006	0.0045408/0.0227038	9551957/ 5197000	9602903/ 5176614	0039	12.1	12	производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
						0041	12.1	12	производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения

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	в зарослях тростника	в жилой зоне X/Y	в зарослях тростника X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	Зар. тр.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
						0035	12.1	12	обеспечения производства: Остров Д. Установки инженерного	
						0037	12.1	12	обеспечения производства: Остров Д. Установки инженерного	
						0115	2.2	6	обеспечения производства: Участок сервисного обслуживания скважин	
						0029	6.4	4.8	производство: Тех. установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа	
						0025	6.4	4.8	производство: Тех. установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа	
						0315		3.9	производство: Участки подрядных организаций	
						0013	4.5	3.7	производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1	
						0009	4.5	3.7	производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1	
						0019	4.5		производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 2	
Группы суммации:										
07(31) 0301 0330	Азота диоксид (4) Сера диоксид (516)	0.0207738	0.0771712	9551957/ 5197000	9602903/ 5176614	0311		5.8	производство: Планово-предупредительные	
						0315		5.6	ремонтные работы	
						1101		5.3	производство: Участки подрядных организаций	
						1102		5.3	производство: Баржа поддержки TUV	
						0029	7.4	4.9	производство: Баржа поддержки TUV	
									тех. производство: Тех.	

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	в зарослях тростника	в жилой зоне X/Y	в зарослях тростника X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	Зар. тр.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0025	7.4	4.9	установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа производство: Тех. установки. Остров Д. Модули закачки сырого газа производство: Участок сервисного обслуживания скважин производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1 производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1 производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 2
						0115	3.9	4.7	
						0035	5.3	3.7	
						0037	5.3	3.7	
						0039	5.3	3.6	
						0013	5.3		
						0009	5.3		
						0041	5.3		
						0019	5.2		
44(30) 0330 0333	Сера диоксид (516) Сероводород (518)	0.0014821	0.0057693	9551957/ 5197000	9602903/ 5176614	0311	2.9	4.5	
						0315	2.8	4.4	производство: Планово-предупредительные ремонтные работы
						1101		3.7	производство: Участки подрядных организаций
						1102		3.7	производство: Баржа поддержки TUB
									производство: Баржа поддержки TUB

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	в зарослях тростника	в жилой зоне X/Y	в зарослях тростника X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	Зар. тр.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0115	3.1	3.6	производство: Участок сервисного обслуживания скважин
						6008		3.3	производство: Тех. установки. Остров Д.
						6010		2.7	Подъемный остров
						0128		2.6	производство: Тех. установки. Остров Д.
						6003		2.5	производство: Участок сервисного обслуживания скважин
						1172		2.4	производство: Тех. установки. Остров Д. Остров
						0039	3.3		устьев скважин
									производство: ЖПК "Nur"
						0041	3.3		производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
						0035	3.3		производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
						0037	3.3		производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
						0022	3.2		производство: Остров Д. Установки инженерного обеспечения
						0016	3.1		производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 2
						0012	3.1		производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1
									производство: Тех. установки. Остров Д. Технологическая линия № 1

Расчеты показали, что в ближайших населенных пунктах и тростниковой зоне концентрации ЗВ, создаваемые выбросами МК при штатном режиме работы, будут очень низкими:

- 0.02 ПДК – в жилой зоне;
- 0.08 ПДК – в зарослях тростника.

Наибольший вклад в уровень загрязнения атмосферного воздуха будут вносить выхлопные трубы генераторов участков ремонтных работ подрядных организаций и дымовые трубы газотурбинных установок технологических модулей.

Максимальный радиус области воздействия, где концентрации $C \geq 1$ ПДК при штатном режиме эксплуатации объектов МК и постоянных сбросах на факельные установки может составить около **5 км**.

Максимальный радиус области воздействия, где концентрации $C \geq 0.1$ ПДК при штатном режиме эксплуатации объектов МК и постоянных сбросах на факельные установки может составить около **23.8 км** (рис. 4.2.1).

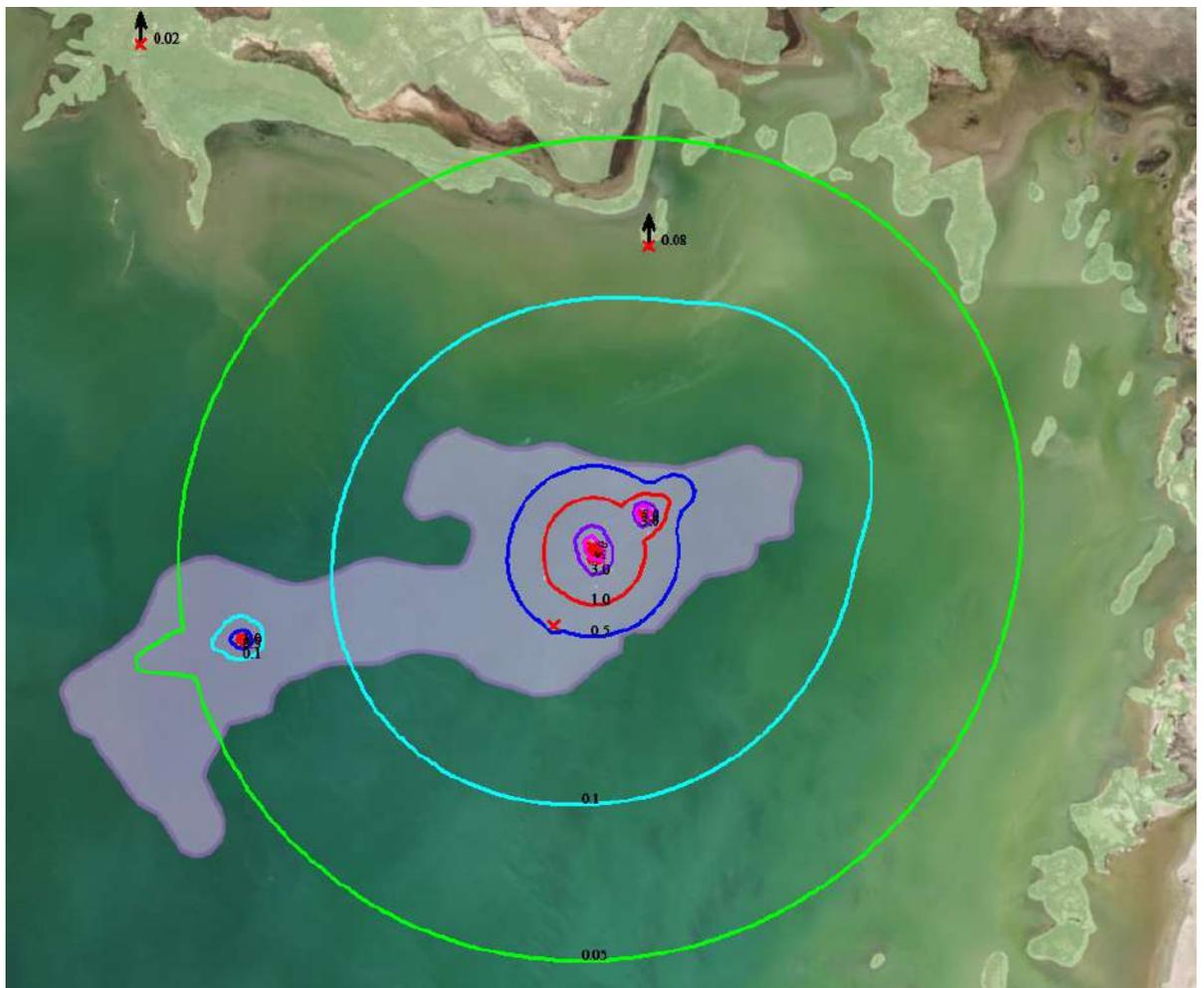


Рисунок 4.2.1 Результаты расчета рассеивания по группе суммации ($\text{NO}_2 + \text{SO}_2$) при штатном режиме работы

Результаты моделирования при возможных кратковременных периодических сбросах газа на факел

Во время кратковременных периодических сбросах, при сочетании неблагоприятных для рассеивания в атмосфере загрязняющих веществ, приземные концентрации потенциально могут увеличиваться.

Максимальные концентрации ЗВ в расчетных точках для всех рассмотренных вариантов периодических сбросов (варианты 2-8) приведены в таблице 4.2-3. При этом учитывались максимально-возможные сбросы на факельные установки.

Таблица 4.2-3 Возможные концентрации загрязняющих веществ в период максимальных периодических сбросов

Код вещества/ группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация, доли ПДК	
		ближайшие тростники	ближайший населенный пункт
Вариант 2			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.415793	0.216120
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.356961	0.204065
Максимальный радиус зоны воздействия – 5.4 км			
Вариант 3			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.436986	0.234598
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.379218	0.223393
Максимальный радиус зоны воздействия – 5.4 км			
Вариант 4			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.471871	0.430966
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.418584	0.430460
Максимальный радиус зоны воздействия – 5.1 км			
Вариант 5			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.414417	0.142321
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.361276	0.132069
Максимальный радиус зоны воздействия – 12.9 км			
Вариант 6			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.144319	0.038794
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.093736	0.022480
Максимальный радиус зоны воздействия – 8.4 км			
Вариант 7			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.772395	0.362925
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.732870	0.359306
Максимальный радиус зоны воздействия – 17.8 км			
Вариант 8			
0301+0330	Группа суммации: азота диоксид+серы диоксид	0.406236	0.183831
0330+0333	Группа суммации: серы диоксид+сероводород	0.383214	0.175317
Максимальный радиус зоны воздействия – 7 км			

Результаты анализа расчетов рассеивания показали, что в зону повышенных концентраций загрязняющих веществ *не попадают* экологически чувствительные районы (тростники) и ближайший населенный пункт. Согласно расчету, при кратковременных периодических сбросах на факельные установки наиболее высокие приземные концентрации по всем ЗВ и группам суммации, создаваемые выбросами МК, не превысят 0.43 ПДК - в ближайших населенных пунктах и 0.77 ПДК - в тростниковой зоне (таблица 4.2-3, варианты 4, 7). Максимальная зона воздействия в случае возможных периодических сбросов может кратковременно увеличиваться до 17.8 км (таблица 4.2-3, вариант 7).

Изолинии приземных концентраций по группе суммации «диоксид азота и диоксид серы» с наибольшей зоной загрязнения в случае кратковременных периодических сбросов на факел представлены на рисунке 4.2.2.

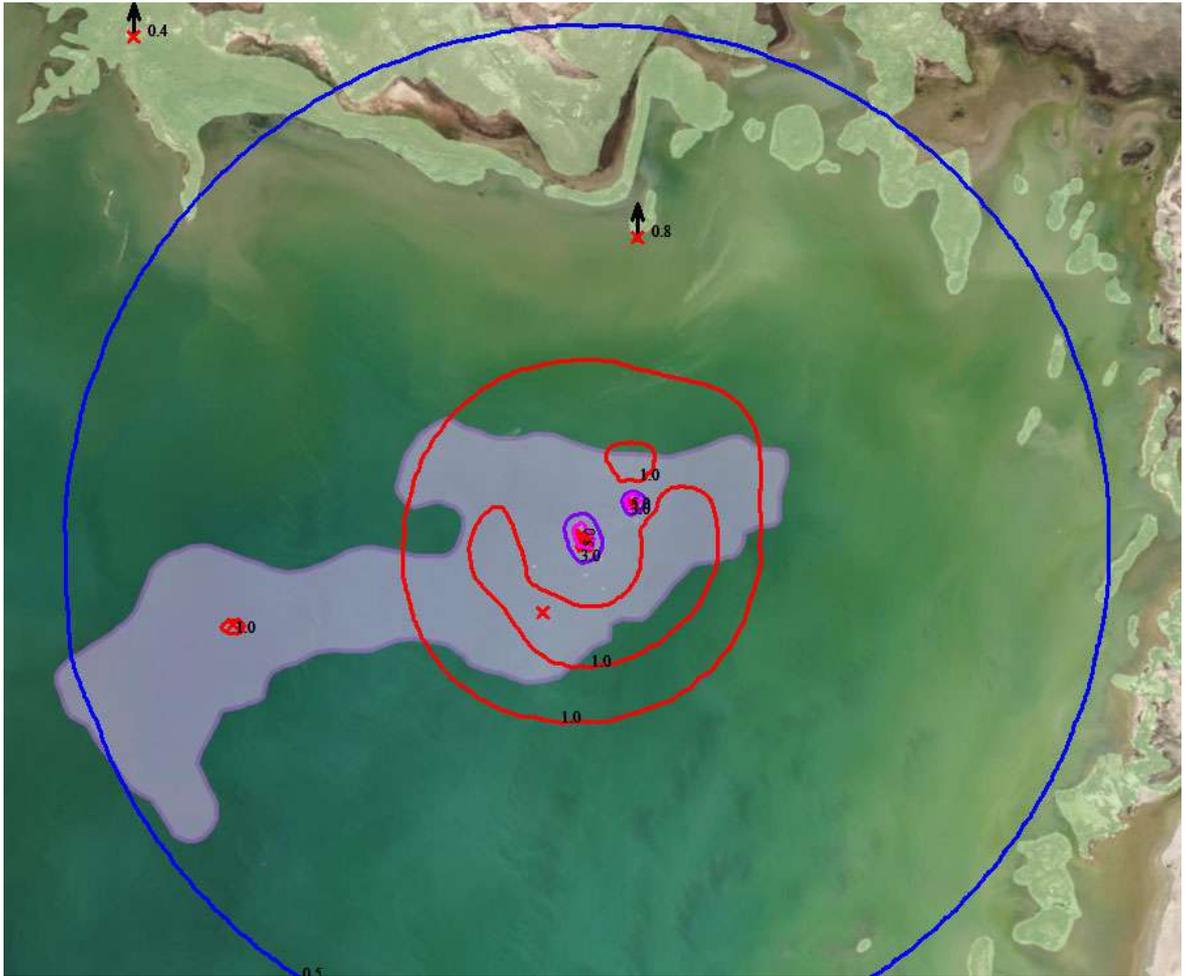


Рисунок 4.2.2 Результаты расчета рассеивания по группе суммации (NO_2+SO_2) при кратковременных периодических сбросах на факел

Санитарно-защитная зона для морских объектов не устанавливается. Технологические острова А, Д и ЕРС, непосредственно предназначенные для приема и первичной обработки углеводородного сырья, относятся к **нефтегазовой промышленности: санитарный класс – I, категория предприятия – I.**

4.3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

В данном проекте устанавливаются нормативы сроком на один – 2026 год.

Согласно п. 10 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» нормативы допустимых выбросов, а также годовые лимиты на выбросы (т/год) устанавливаются для каждого стационарного источника и для объекта в целом.

Определение нормативов выбросов в атмосферу на 2026 год выполнено с учетом максимальной нагрузки на оборудование, ориентируясь на фактические выбросы в атмосферу. Фактические валовые выбросы за последние три года составили следующие величины: 2023 год – 11008.668 т/год; 2024 год – 10435.6094 т/год; 2025 год - 10151.1329 т/год. При нормировании выбросов в атмосферу (г/с, т/год) учитывались нестационарность и неодновременность работы оборудования.

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере на 2026 год показали, что выбросы загрязняющих веществ по всем источникам МК могут быть приняты в качестве допустимых нормативов.

Нормативы по веществам *в целом по МК*, предлагаемые в качестве НДС на 2026 год, представлены в таблице 4.3-1.

Значения выбросов, предлагаемые в качестве **НДВ по каждому источнику и веществу, представлены в таблице В-3 Дополнения В.**

Нормирование выбросов ЗВ от факельных установок.

Согласно п.18 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 02 января 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» нормативы допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу (г/с, т/год) при сжигании газа на факеле при проведении операций по добыче углеводородов устанавливаются исключительно на основании объемов сжигаемого газа, в соответствии с разрешением на сжигание газа, выданным уполномоченным органом в области углеводородов и с соблюдением нормативов качества окружающей среды. В свою очередь, согласно п 4 Статьи 146 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК. «О недрах и недропользовании», сжигание сырого газа в факелах допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов при условии соблюдения недропользователем проектных документов и программ развития переработки попутного нефтяного газа (ПРПСГ).

Таблица 4.3-1 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту (в целом по морскому комплексу)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железа оксид (274)	0.113346	0.5029866	0.1134	0.6465258	0.1134	0.6465258	2026
0143	Марганец и его соединения (327)	0.00447	0.0317539	0.00448	0.0446563	0.00448	0.0446563	2026
0150	Натрий гидроксид (876*)	0.000052	0.0000515	0.000052	0.0000515	0.000052	0.0000515	2026
0203	Хром шестивалентный (647)	0.00156	0.01008	0.00154	0.018144	0.00154	0.018144	2026
0301	Азота диоксид (4)	2400.2821693	3692.4567789	2430.3452113	3320.853416	2430.345211	3320.853416	2026
0302	Азотная кислота (5)	0.0005	0.0000225	0.0005	0.0000225	0.0005	0.0000225	2026
0303	Аммиак (32)	0.000049	0.0000092	0.000049	0.0000092	0.000049	0.0000092	2026
0304	Азота оксид (6)	390.0346319	599.9687751	394.9197365	539.5832282	394.9197365	539.5832282	2026
0316	Водород хлорид (163)	0.00013	0.0000023	0.00013	0.0000023	0.00013	0.0000023	2026
0322	Серная кислота (517)	0.000867	0.0015179	0.000867	0.0015179	0.000867	0.0015179	2026
0326	Озон (435)	0.000022	0.0002304	0.000022	0.0002304	0.000022	0.0002304	2026
0328	Сажа (583)	450.0351993	98.0207862	451.0915618	173.869645	451.0915618	173.869645	2026
0330	Сера диоксид (516)	547243.5190870	11790.5232752	547254.6331500	11987.7017487	547254.6332	11987.70175	2026
0333	Сероводород (518)	483.22180136	16.8230738	483.22240202	16.83309218	483.222402	16.83309218	2026
0334	Сероуглерод (519)	0.0000061982	0.000202255	0.00000626624	0.00020285555	6.26624E-06	0.000202856	2026
0337	Углерод оксид (584)	17767.9867961	6710.058648	18068.9941091	5492.0086711	18068.99411	5492.008671	2026
0342	Фтористый водород (617)	0.001	0.0107136	0.001	0.0107136	0.001	0.0107136	2026
0344	Фториды неорганические (615)	0.00604	0.040896	0.00604	0.0699264	0.00604	0.0699264	2026
0370	Углерода сероокись (1295*)	0.000163906	0.0052187	0.00016516611	0.0052220017	0.000165166	0.005222002	2026
0410	Метан (727*)	433.973	23.0706368	433.973	23.0706368	433.973	23.0706368	2026
0415	Углеводороды пр. С1-С5 (1502*)	9.16472235	241.4214622	18.30607275	207.6020638	18.30607275	207.6020638	2026
0416	Углеводороды пр. С6-С10 (1503*)	0.153401	5.166026	0.15359451	5.1682879	0.15359451	5.1682879	2026
0602	Бензол (64)	0.0121159	0.3604529	0.012118911	0.36061628	0.012118911	0.36061628	2026
0616	Ксилол (322)	0.7293708	0.8578843	0.729375017	0.85782828	0.729375017	0.85782828	2026
0621	Толуол (558)	0.7139276	1.47659258	0.713956613	1.47443099	0.713956613	1.47443099	2026
0627	Этилбензол (675)	0.00031761001	0.00981620039	0.00031305291	0.00982344639	0.000313053	0.009823446	2026
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.000322025	0.001298431	0.000345625	0.0031782066	0.000345625	0.003178207	2026
1001	п-Аминофенол (64*)	0.0197546	0.622914853	0.0197546	0.622914851	0.0197546	0.622914851	2026
1023	Диэтиленгликоль (436)	0.0471	1.4813606	0.0471	1.4813606	0.0471	1.4813606	2026
1040	Ацетопропиловый спирт (157)	0.0528	1.6665451	0.0528	1.6665451	0.0528	1.6665451	2026
1042	Бутиловый спирт (102)	0.00048	0.0004048	0.00048	0.0004048	0.00048	0.0004048	2026
1051	Изопропиловый спирт (469)	0.041146	0.1076182	0.041146	0.1074738	0.041146	0.1074738	2026
1052	Метанол (338)	2.82002744444	9.817667	2.820058	9.8073793	2.820058	9.8073793	2026
1129	Триэтиленгликоль (1290*)	0.07285387	1.196448	0.07285398	1.1964565	0.07285398	1.1964565	2026
1325	Формальдегид (609)	3.4982157	13.3836806	3.7594023	31.7726774	3.7594023	31.7726774	2026
1401	Ацетон (470)	0.00816	0.1768642	0.00816	0.1768642	0.00816	0.1768642	2026
1408	Метилизобутилкетон (379)	0.9076	0.6834418	0.9076	0.6824346	0.9076	0.6824346	2026
1555	Уксусная кислота (586)	0.00019	0.0000043	0.00019	0.0000043	0.00019	0.0000043	2026
1702	Бутилмеркаптан (103)	0.59359015	0.0222911	0.59358957083	0.022295113	0.593589571	0.022295113	2026

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы выбросы загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1707	Диметилсульфид (227)	0.00000080006	0.00012535294	0.00000079652	0.00012536595	7.9652E-07	0.000125366	2026
1715	Метилмеркаптан (339)	0.5004817	0.0290208	0.50048500083	0.029034713	0.500485001	0.029034713	2026
1720	Пропилмеркаптан (471)	0.60128063	0.0271969	0.60128157059	0.0272024094	0.601281571	0.027202409	2026
1728	Этилмеркаптан (668)	0.68403089	0.3241222	0.68403125065	0.32412991	0.684031251	0.32412991	2026
1860	Триалкиламины (1223*)	0.165246	0.1234022	0.165246	0.1226581	0.165246	0.1226581	2026
2704	Бензин (60)	0.0614544	0.0017493	0.0614544	0.0017493	0.0614544	0.0017493	2026
2732	Керосин (654*)	0.00561708	0.0073808	0.00561708	0.0073808	0.00561708	0.0073808	2026
2735	Масло минеральное нефтяное (716*)	0.08368041667	0.7048048696	0.08398101667	0.6915368696	0.083981017	0.69153687	2026
2750	Сольвент нефтя (1149*)	0.913438	1.7325755	0.913438	1.7292504	0.913438	1.7292504	2026
2752	Уайт-спирит (1294*)	1.5948	0.987385	1.5948	0.987385	1.5948	0.987385	2026
2754	Углеводороды пр. C12-C19 (10)	85.3552395	355.8720851	91.6440984	808.465134	91.6440984	808.465134	2026
2853	Глицерин (1010*)	0.143405	1.3882271	0.143405	1.3911591	0.143405	1.3911591	2026
2868	Эмульсол (1435*)	0.00002539	0.000044783	0.00002539	0.000044783	0.00002539	0.000044783	2026
2902	Взвешенные частицы (116)	0.1066	0.6416314	0.1066	0.6552222	0.1066	0.6552222	2026
2908	Пыль неорг., SiO2: 70-20%	0.00144	0.0079021	0.00144	0.0169626	0.00144	0.0169626	2026
2930	Пыль абразивная (1027*)	0.016	0.0087264	0.016	0.0087264	0.016	0.0087264	2026
Всего по объекту:		569278.2497	23571.83481	569642.0682	22632.1884	569642.0682	22632.1884	

Согласно п. 16 Методики № 164 объемы технологически неизбежного сжигания V6, V7, V8 и V9 определяются как:

- V6 – норматив и объем сжигания газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, определяется на основе технических характеристик, паспортов, проектной документации технологического оборудования и план-графика пусконаладочных работ, м³;
- V7 – норматив и объем сжигания газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования, м³;
- V8 – норматив и объем сжигания 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) ремонтов, м³;
- V9 – норматив и объем сжигания газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования, м³.

Согласно п. 22 Методики № 164 технологические сбои не являются авариями, верно и обратное утверждение. Определение «авария» дано в Законе Республики Казахстан № 188-V ЗРК «О гражданской защите» по состоянию на 01.07.2023. Государственный контроль и надзор в сфере гражданской защиты – деятельность уполномоченных органов в сфере гражданской защиты и в области промышленной безопасности. Согласно проектным решениям для предотвращения аварий на объектах месторождения Кашаган предусмотрена система обнаружения пожарной и газовой опасности (далее – ПиГ) предназначена для раннего обнаружения пожара и небольших утечек воспламеняющегося и токсичного газа из потенциальных источников в случае потери их герметичности. Логическое решающее устройство системы ПиГ интегрировано с логическим решающим устройством системы автоматического останова (далее – АО), предназначенного для защиты персонала, защиты окружающей среды, сведения к минимуму потерь продукции и повреждений материальных ценностей. Интерфейс системы ПиГ также интегрирован с системой активации звуковой и визуальной тревожной сигнализации по сигналам системы ПиГ, которая срабатывает через систему громкой связи/общего оповещения по трансляционной сети в границах всего объекта, автоматического управления системой вентиляции для сведения к минимуму риска для персонала.

Согласно п. 21 Методики 164 объем сжигаемого газа при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования подразумевает неисправности оборудования и систем управления, прекращение подачи сырья и средств обеспечения (воды, воздуха, топливного газа, пара и электроэнергии), превышение (снижении) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода), утечки рабочей среды, предупреждении газовой и пожарной сигнализации, который в свою очередь рассчитывается как произведение добычи нефти в тоннах и газового фактора (отношение полученного количества газа в м³ к количеству извлеченной нефти в тоннах).

Объемы технологически неизбежного сжигания (ТНС) на 2026 год определены и обоснованы в ПРПГ для месторождения Кашаган.

Следует отметить, что согласно п.9. статьи 202 Экологического кодекса Республики Казахстан разрешаются выбросы от технологически неизбежного сжигания сырого газа при отклонениях от программ развития переработки попутного газа, не влекущих превышения нормативов предельно допустимых эмиссий.

Сведения о параметрах факельных установок и о выбросах в атмосферу (г/с, т/год) при наибольшей их загрузке представлены в таблицах В-2 Дополнения В. Нормативы выбросов ЗВ в атмосферу (г/с, т/год) по каждой из факельных установок (источники 0001, 0002, 0101) представлены в таблице В-3 в Дополнении В.

4.4 ЗОНА ВОЗДЕЙСТВИЯ

В соответствии с формулировкой Экологического кодекса, общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не должна приводить к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды. По результатам моделирования рассеивания ЗВ в атмосфере, максимальный радиус области воздействия, где $C_i \geq 1$ ПДК, составляет 5 км.

В соответствии с формулировкой Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», п. 5: «Объектами (источниками) воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами территории (промышленной площадки) объекта превышают 0.1 предельно-допустимую концентрацию (далее – ПДК) и (или) предельно-допустимый уровень (далее – ПДУ) или вклад в загрязнение жилых зон превышает 0.1 ПДК». По результатам моделирования максимальный радиус области воздействия, где $C_i \geq 0.1$ ПДК, составляет 23.8 км (подраздел 4.2).

Максимальные концентрации в ближайших населенных пунктах (69 км от МК) и тростниковой зоне (32 км от МК), создаваемые выбросами МК при штатном режиме работы, будут очень низкими:

- 0.02 ПДК – в жилой зоне;
- 0.08 ПДК – в зарослях тростника.

Согласно подпункта 4 пункта 2 Главы 1 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 №26447 (далее СП ДСМ-2), СЗЗ – это территория, отделяющая зоны специального назначения, а также промышленные организации и другие производственные, коммунальные и складские объекты в населенном пункте от близлежащих селитебных территорий, зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения в целях ослабления воздействия на них неблагоприятных факторов.

Санитарно-защитные зоны устанавливаются для действующих предприятий и в местах проживания населения с целью охраны атмосферного воздуха, здоровья и безопасности населения. Морской комплекс (МК) НКОК располагается в водной акватории Каспия, ближайшие населенные пункты располагаются на значительном расстоянии: с. Дамба и с. Аманкельды – на расстоянии 69 км, город Атырау – 74 км. В связи с этим санитарно-защитная зона для МК не разрабатывалась.

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ В ПЕРИОД НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (НМУ)

НМУ – это метеорологические условия, способствующие накоплению (увеличению концентрации) загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. К ним можно отнести приподнятые инверсии, штили, туманы и другие сочетание неблагоприятных факторов.

Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий, приводящих к формированию высокого уровня загрязнения воздуха. Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений о возможном опасном росте концентрации загрязняющих веществ в воздухе с целью его предотвращения

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, организации, учреждения, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или планируется проведение прогнозирования НМУ (Пр. Министра охраны окружающей среды № 298 от 29.11.2010. Приложение 40).

Предупреждения составляются с учетом возможного наступления трех уровней загрязнения атмосферы, которым соответствуют три режима работ предприятий в периоды НМУ. В зависимости от уровня загрязнения должно быть обеспечено снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по первому режиму на 15-20%, по второму на 20-40% и по третьему режиму на 40-60%.

Одно из основных условий при разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов - выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить ни к снижению производства, ни к нарушению технологического процесса, следствием которого могут быть аварийные ситуации.

Учитывая специфику работы и удаленность от населенных пунктов и то, что в данном районе подразделениями Казгидромет не проводится прогнозирования НМУ, на Морском комплексе предусмотрены мероприятия только по I режиму работы в периоды НМУ, обеспечивающие снижение загрязняющих веществ на 10-20%, которые носят организационно-технический характер и осуществляются без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования в форсированном режиме;
- особый контроль работы всех технологических процессов и оборудования;
- усиление контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, за режимом горения топлива в газотурбинных установках и генераторах;
- ограничение ремонтных работ;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе.

Вышеперечисленные меры, в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля, а также неукоснительного соблюдения требований комплексной программы ОЗТОС обеспечивают соблюдение нормативов допустимых выбросов (НДВ) и, следовательно, исключение превышений расчетных показателей уровня загрязнения атмосферного воздуха.

6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

В соответствии с Экологическим кодексом РК природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль. В рамках этого вида контроля выполняется операционный мониторинг, мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия на окружающую среду.

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежущей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователями.

Мониторинг эмиссий предусматривает контроль соблюдения нормативов НДВ на стационарных источниках выбросов загрязняющих веществ. В данном проекте разработан план-график контроля на источниках загрязнения атмосферы. Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых, при: $C_{\max} / \text{ПДК} > 0,5$, выполняются неравенства:

$$M / \text{ПДК} > 0.01 \text{ при } H > 10 \text{ м,}$$

$$M / \text{ПДК} > 0.10 \text{ при } H < 10 \text{ м,}$$

где M – максимальный массовый выброс ЗВ из источника, г/с;

H – высота источника.

Расчет категории источников, подлежащих контролю, приведен в таблице В-4 Дополнения В.

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 2 раза в год.

На данном этапе развития месторождения метод контроля для всех источников выбросов технологических установок – расчетный с периодичностью 1 раз в квартал.

Для установок инженерного обеспечения и вспомогательных работ метод контроля для основных источников выбросов (установки газотурбинной станции и силовые генераторы ЖПК) -1 раз в квартал: инструментальный (2 раза в год) и расчетный (2 раза в год), для остальных организованных и неорганизованных источников – расчетный (1 раз в квартал).

При инструментальных замерах в число обязательно контролируемых веществ включены оксид азота и диоксиды азота и серы, и оксид углерода. Все остальные вещества контролируются расчетным методом. Конкретный метод контроля и перечень источников, контролируемых тем или иным методом, уточняются в Программе производственного экологического контроля для данных видов работ на 2026 год. План-график контроля выбросов на каждом источнике с указанием методов контроля представлен в Таблице В-4 Дополнения В.

Протоколы инструментальных замеров, выполненные за предыдущий период – 2025 год, представлены в Дополнении Д. Из анализа выполненных замеров следует, что превышений предельно допустимых концентраций за прошедший период не наблюдалось. Результаты анализа представлены в Дополнении А (таблица 3-3).

Мониторинг воздействия включает наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе работ. Для данного вида работ на ежегодной основе разрабатывается программа «Морской мониторинг воздействия на контрактных территориях NCOC N.V. и по навигационному маршруту судов на месторождении Кашаган». По результатам проведенных работ составляются годовой отчет.

Мониторинг атмосферного воздуха проводится на станциях с помощью универсального анализатора ГАНК-4 (А) на следующие компоненты:

- диоксид серы (SO₂);

- диоксид азота (NO₂);
- оксид азота (NO);
- окись углерода (CO);
- сероводород (H₂S);
- смесь углеводородов (C₁-C₅; C₁₂-C₁₉).

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на МК будут проводиться на следующих сериях станций:

1. Блок «Д» – морской объект на месторождении «Кашаган»;
2. Блок «А» – морской объект на месторождении «Кашаган»;
3. Северный трубопровод;
4. Морские объекты на месторождении «Кашаган»: острова EPC-2, EPC-3, EPC-04;
5. Законсервированные острова: DC05, DC01, DC04, DC10, KW-1, KW-2;
6. Лицензионная территория месторождения «Кашаган»;
7. Морской Навигационный Канал.

Схема расположения станций экологического мониторинга приведены на Рис. 6.1.1 и 6.1.2.

Также был проведен анализ результатов наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на станциях за 2025 год. Все полученные показатели не превышают значений установленных предельно допустимых концентрации для загрязняющих веществ.

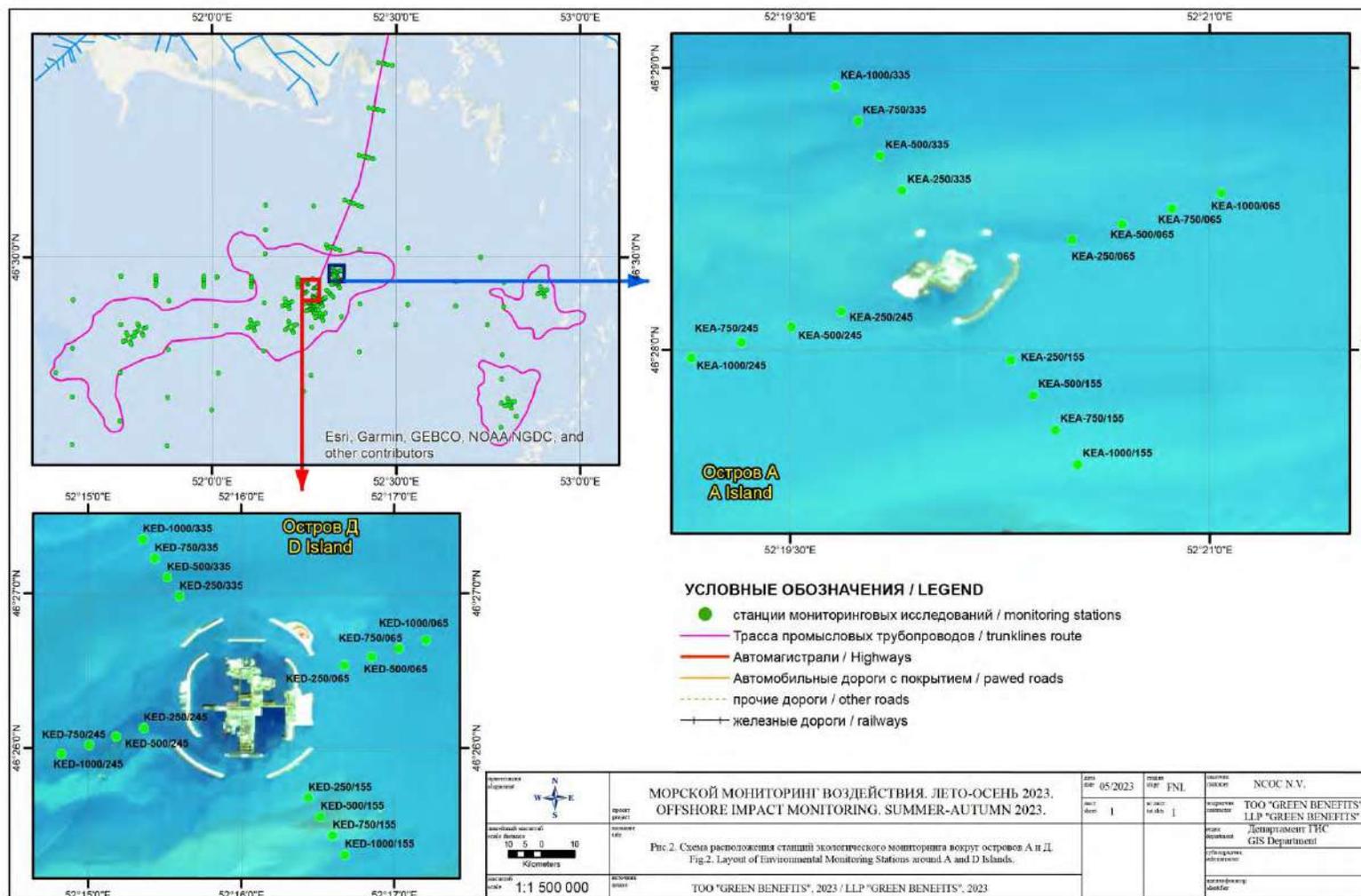


Рисунок 6.1.1 Схема расположения станций экологического мониторинга вокруг островов А и Д

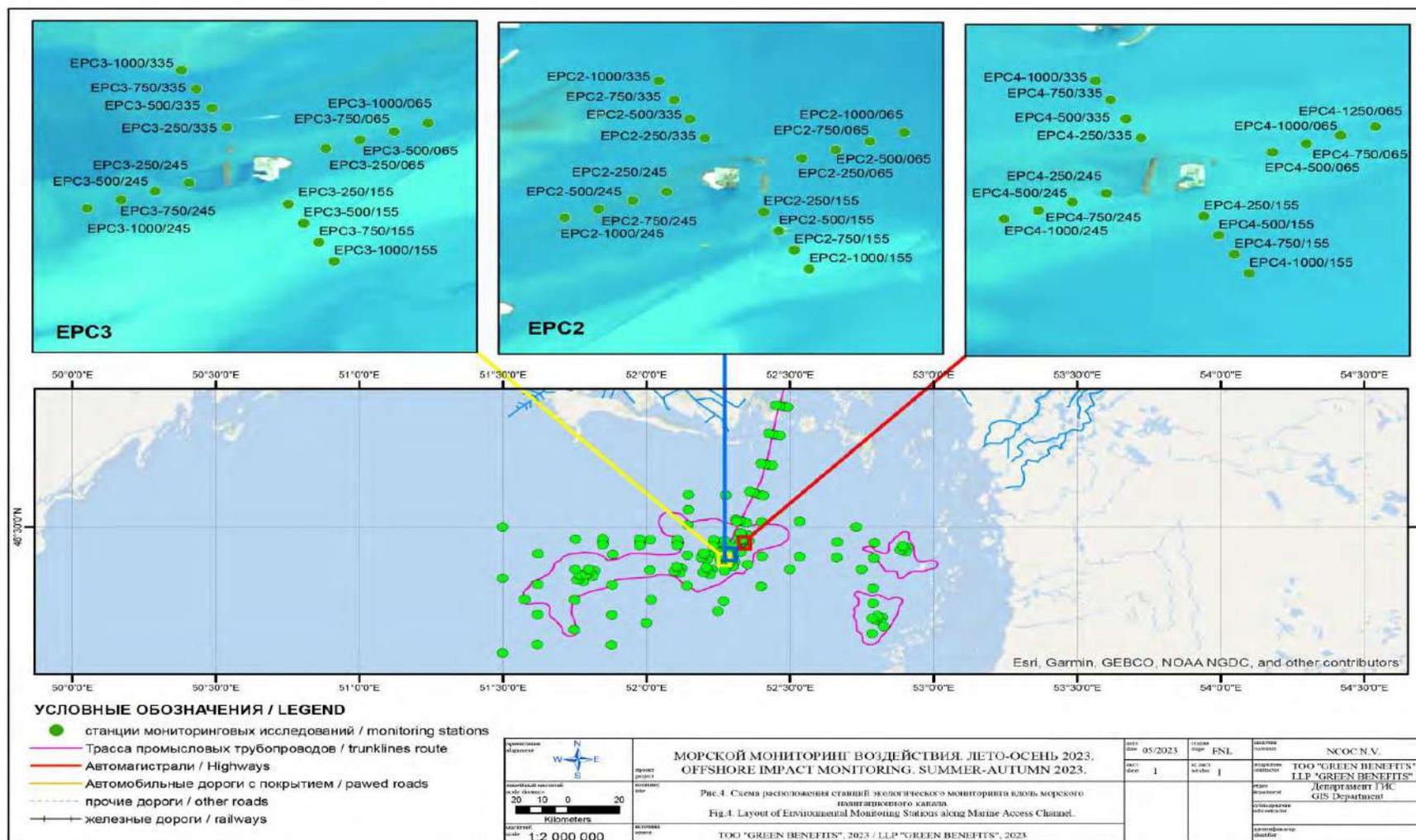


Рисунок 6.1.2 Схема расположения станций экологического мониторинга вокруг островов EPC-2, EPC-3 и EPC-4