

Заказчик:
АО «КоЖаН»

Исполнитель:
ТОО «ЭкоТимПроект»

ПРОЕКТ
нормативов допустимых выбросов (НДВ)
загрязняющих веществ в атмосферу от источников
загрязнения месторождения
Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН»
на 2026-2028г.г.

Генеральный директор
АО «КоЖаН»



Zhang Wu

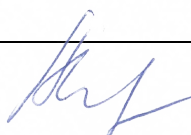
Директор
ТОО «ЭкоТимПроект»



Киреева А.С.

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**ТОО «ЭкоТимПроект»**

Государственная лицензия на природоохранное проектирование, нормирование №01376Р от 29 декабря 2010г.

Должность	подпись	Ф.И.О.
Руководитель проекта		Киреева А.С
Инженер-эколог		Медиянова А.М

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН» на 2026-2028г.г. разработан в соответствии с методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

Проект включает в себя общие сведения об операторе, характеристику оператора, как источника загрязнения атмосферы, проведение расчетов приземных концентраций, оценку достаточности области воздействия объекта.

Количество стационарных источников выбросов вредных веществ, в общем, по всем площадкам, **в 2026году**, составит: 439, из которых 65 – организованных и 374-неорганизованных, **в 2027году**: 448, из которых 65 - организованных и 383-неорганизованных, **в 2028году**: 453, из которых 64 - организованных и 389-неорганизованных.

Увеличение неорганизованных источников из года в год связано с вводом в эксплуатацию скважин, согласно Дополнению к проекту разработки месторождения: в 2027году- 9 скважин, и в 2028году -6скважин, у меньшеение в 2028году по организованным источникам связано с отключением печи подогрева нефти на ПС и ПН месторождения Морское- ист. 0096.

Причиной корректировки проекта НДВ 2025года является планируемое изменение по принятию объемов нефти на пункт сбора (ПС) и подготовки нефти (ПН) месторождения Морское в 2026году, с месторождения Прибрежное, и получение экологического разрешения на 2027-2028г.г. по плану добычи нефти и попутно-нефтяного газа и ввода в эксплуатацию скважин на месторождении Морское, включая блок Огайское согласно Дополнения к проекту разработки месторождения Морское, включая блок Огайское.

На основании расчетов НДВ, от стационарных источников загрязнения атмосферного воздуха на месторождении Морское, включая блок Огайское объем выбросов в **2026 году** ожидается в количестве – **272,616 тонн, в 2027году - 309,999 тонн, в 2028году - 249,456 тонн.**

Перечень загрязняющих веществ представлен тридцатью тремя загрязняющими веществами, из которых эффектом суммарного вредного воздействия обладают десять веществ – диоксид азота, диоксид серы, сероводород, фтористые газообразные соединения и фториды неорганические, формальдегид, взвешенные частицы, пыль неорганическая, с содержанием кремния 70-20%, пыль абразивная.

Срок установления нормативов в рамках проекта НДВ составляет 3года – 2026-2028г.г.

Месторождение Морское, включая блок Огайское согласно Решению уполномоченного органа относится к первой категории воздействия.

Нормативы выбросов для каждого источника и предприятия в целом приводятся в таблице «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту» Приложения проекта.

4. СОДЕРЖАНИЕ

2	Список исполнителей	2
3	Аннотация	3
4	Содержание	4
5	Введение	6
6	Общие сведения об операторе	7
6.1	Краткая информация об операторе	7
6.2	Карта-схема района размещения объекта	7
6.3	Ситуационная карта-схема района размещения объекта с указанием селитебных территорий, зон отдыха	7
7	Характеристика оператора как источника загрязнения атмосферы	10
7.1	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	10
7.2	Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	55
7.3	Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	55
7.4	Перспектива развития, учитывающая данные об изменениях оператора	55
7.5	Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	55
7.6	Характеристика аварийных и залповых выбросов	55
7.7	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	60
7.8	Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета НДВ	61
8	Проведение расчетов рассеивания	61
8.1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	61
8.2	Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от источников загрязнения атмосферы месторождения Морское, включая блок Огайское	62
8.3	Предложения по нормативам допустимых выбросов НДВ	63
8.4	Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства	63
8.5	Уточнение границ области воздействия объекта	63
8.6	Данные о пределах области воздействия	64
8.7	Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований к качеству атмосферного воздуха для данного района	64
9	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях	65
9.1	План мероприятий по сокращению выбросов	65
9.2	Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ	65
9.3	Краткая характеристика каждого конкретного мероприятия с учетом реальных условий эксплуатации технологического оборудования	65
9.4	Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию	67

10	Контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов	68
10.1	Контроль за соблюдением нормативов на объекте выполняется непосредственно на источниках выбросов	68
10.2	Перечень веществ, подлежащих контролю. Перечень веществ, для которых отсутствуют стандартные и отраслевые методики. Перечень методик, которые используются при контроле за соблюдением установленных нормативов выбросов.	68
	Приложения	69
1.	<i>Расчеты выбросов от стационарных источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2026год</i>	
2.	<i>Расчеты выбросов от стационарных источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2027год</i>	
3.	<i>Расчеты выбросов от стационарных источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области на 2028год</i>	
4.	<i>Расчет рассеивания загрязняющих веществ (карты изолиний) по месторождению Морское и вахтовому поселку</i>	
5.	<i>Таблицы к проекту НДВ</i>	
6.	<i>Бланк инвентаризации разделы 1,2,3,4 (2026, 2027, 2028г.г.)</i>	
7.	<i>Исходные данные для разработки проекта НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское на 2026-2028г.г.</i>	
8.	<i>Схемы расположения источников выбросов 3В</i>	
9.	<i>Паспорта на используемое топливо</i>	
10.	<i>Технические характеристики на эксплуатируемое оборудование</i>	
11.	<i>Сведения КазГидромет (по фону и метеопараметрам)</i>	

5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов допустимых выбросов НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН» на 2026-2028г.г. выполнен ТОО «ЭкоТимПроект» на основании договорных обязательств. В соответствии с требованиями:

- Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. №400-VI ЗРК;
 - Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду;
 - Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө);
 - Приказа № 26447 и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года «Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания" и здоровье человека» ;
 - Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»;
 - Методики по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298).
 - Строительная климатология СП РК 2.04-01-2017.
- Расчеты валовых выбросов загрязняющих веществ выполнены в соответствии с нормативными документами:*
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами». г.Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.;
 - «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». РНД 211.2.02.04-2004;
 - Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196
 - «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004;
 - «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников». Приложение №8 к приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов РК от 12.06.2014г. №221-ө
 - «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)». РНД 211.2.02.06-2004.
 - «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)». РНД 211.2.02.03-2004;
 - Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005;
 - Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 4.12) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

6.1 Краткая информация об операторе

Наименование оператора: АО «КоЖаН»

Адрес оператора, контактный телефон: г.Атырау, ул.Б.Кулманова, 105. Тел.: 8(7122)76-66-66

Основная производственная деятельность оператора: добыча сырой нефти и попутного газа

БИН: 010440005294

Рассматриваемый в НДВ объект оператора: месторождение Морское, включая блок Огайское

Административное расположение объекта:

Месторождение Морское, включая блок Огайское, расположено на территории Жылыойского района Атырауской области. В географическом отношении расположено на юго-востоке Прикаспийской впадины в центральной части Южно-Эмбинского нефтеносного района.

Ближайшими объектами по отношению к месторождению Морское, включая блок Огайское являются: нефтепромыслы Прорва (25 км) и Кара-Арна (15 км), ГПЗ ТШО (28 км). К северо-востоку в 50 км от месторождения проходит железнодорожная магистраль Атырау-Мангистау.

Ближайший населенный пункт – поселок Косшагыл расположен на расстоянии 100км от месторождения. Поселок Жана Каратон- на расстоянии 116км, районный центр-г. Кульсары - в 105-120 км севернее от контрактной территории месторождения Морское, вдоль которых проходит автомобильная трасса Кульсары-Опорный.

К востоку проложен нефтепровод Прорва-Кульсары, в 134 км проходит газопровод Средняя Азия-Центр. Областной центр город Атырау расположен в 350 км.

Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Кульсары.

Ситуационная карта-схема расположения месторождения Морское включая блок Огайское приводится на рисунке 6.1.1.

6.2 Карта-схема объекта

Схемы расположения источников выбросов на объектах месторождения Морское, включая блок Огайское приведены в приложении проекта.

6.3 Ситуационная карта-схема района размещения объекта с указанием селитебных территорий, зон отдыха

Ввиду отсутствия на близлежащем расстоянии от района размещения месторождения

Морское, включая блок Огайское, заповедников, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха ситуационная карта-схема данного раздела не приводится.

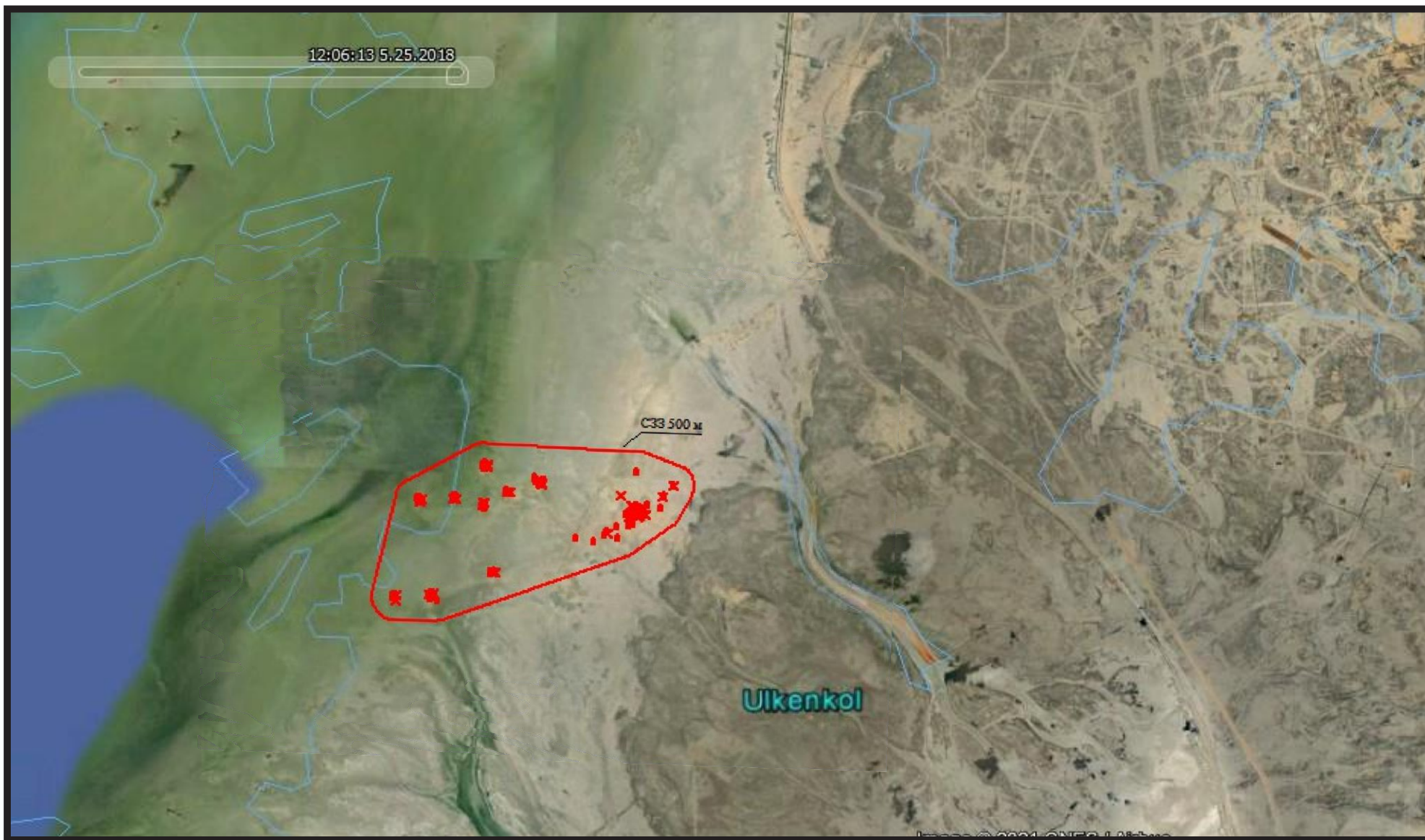


Рис. 6.1.1. Ситуационная карта – схема расположения месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН»

7. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

7.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Месторождение Морское, включая блок Огайское, как источник загрязнения атмосферы, характеризуется выбросами от технологического оборудования, расположенного на кустовых площадках скважин блока Огайское (площадки №№ 1,2,3,4,8,10,13) Восточного и Западного блоков месторождения Морское (площадки №№ 5,6,7,12), на площадке ПСиПН, на территории Вахтового поселка, и на площадке подземного и капитального ремонта скважин (ПКРС).

Система внутрипромыслового сбора

Нефтегазовая смесь со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на АГЗУ, где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на общий коллектор диаметром Ø320 мм. Данный коллектор соединяется с нефтепроводами с блоков Западное и Огайское.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации.

Система промысловой подготовки продукции скважин

на блоке Огайское

После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа и на газопоршневой установке ГПЭС для выработки электроэнергии на собственные нужды, излишки газа транспортируются по газопроводу на ПСиПН.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко»).

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

на блоке Западное Морское

Нефтегазовая смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ), где производится замер дебитов по каждой скважине. После замера на АГЗУ поток нефтегазовой смеси поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор (НГС).

После нефтегазового сепаратора газ направляется в газовый сепаратор (ГС) для отделения от капельной жидкости. После газового сепаратора очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева нефти в качестве топливного газа.

Дегазированная нефтяная эмульсия после НГС с температурой 20-25 °С подается на печи подогрева ПНК-1,9 и ПП-0,63, где подогревается до 60-75 °С.

Для повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на АГЗУ-5 в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко»).

Подогретая до 60-75°С нефтяная эмульсия с помощью мультифазных насосов транспортируется на ПСиПН Морское.

на блоке Восточное Морское

Подготовка добываемой продукции блоков Огайское, Западное и Восточное осуществляется на ПСиПН, расположенном на блоке Восточное. Процесс осуществляется нижеследующим образом.

По нефтегазовому коллектору общая жидкость со всех блоков поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) объемом 150 м³, где происходит первая ступень сепарации. Для

повышения эффективности процесса разрушения нефтяной эмульсии на входе перед НГС, (а также на выходе ОГ, ОН и РВС-5) в поток нефтегазовой смеси через блок реагента (БР=2,5) подается деэмульгатор Рандем – 2228 (производитель ТОО «Рауан Налко»).

Выделившийся газ (в объеме 30000-45000 м³/сутки) с НГС отводится в газосепараторы объемом 0,8 м³, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ используется на собственные нужды - в печах подогрева нефти и газо-поршневых электростанциях в качестве топливного газа.

Нефтяная жидкость после НГС с температурой 20-25 °С потоком направляется в КСУ (концевая сепарационная установка) для окончательной сепарации от попутного газа. Выделившийся с КСУ газ, также направляется в газосепараторы для очистки от капельной жидкости и механических примесей.

Дегазированная нефтяная эмульсия после КСУ подается в технологический РВС-2000м³ №5, и в два РВС (РВС№1 и РВС№2) по 1000м³, где через флотационные трубы высотой 2,5 метров происходит дополнительное разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая вода насосами 6НК перекачивается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС-400 м³ № 1, № 2 и РВС-1000м³ №3 откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

После РВС-2000м³ №5 нефтяная эмульсия переливом через верхний коллектор высотой 6,5метров и с помощью насосов перекачки типа 6НК-9 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №1 и подогревается до 65-75 °С. Подогретая нефтяная эмульсия после печи ПТБ-40Э №1 поступает в технологический РВС-1000м³ №4 далее с помощью насосов перекачки 6НК-9 поступает в технологический РВС-1000м³ №3. В технологических резервуарах №3 и №4 также происходит разделение фаз нефть-вода через установленные флотационные трубы высотой 2,5 метров.

Сырая нефть с остатками попутно пластовой водой после РВС-1000м³ №4 с помощью насосов 6НК-6 подается по нефтепроводу диаметром Ø150мм на печь подогрева ПТБ-40Э №2 и подогревается до 75-81 °С. Подогретая сырая нефть после печи ПТБ-40Э №2 поступает в отстойник нефти ОН-200, где происходит разделение на нефть и попутно добываемую воду. Отделившаяся попутно добываемая вода сливается в ОПФ-3000, где фильтруется от остаточной нефти и направляется в резервуары пластовой воды РВС ППД: №1, № 2 – по 400 м³ и РВС №3-1000м³, откуда центробежными насосами ЦНС DG100-140 откачивается в нагнетательные скважины.

Нефть из отстойника ОН-200 переливом по верху сосуда по нефтепроводу диаметром Ø150 мм направляется на печи подогрева ПНК-1,9 № 1 и № 2 и подогревается до определенной температуры. После печей подогрева поток нефти направляется в горизонтальный отстойник ОГ-200. В горизонтальном отстойнике происходит дополнительное осаждение попутно добываемой воды, которая также направляется на ОПФ-3000. После ОГ- 200 в поток нефти направляется в горизонтальные резервуары РГС, для выведения нефти до 1 группы качества нефти.

Подготовленная товарная нефть после РГС по нефтепроводу диаметром Ø150мм направляется в резервуары товарной нефти РВС-2000м³ №6, РВС-2000м³ №7 и РВС-5000м³ №8 на хранение и далее отправляется на нефтеналивную эстакаду для заполнения автоцистерн и вывоза на ПССН «Каратон».

При подготовке нефти на месторождении Морское, включая блок Огайское выделяется попутный нефтяной газ, который утилизируется на печах, котлах, теплогенераторах и газогенераторах, в виде топлива, при этом идет выработка тепловой и электрической энергии, используемые на собственные нужды месторождения.

Для очистки выделившегося газа предусмотрены блоки подготовки топливного газа, которые представлены комплектом оборудования: фильтром очистки газа.

Выполнение ПКРС на месторождении Морское, включая блок Огайское осуществляется подрядными организациями, на основании заключаемых договоров. ПКРС включает различные методики восстановления скважин в зависимости от характера повреждений. При производстве работ по ПКРС основное загрязнение атмосферного воздуха ожидается в результате выделения продуктов сгорания дизельного топлива от двигателей агрегатов

ремонта скважин, пыли неорганической при приготовлении цементного раствора и углеводородов при непродолжительной работе газосепаратора. Монтаж оборудования осуществляется на подготовленную площадку.

Параметры нефти и газа

Руководствуясь отчетами по результатам анализа физико-химических свойств поверхностных проб нефти со скважин выполненных лабораторией ТОО «КазНИГРИ»:

по блоку Огайскому: средняя плотность нефти - 0,94т/м³, среднее давление насыщенных паров – 5кПа, средняя температура начала кипения – 145⁰С;

по блокам Морского: средняя плотность нефти - 0,96т/м³, среднее давление насыщенных паров- 5,1кПа, средняя температура начала кипения - 186 ⁰С.

Минимальная температура нефтяной смеси поверхностных проб со скважин по месторождению в целом составляет: 15⁰С, максимальная - 25⁰С, на пункте сбора и подготовки нефти: минимальная температура – 30⁰С, максимальная - 60⁰С, товарной нефти согласно внутреннему контролю лаборатории ПС и ПН месторождения Морское: минимальная температура -25⁰С, максимальная - 65 ⁰С, плотность нефти – 0,906т/м³.

Согласно анализам, выполненным лабораторией ТОО «КазНИГРИ», среднее давление насыщенных паров товарной нефти составляет: 6,0кПа – 45мм.рт. ст., температура начала кипения – 138⁰С

Плотность попутного нефтяного газа, используемого в виде топлива на печах, ГПЭС, теплогенераторах и котлах месторождения Морское, включая блок Огайское, согласно данным проекта разработки и дополнения к нему составляет: 0,61кг/м³

Технологические продувки (залповые выбросы)

При отборе проб газа с газосепараторов на УПН Морское и ПСН блока Огайского, перед подачей на распределение по источникам утилизации газа, продувается пробоотборная линия аппарата (емкости), а после присоединения к линии пробоотборника продувается сам пробоотборник для вытеснения, находившегося в нем воздуха или продукта от предыдущего пробоотбора.

Характеристика и основные параметры стационарных источников выбросов представлены ниже

В процессе работы оборудования происходит выделение диоксида азота, углеводородов C1-C5 и C6-C10, сернистого ангидрида, оксида азота, окиси углерода, метана, сажи, формальдегида, бенз/а/пирена и других загрязняющих веществ.

Добыча нефти, согласно проекту разработки месторождения на 2026год, составит: 399,08тыс.тонн и выделяемого попутного газа, при подготовке нефти- 12,3838млн.м³, в 2027году: нефти- 384,56тыс.тонн, газа –12,3695млн.м³, 2028году: нефти- 355,08тыс.тонн, газа – 11,7216млн.м³.

В настоящее время, весь объем выделяемого попутного газа при подготовке нефти на месторождении используется на собственные нужды – как топливо на печах подогрева нефти, ГПЭС, теплогенераторах и отопительных котлах, что позволяет добиться полной утилизации попутного газа.

Объемы попутного газа, уходящие на утилизацию, с учетом установленного процента потерь (0,035) от общего проектного объема, приводятся в таблице 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Площадка	№ ИЗ	Наименование оборудования	Расход газа, м³/час	2026 год		2027 год		2028 год	
				Время работы, ч/год	Расход газа в год, м³/год	Время работы, ч/год	Расход газа в год, м³/год	Время работы, ч/год	Расход газа в год, м³/год
Месторождение Морское									
ПСиПН	0003	печь ПП-0,63М	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 925	192 500
	0022	печь ПТБ-5-40Э	800	2 530	2 024 000	2 530	2 024 000	2 530	2 024 000
	0023	печь ПТБ-5-40Э	800	2 530	2 024 000	2 530	2 024 000	2 530	2 024 000
	0020	печь ПНК-1,9	235	1 925	452 375	1 925	452 375	1 925	452 375

	0021	печь ПНК-1,9	235	1 925	452 375	1 925	452 375	1 925	452 375
	0010	печь УН-02М3	25	1 650	41 250	1 650	41 250	1 650	41 250
	0014	печь УН-02М3	25	1 650	41 250	1 650	41 250	1 650	41 250
	0018	ГПЭС-600	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0019	ГПЭС-600	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0054	ГПЭС-600	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0055	ГПЭС-600	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0086	ГПЭС-1000 САТ	260	1 925	500 500	1 924	500 240	1 900	494 000
	0087	ГПЭС-1000 САТ	260	1 925	500 500	1 924	500 240	1 899	493 740
	0096	печь ПП-0,63А	100	1 925	192 500	1 925	192 500	-	-
	0081	ПНК-2,5	296	1 980	586 080	1 980	586 080	1 901	562 696
Пл 5, скв.19	0002	печь ПП-0,63А	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 295	129 500
Пл 6, скв.58	0066	печь УН-0,2	25	1 650	41 250	1 665	41 625	1 295	32 375
Пл 7, скв.59	0008	печь ПП-0,63АГ	100	1 925	192 500	1 923	192 300	1 295	129 500
Пл 12	0082	печь ПП-0,63	100	1 925	192 500	1 923	192 300	1 295	129 500
Блок Огайское									
Пл 1	0001	печь ПП-0,63АГ	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0090	печь ПНК-1,9	235	1 925	452 375	1 925	452 375	1 900	446 500
	0015	ГПЭС-500	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0016	ГПЭС-500	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0017	ГПЭС-500	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
	0059	ГПЭС-500	100	1 925	192 500	1 925	192 500	1 900	190 000
Пл 2 скв.30	0065	печь ПНК-1,9	235	1 785	419 475	1 775	417 125	1 650	387 750
Пл 3 скв.50	0058	печь ПНК-1,9	235	1 785	419 475	1 775	417 125	1 650	387 750
	0006	печь ПП-0,63А	100	1 785	178 500	1 775	177 500	1 650	165 000
Пл 4 скв.51	0007	печь ПНК-1,9	235	1 785	419 475	1 775	417 125	1 624	381 640
Пл 8 скв.201	0057	печь ПНК-1,9	235	1 785	419 475	1 775	417 125	1 624	381 640
Пл.10 скв 80	0064	печь ПНК-1,9	235	1 785	419 475	1 775	417 125	1 624	381 640
Пл 13	0093	печь ПП-0,63А	100	1 785	178 500	1 775	177 500	1 624	162 400
Склад	0072	Теплогенератор	19	1 847	35 093	1 847	35 093	1 847	35 093
	0073	Теплогенератор	19	1 847	35 093	1 847	35 093	1 847	35 093
Вахтовый	0047	котел Буран	10	1 755	17 550	1 755	17 550	1 753	17 530
	0070	котел Буран	10	1 320	13 200	1 320	13 200	1 320	13 200
	0071	котел Буран	10	1 320	13 200	1 320	13 200	1 320	13 200
ИТОГО, общий объем газа по распределению					12 379 466		12 365 171		11 717 497

Согласно анализам попутного нефтяного газа месторождения Морское, включая блок Огайское ТОО «КазНИГРИ», сероводород в газе отсутствует. Однако, по результатам проводимых инструментальных замеров, в рамках производственного экологического контроля, в течение нескольких лет, установлено, что в выбросах, при сжигании газа, как топлива, присутствует диоксид серы.

Исходя из показателей диоксида серы, расчетным путем было определено содержание сероводорода в попутно-нефтяном газе, которое составило 0,02%. Данное процентное содержание сероводорода принято к расчетам выбросов от источников на которых ведется утилизации газа.

Источниками выбросов вредных веществ на четырех промплощадках месторождения Морское, включая блок Огайское, с параметрами и объемами работ в 2026-2028г.г., являются:

Морское (блок Восточный)

Площадка ПСиПН

№0003. Печь подогрева нефти ПП-0,63М

Марка печи и их количество – ПП-0,63М - 1 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок - 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год-1925 ч/год; 2028год-1925 ч/год

Максимальный расход топлива – 100 м³/час (61кг/час),

Расход газа в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192500 м³, 2028год- 192500 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 10м d = 0,5 м

№0010, 0014. Печь подогрева нефти УН-0,2МЗ (Устьевой нагреватель)

Марка печи и их количество – устьевой нагреватель УН-0,2МЗ – 2 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 0,2 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1650 ч/год; 2027год-1650 ч/год; 2028год-1650 ч/год

Максимальный часовой расход топлива каждой печи – 25 м³/час (15,3кг/час),

Расход газа в год: 2026год- 41250 м³, 2027год- 41250 м³, 2028год- 41250 м³

Плотность газа - 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h₁ = 6,0 м, d₁ = 0,3 м, h₂ = 6,0, d₂ = 0,325

№0022 (001, 002). Печь подогрева нефти ПТБ-5-40Э

Марка печи и их количество – ПТБ-5-40Э – 1 ед.

Количество топок - 2

Количество одновременно работающих топок – 2

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 6,3 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 2530 ч/год; 2027год-2530 ч/год; 2028год-2530 ч/год

Плотность газа - 0,61кг/м³

Максимальный расход топлива одной топки по паспорту – 800 м³/час (488кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 2 024 000 м³, 2027год- 2 024 000 м³, 2028год- 2 024 000 м³

Выброс ЗВ осуществляется через 2 дымовые трубы h = 9,0 м, d = 0,6 м

№0023 (001, 002). Печь подогрева нефти ПТБ-5-40Э

Марка печи и их количество – ПТБ-5-40Э – 1 ед.

Количество топок - 2

Количество одновременно работающих топок - 2

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 6,3 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 2530 ч/год; 2027год-2530 ч/год; 2028год-2530 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки по паспорту – 800 м³/час (488кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 2 024 000 м³, 2027год- 2 024 000 м³, 2028год- 2 024 000 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через 2 дымовые трубы h = 9,0 м, d = 0,6 м

№0020-0021. Печь подогрева нефти печи ПНК - 1,9 - 2 ед.

Марка печи и их количество – Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 – 2 ед.

Количество топок у 1 печи - 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год; 2028год- 1925 ч/год Максимальный часовой расход топлива одной топки – $235 \text{ м}^3/\text{час}$ ($143,4 \text{ кг}/\text{час}$),
Расход газа в год: 2026год- 452375 м³, 2027год- 452375 м³, 2028год- 452375 м³
Плотность газа - $0,61 \text{ кг}/\text{м}^3$
Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу $h = 5 \text{ м}$, $d = 0,3 \text{ м}$

№0018-0019, 0054-0055. ГПЭС-600

Модель – 600GFZ1-PwT-ESM3

Всего количество ГПЭС – 4 ед.

Эксплуатационная мощность ГПЭС – 600 кВт

Время работы каждого ГПЭС в год: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год; 2028год- 1900 ч/год

Тип используемого топлива – попутный газ

Паспортный расход топлива каждого ГПЭС – ист. №0018,0019,0054,0055 – $100 \text{ м}^3/\text{час}$

Плотность газа - $0,61 \text{ кг}/\text{м}^3$

Расход топлива в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192500 м³, 2028год- 190000 м³, в тоннах: 2026год- 117,425 тонн, 2027год- 117,425 тонн, 2028год- 115,900 тонн

Диаметр выхлопных труб – $0,3 \text{ м}$

Высота выхлопных труб – $8,0 \text{ м}$

Ист.№ 0086. ГПЭС САТ

Модель – Caterpillar G3516

Всего количество ГПЭС – 2 ед.

Эксплуатационная мощность ГПЭС – 975 кВт (100% нагрузка)

Время работы ГПЭС в год: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1924 ч/год; 2028год- 1900 ч/год

Тип используемого топлива – попутный газ

Паспортный расход топлива каждой ГПЭС - $260 \text{ м}^3/\text{час}$ (100% нагрузка)

Годовой расход газа: 2026год- 500 500 м³, 2027год- 500 240 м³, 2028год- 494 000 м³, в тоннах: 2026год- 305,305 тонн, 2027год- 305,146 тонн, 2028год- 301,34 тонн

Плотность газа - $0,61 \text{ кг}/\text{м}^3$

Диаметр выхлопной трубы - $0,4 \text{ м}$

Высота выхлопной трубы - $8,0 \text{ м}$

Ист.№ 0087. ГПЭС САТ

Модель – Caterpillar G3516

Всего количество ГПЭС – 2 ед.

Эксплуатационная мощность ГПЭС – 975 кВт (100% нагрузка)

Время работы ГПЭС в год: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1924 ч/год; 2028год- 1899 ч/год

Тип используемого топлива – попутный газ

Паспортный расход топлива каждой ГПЭС - $260 \text{ м}^3/\text{час}$ (100% нагрузка)

Годовой расход газа: 2026год- 500 500 м³, 2027год- 500 240 м³, 2028год- 493 740 м³, в тоннах: 2026год- 305,305 тонн, 2027год- 305,146 тонн, 2028год- 301,181 тонн

Плотность газа - $0,61 \text{ кг}/\text{м}^3$

Диаметр выхлопной трубы - $0,4 \text{ м}$

Высота выхлопной трубы - $8,0 \text{ м}$

№0045, 0046, 0053. ДЭС АДД-4004 (Передвижной дизельный сварочный агрегат) - 3 ед.

Марка каждого – 1) АДД-4004МВ 2) АДД-4004МВ 3) АДД-4004МУ1(03)

Количество – 3 ед.

Время работы каждого, ч/год – 730 Мощность, кВт – 37

Расход дизельного топлива – $5,6 \text{ л}/\text{час}$ (каждого) $\cdot 0,81 = 4,5 \text{ кг}/\text{час} \cdot 730/1000 = 3,285 \text{ тонн}/\text{год}$

Диаметр дымовой трубы, мм – 50 Высота дымовой трубы, м – $0,5$

№0056. Химическая лаборатория

Производительность вентилятора – $70 \text{ м}^3/\text{час} = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$

Время работы лаборатории, ч/год – 8760

Параметры вентиляционной трубы – $h = 2,0 \text{ м}$; $d = 0,2 \text{ м}$

№6005. АГЗУ 14-40-400

Тип, марка установки – Масса-14-40-400

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20 часов в год

Количество ФС и ЗРА – ЗРА – 35, ФС – 105

№6669. АГЗУ 14-40-400 (новая)

Тип, марка установки – Масса-14-40-400

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20 часов в год

Количество ФС и ЗРА – ЗРА – 35, ФС – 105

№6031. Блок дозирования реагентов (БДР-2-2,5-25)

Тип, марка, количество - 1 ед., БДР-2-2,5-25
Используемый хим.реагент – Рандем-2228
Плотность реагента (по паспорту), г/см³ - 0,8
Расход реагента: в 2026-2028г.г.- 51,518тонн
Насос НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6032. Блок дозирования реагентов (ОЗНА-дозатор 1-2,5-20)

Тип, марка, количество - ОЗНА-Дозатор 1-2,5-20 - 1 ед.
Используемый хим.реагент – Рандем-2228
Плотность реагента (по паспорту), г/см³ - 0,8
Расход реагента: в 2026-2028г.г. – 52,606тонн
Насос – НД2.5/100 - 2,5 л/час

№6033. Блок дозирования реагентов (БР-2,5)

Тип, марка, количество - 1 ед.
Используемый хим. реагент – Рандем-2228
Плотность реагента (по паспорту), г/см³ – 0,8
Расход реагента: в 2026-2028г.г.-10,884тонн
Насос 1,0Э6,3/150ПК1В – 6,3 л/час

№6034. Блок дозирования реагентов (БДР-2,5)

Тип, марка, количество - БДР-2,5 - 1 ед.
Используемый хим. реагент – Рандем-2228
Плотность реагента (по паспорту), г/см³ – 0,8
Расход реагента: в 2026-2028г.г.-1,814тонн
Насос – НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6670. Блок дозирования реагентов (самодельный по аналогу БДР -2,5)

Тип, марка, количество - БДР-2,5 - 1 ед.
Используемый хим. реагент – Рандем-2228
Плотность реагента (по паспорту), г/см³ – 0,8
Расход реагента: в 2026-2028г.г.-1,814тонн
Насос – НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6247. Нефтегазосепаратор

Тип и кол-во – НГС 2-1,6-3400 - 1 ед.
Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов в год
ФС – 16 ЗРА- 6

№6252. Нефтегазосепаратор

Тип и кол-во – НГС-1-П-1,6(1,4)-2400-1-И - 1 ед.
Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов в год
ФС – 16 ЗРА- 6

№0081. Печь подогрева нефти печи ПНК – 2,5

Марка печи и их количество – Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-2,5–1 ед.
Количество топок у печи – 1
Количество одновременно работающих топок – 1
Число форсунок на одну топку – 1
Теплопроизводительность одной топки – 2,5МВт (2,15Гкал/ч)
Топливо – попутный газ
Время работы: 2026год- 1980 ч/год; 2027год- 1980 ч/год; 2028год- 1901 ч/год
Максимальный расход топлива одной топки – 296 м³/час(180,6кг/час)
Расход газа в год: 2026год- 586080 м³, 2027год- 586080 м³, 2028год- 562696 м³
Плотность газа - 0,61кг/м³
Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 5 м, d = 0,3 м

№0096. Печь подогрева нефти ПП-0,63

Марка печи и их количество – ПП-0,63 – 1 ед.
Количество топок - 1
Количество одновременно работающих топок – 1
Число форсунок на одну топку – 1
Теплопроизводительность одной топки – 0,63 Гкал/час
Топливо – попутный газ
Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год
Плотность газа – 0,61кг/м³

Максимальный расход топлива одной топки, м³/час – 100 м³/час (61кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192500 м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 7 м, d = 0,5 м

№6253. Газосепаратор ГС СЦВ-7-219(1200)-12

Тип и кол-во – ГС СЦВ-7-219(1200)-12 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед., время работы 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 18

№6021. Газосепаратор ГС 1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС 1-2,5-600-1-И – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед., время работы 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 9

№6022. Газосепаратор ГС 1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС 1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед., время работы 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 9

№6258. Отстойник ОПФ

Тип отстойника и кол-во – ОПФ - 1 ед.

Объем аппарата – 125 м³

Количество ЗРА и ФС – 5 ЗРА и 15 ФС

Время работы – 8760 ч/год

№6028. Отстойник нефти ОН-200

Тип отстойника и кол-во – ОН-200 – 1 ед.

Время работы – 8760 ч/год

Объем аппарата – 200 м³

Количество ЗРА и ФС – 5 ЗРА и 15 ФС

№6029. Отстойник нефти ОГ-200

Тип отстойника и кол-во – ОГ-200 – 1 ед.

Время работы – 8760 ч/год

Объем аппарата – 200 м³

Количество ЗРА и ФС – 6 ЗРА и 18 ФС

№6259 КСУ (концевая сепарационная установка)

Тип и кол-во – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед., время работы 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 18

Высота источника: h-20м

№6094. РВС №1- 1000 м³

Количество – 1 ед., предназначена для сбора товарной нефти

Объем – 1000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С - 25

Максимальная температура нефти, °С -65

Плотность нефти (согласно анализам нефти лаборатории ПС и ПН) – 0,906 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 45

Температура начала кипения смеси, °С – 138

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года: 2026год- 19072,0тонн; 2027год- 96326,0тонн;
2028год- 74952,6тонн

№6095. РВС №2- 1000 м³

Количество – 1 ед., предназначена для сбора товарной нефти

Объем – 1000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С - 25

Максимальная температура нефти, °С -65

Плотность нефти (согласно анализам нефти лаборатории ПС и ПН) – 0,906 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 45

Температура начала кипения смеси, °С – 138

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года: 2026год- 19072,0тонн; 2027год- 96326тонн;
2028год- 74952,6тонн

№6096. РВС №3- 1000 м³

Количество – 1 ед., предназначена для сбора и отстоя нефтяной эмульсии

Объем – 1000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С -30

Максимальная температура нефти, °С -50

Плотность – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 461523,9тонн, в 2027году: 608170,4тонн; в 2028году- 374763,0тонн

№6097. РВС №4- 1000 м³

Количество – 1 ед., предназначена для сбора и отстоя нефтяной эмульсии

Объем – 1000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С -30

Максимальная температура нефти, °С -50

Плотность – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 461523,9тонн, в 2027году: 608170,4тонн; в 2028году- 374763,0тонн

№6158 РВС.№5 (2000 м³)

Количество – 1 ед, предназначена для сбора и отстоя нефтяной эмульсии

Объем – 2000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С -30

Максимальная температура нефти, °С -50

Плотность – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 461523,9тонн, в 2027году: 608170,4тонн; в 2028году- 374763,0тонн

№6159. РВС.№6 (2000 м³)

Количество – 1 ед, предназначена для сбора товарной нефти

Объем – 2000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С - 25

Максимальная температура нефти, °С -65

Плотность нефти– 0,906 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 45

Температура начала кипения смеси, °С – 138

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 153183,7тонн, в 2027году- 201857,0тонн; в 2028году- 74952,6тонн

№6384. РВС.№7 (2000 м³)

Количество – 1 ед, предназначена для сбора товарной нефти

Объем – 2000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С - 25

Максимальная температура нефти, °С -65

Плотность нефти– 0,906 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 45

Температура начала кипения смеси, °С – 138

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 153183,7тонн, в 2027году- 201857,0тонн; в 2028году- 74952,6тонн

№6385. РВС.№8 (5000 м³)

Количество – 1 ед., предназначен для сбора товарной нефти

Объем – 5000 м³

Тип резервуаров – наземные, вертикальные

Минимальная температура нефти, °С – 25

Максимальная температура нефти, °С -65

Плотность нефти– 0,906 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 45

Температура начала кипения смеси, °С – 138

Объем нефти, проходящий через резервуар в течение года, в 2026году: 153183,7тонн, в 2027году- 201857,0тонн; в 2028году- 74952,6тонн

№6103-6107. Насосы для нефти 6 НК

Марка насоса – 6НК –

Кол-во - 5ед для перекачки нефти на РВС и наливные стояки

Производительность насосов, м³/час 6НК – 120м³/час

Время работы каждого насоса, ч/год - 8760

№6386. Насос по перекачке нефти 6НК

Марка насоса – 6НК – 1ед для перекачки нефти между РВС

Производительность насосов, м³/час 6НК – 120м³/час

Время работы каждого насоса, ч/год - 8760

№6477,6478. Насосы для нефти 6 НК-9

Марка насоса – 6НК-9 – 2ед для перекачки нефти между РВС и печами

Производительность насосов, м³/час 6НК -9 – 120м³/час

Время работы каждого насоса, ч/год - 8760

№6298. Нефтеналивная эстакада (налив нефти в автоцистерны)

Кол-во – 1 ед. для налива в нефтевозы

Высота источника –6 м

Количество рукавов налива – 4 ед.

Производительность насоса (6НК) – 120м³/час

Годовой объем наливаемой нефти: в 2026году- 459551,2тонн/0,906т/м³ = 507231м³; в 2027году- 605571тонн/0,906т/м³= 668400,7м³; в 2028году- 373161,2тонн/0,906т/м³= 411877,7м³

Время налива нефти в автоцистерны по годам: в 2026году -4227часов, в 2027году- 5570часов; в 2028году- 3432часа

№6278. Дренажная емкость 63 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 63 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.0,5м = 0,2 м²

№6098. Насос НБ-32

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки с дренажной емкости 63м³

Производительность насоса, м³/час – 26

Время работы – 200 ч/год

№6279. Дренажная емкость 63 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 63 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.0,5 м = 0,2 м²

№6102. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки с дренажной емкости 63м³

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы насоса: 4380ч

№6280. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 60 м³

Время работы, ч/год – 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.0,5 м = 0,2 м²

№6119. Насос НБ-32

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки с дренажной емкости 25м³

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы – 200 ч/год

№6037. Дренажная емкость 25 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 25 м³

Время работы, ч/год - 4380 ч/год

Площадь поверхности испарения, м^2 – диам.0,5 м = 0,2 м^2

№6424. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки с дренажной емкости объемом 90м³

Производительность насоса, $\text{м}^3/\text{час}$ – 20

Время работы – 4380 ч/год

№6276. Дренажная емкость (слив нефти с месторождения Каратал и возврат на переподготовку с ПССН «Каратон»)

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. об.90 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м^2 – диам.0,5 м = 0,2 м^2

№№6655,6656. Насосы для перекачки нефти

Насосы для подачи товарной нефти из РВС в трубопровод, для транспортировки до ПССН «Каратон»

Марка насосов- ЦНС 63/1050

Время работы каждого насоса – 4380ч/год

Тип насоса: центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала.

СЛЕСАРНЫЙ ЦЕХ

№6339. Сварочный пост

Количество постов - 1

Типы и марка используемых электродов – LB52U (УОНИ 13/55)

Расход электродов – 1000 кг/год

Время работы поста – 1825 ч/год

№6340. Пост газорезки

Толщина металла – 4-5 мм

Время работы – 730 ч/год

№6341-6342. Углошлифовальная машинка (болгарка)

Количество – 2 шт.

Диаметр шлифовального круга - 180 мм

Время работы – 730 ч/год

№6343. Точильный станок

Марка станка и количество – 1 шт.

Диаметр круга – 140 мм

Время работы станка (двух шлиф. кругов) – 730 ч/год

№6344. Сверлильный станок

Марка станка и количество – 1 шт.

Время работы – 730 ч/год

Мощность, кВт -5

№6345. Токарный станок

Марка станка и количество – 1 ед.

Время работы – 730 ч/год

Мощность, кВт - 10

№6616. Промывочная ванна для деталей спецтехники и оборудования

Размер ванны- 2 х 1(2м²)

Промывается в дизтопливе

Время использования в год -52часа

Ист№6617. Насос НБ-32

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки с дренажа

Производительность насоса, $\text{м}^3/\text{час}$ – 20

Время работы – 4380 ч/год

Ист.№6618. Дренаж. емкость (слив нефти месторождения Прибрежное и Джуман)

Объем емкости – 60м³

Время работы, ч/год – 8760ч/год

Диаметр - 0,5м

Площадь поверхности испарения, м^2 -0,2 м^2

Морское (блок Западный)**Площадка № 5 (скв. №19)****№0002. Печь подогрева нефти ПП-0,63А**

Марка печи и их количество – ПП-0,63А – 1 ед.

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год; 2028год- 1295 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 100 м³/час (61кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 586080 м³, 2027год- 586080 м³, 2028год- 562696 м³

Плотность газа - 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6 м, d = 0,5 м

№0026. ДЭС Alimar (ALMDZEE 275)

Модель - EAG-275

Количество – 1 ед

Время работы, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт - 242

Расход дизельного топлива – 58,3 л/час * 0,81 * 365 / 1000 = 17,24 тонн/год

Диаметр дымовой трубы – 0,15

Высота дымовой трубы – 3,0

№6006. АГЗУ ОЗНА-Массомер ЕЕ-400-14

Тип, марка установки – АГЗУ ОЗНА-Массомер ЕЕ-400-14

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20ч/год

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 19, ФС – 57

№6484. Блок дозирования хим. Реагента

Тип, марка, количество - БДР-2,5 - 1 ед.

Используемый хим.реагент – Рандем-2228

Плотность реагента (по паспорту), г/см³ – 0,8

Расход реагента: в 2026-2028г.г.- 19,228тонн

Насос – НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6270-6271. Емкость для сбора нефти РГС 70 м³ - 2 ед. (РГС №1-№2)**№6272,6273. Емкость для сбора нефти РГС 70 м³ - 2 ед. (РГС №3-№4)- демонтировали в 2025году, в 2026году одну емкость вернули (ист.6272)**

Количество – 3 ед., предназначены для сбора нефти на время остановки коллектора ПС и ПН, и при прокачке скважин

Объем - 70 м³

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С -15

Максимальная температура нефти, °С -25

Плотность нефти – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

год	Всего, т/год	Объем нефти проходящий через каждый резервуар, тонн/год		
		РГС №1 (6270)	РГС №2 (6271)	РГС №3 (6272)
2026-2028	3600	1200	1200	1200

№6479. Выкидная линия от АГЗУ

ЗРА – 21, ФС-42

№6351. Нефтегазосепаратор

Тип и кол-во – 1 ед., НГС-1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20ч/год

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3 ед., ФС - 21 ед.

№6353. Газосепаратор

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20ч/год

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 7

№6398-6399. Насосы для нефти (Мультифазный насос) - 2 ед.

Марка насоса – Наземный мультифазный винтовой насос (HL5800T06-3.2МПа/200NN)

Производительность насоса, м³/час – 70

Время работы каждого насоса, ч/год – 2026-2028г.г. - 4380

№6373. Дренажная емкость 50 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 50 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Диаметр люка, м - 0,5, площ.испар = 0,2 м²

№6387. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 - 1 ед.

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы насоса, ч/год - 4380 ч/год

№№6427,6499,6500,6600,6601. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 5 ед объемом 300 л или 0,3 м³

Время работы, ч/год - 2190 ч/год

Диаметр люка, м – 0,5, площ.испар = 0,2 м²

№ист 6619. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед объемом 300 л или 0,3 м³

Время работы, ч/год - 2190 ч/год

Диаметр люка, м – 0,5, площ.испар = 0,2 м²

№ист.6620. Насос НБ-50

Тип – НБ-50

Кол-во – 1

Производительность - 20 м³/час

Время работы насоса – 1825 ч/год

№ист.6621. Наливной стояк

Объем нефти, проходящий через стояк в год - 3750 м³

Время работы стояка в год - 234 ч

Площадка №6 (скв. №58)**№0066. Устьевой нагреватель (печь) УН-0,2**

Марка печи и их количество – УН-0,2 – 1 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок - 1

число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 0,2 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026 год- 1650 ч/год; 2027 год- 1665 ч/год; 2028 год- 1295 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки: 25 м³ (15,3 кг/час)

Расход газа в год: 2026 год- 41250 м³, 2027 год- 41625 м³, 2028 год- 32375 м³

Плотность газа – 0,61 кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6,0 м, d = 0,3 м

№0037. ВСJD 100P

Марка – John Deere WPJD 100P

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год: 2026-2028г.г.- 730 ч/год

Мощность стационарной дизельной установки, кВт - 80

Расход дизельного топлива: 2026-2028г.г.- 27,5 л/час/1000*0,81 (т/м³)*730ч=16,261 тонн/год

Диаметр дымовой трубы – 0,15 м

Высота дымовой трубы – 2 м

№6263. АГЗУ 40-1-400

Тип, марка установки – АГЗУ ОЗНА-Импульс-40-1-400
 Количество, ед. – 1
 Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20ч/год
 Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 9

№6077-6078. Емкость сбора нефти РГС 60 м³

Количество – 2 ед., предназначены для сбора нефти на время профилактических работ на коллекторе, при прокачке скважин после КРС
 Объем емкостей – по 60 м³
 Тип резервуаров – наземный, горизонтальные
 Минимальная температура нефти, °С -15
 Максимальная температура нефти, °С -25
 Плотность нефти (согласно проекту разработки) – 0,96 т/м³
 Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3
 Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	Объем нефти, тонн		
	Всего, т/год	РГС№1 (6077)	РГС№2 (6078)
		т/год	т/год
2026	3600	1800	1800
2027	3600	1800	1800
2028	3600	1800	1800

№6130. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 - 1 ед.
 Производительность насоса, м³/час – 20
 Время работы насоса, ч/год – 2190

Площадка №7 скв. №59**№0008. Печь подогрева нефти ПП-0,63АГ**

Марка печи и их количество – ПП-0,63АГ - 1 ед.
 Количество топок - 1
 Количество одновременно работающих топок - 1
 Число форсунок на одну топку – 1
 Теплопроизводительность одной топки – 0,63 Гкал/час
 Топливо – попутный газ
 Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1923 ч/год; 2028год- 1295 ч/год
 Максимальный расход топлива одной топки – 100 м³/час (61кг/час)
 Расход газа в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192300 м³, 2028год- 129500 м³
 Плотность газа - 0,61кг/м³
 Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6 м, d = 0,5 м

Ист№0088. ДЭС WPJD 100

Марка –John Deere 100 P
 Количество – 1 ед.
 Время работы, ч/год – 365
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт - 80
 Расход дизельного топлива – 27,5 л/час *0,81*365/1000 = 8,13 тонн/год
 Диаметр выхлопной трубы – 0,15м
 Высота выхлопной трубы – 3 м

Ист.№0089. АД-100С-Т400-1Р-М50Л

Количество – 1 ед.
 Время работы – 365 ч/год
 Мощность стационарной дизельной установки, кВт - 100
 Расход дизельного топлива, л/час – 28,6 л/час*0,81*365/1000 = 8,456 тонн/год
 Диаметр дымовой трубы – 100 мм = 0,1 м
 Высота дымовой трубы – 2,5 м

№6307. Емкость для дизтоплива для подпитки дизгенератора WPJD 100 -1 м³

Количество – 1 ед.

Объем ёмкости, м³ – 1

Тип – наземная, вертикальная

Кол-во топлива: 8,13 тонн/год или 10,037 м³/год (по 5,02 м³/год- в в/л и о/з период)Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 3**№6622. Емкость для дизтоплива для подпитки дизгенератора WPJD 100 -1 м³**

Количество – 1 ед.

Объем ёмкости, м³ – 1

Тип – наземная, вертикальная

Кол-во топлива: 8,13 тонн/год или 10,037 м³/год (по 5,02 м³/год- в в/л и о/з период)Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 3**№6011. АГЗУ-14-400-400**

Тип, марка установки –АГЗУ-Масса-14-400-400

Предохранительный клапан- 1ед, время работы -20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 19, ФС – 57

№6623.АГЗУ

Тип, марка установки –АГЗУ-Масса-14-400-400

Предохранительный клапан- 1ед, время работы -20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 19, ФС – 57

№6251. Нефтегазосепаратор НГС-II-2,5-1200

Тип - НГС-II-2,5-1200

Предохранительный клапан- 1ед, время работы -20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС - 16

№6027. Газосепаратор ГС

Тип и кол-во – ГС 1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан- 1ед, время работы -20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 16

№6079-6081. Емкость сбора нефти РГС.**в 2025году РГС (ист.6080) демонтирован, в 2026году- вернули**

Количество – 3 ед., предназначены для сбора нефти со скважин на время ремонтаколлектора, и прокачке скважин

Объем – 3 ед. - 60 м³.

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С -15

Максимальная температура нефти, °С -25

Плотность нефти – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	Объем нефти ,тонн/год			
	Всего	Через каждый резервуар		
		РГС№1(6079)	РГС№2(6080)	РГС№3(6081)
2026	5400	1800	1800	1800
2027	5400	1800	1800	1800
2028	5400	1800	1800	1800

№6133. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 - 1 ед.

Производительность насоса, м³/час – 20Время работы насоса, ч/год: 2026-2028год-5625м³/20м³/час=282ч**№6297. Нефтеналивной стояк**

Кол-во – 1 ед.

Высота источника – 3 м

Количество рукавов налива – 1 рукав

Годовой объем наливаемой нефти: в 2026-2028году- 5400/0,96 = 5625м³Производительность насоса – 20 м³/час

Время налива нефти в автоцистерны: 2026-2028г.г.- 5625/20=282ч

№6134, 6277. Насос для нефти (НБ-125) - 2 ед.

Марка насоса – НБ-125 - 2 ед.

Производительность насоса, м³/час – 46

Время работы насоса, ч/год - 4380 ч/год

№6485. Насос для нефти (НБ-125)

Марка насоса – НБ-125 - 1 ед.

Производительность насоса, м³/час – 70

Время работы насоса, ч/год - 2190 ч/год

№6374. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 50 м³ Время работы – 8760 ч/год

Диаметр люка, м – 0,6 м = 0,3 м²

Площадка №12**№0082. Печь подогрева нефти ПП-0,63**

Марка печи и их количество – ПП-0,63 – 1 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1923 ч/год; 2028год- 1295 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 100 м³/час (61кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192300 м³, 2028год- 129500 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 7 м, d = 0,5 м

№0083. ДЭС ВСJD 100P

Марка – John Deere CD4045HF158

Количество – 1 ед

Время работы, ч/год – 730

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт – 80

Расход дизельного топлива в год: 2026-2028г.г. 27,5 л/час/1000*0,81*730ч= 16,261 тонн

Диаметр дымовой трубы – 10 мм

Высота дымовой трубы – 3 м

№6470. Нефтегазосепаратор НГС (1-1,6-1200)

Тип и кол-во – 1 ед., НГС1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС - 105

№6471. Газосепаратор ГС-1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 9

№6472. Насос для нефти (НБ-125)

Марка насоса – НБ-125 – 1 ед, предназначен для перекачки с дренажа

Производительность насоса, м³/час – 46

Время работы – 4380 ч/год

№6114. Насос НБ-32 (перенесен с площадки №1)

Производительность насоса, м³/час – 46

Время работы – 4380 ч/год

№6473. Дренажная емкость

Кол-во 1 ед Объем – 10м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.0,5 м = 0,2 м²

№№6474,6475. РГС

Количество – 2 ед., предназначены для сбора нефти при остановке работы коллектора и при прокачке скважин

Объем – 2 ед. по 50 м³

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С -15

Максимальная температура нефти, °С -25

Плотность нефти – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	ВСЕГО	Объем нефти, проходящий через каждый резервуар, тонн	
		РГС№1 (6474)	РГС№2 (6475)
2026	12000	6000	6000
2027	12000	6000	6000
2028	12000	6000	6000

**Площадка скв. №21
№0030. ДЭС ВСJD 100P**

Марка – John Deere CD4045HF158Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 730

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт – 80

Расход дизельного топлива в год: 2026-2028г.г. 27,5 л/час/1000*0,81*730ч= 16,261тонн

Диаметр выхлопной трубы – 0,15м

Высота выхлопной трубы – 3 м

**Площадка скв. №26
№0031. ДЭС WPJD 100P**

Марка –John Deere 100 PКоличество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 365

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт - 80

Расход дизельного топлива – 27,5 л/час *0,81*365/1000 = 8,13 тонн/год

Диаметр выхлопной трубы – 0,15м

Высота выхлопной трубы – 3 м

Эксплуатационные скважины- №№ 6164, 6221, 6223-6246, 6312-6320, 6325-6327, 6321, 6420, 6462, 6480-6483, 6611-6613, 6641-6644, 6650-6652, 6663-6665, 6673-6677

Кол-во ФС и ЗРА на 1скв.: 5 ЗРА и 15 ФС

Кол-во скважин

на 2026год – 55: №№6164 (12), 6221 (10), 6223 (342), 6224 (57), 6225 (82), 6226 (360), 6227 (326), 6228 (362), 6229 (396), 6230 (380), 6231 (19), 6232 (56), 6233 (346), 6234 (ЮЗМ1), 6235 (364), 6236 (83), 6237 (59), 6238 (67), 6239 (60), 6240 (322), 6241 (348), 6242 (81), 6243 (400), 6244 (401), 6245 (402), 6246 (21), 6312 (15), 6313 (6Д), 6314 (24), 6315 (23), 6316 (13), 6317 (17), 6318 (35), 6319 (22), 6320 (26), 6325 (62), 6326 (63), 6327 (64), 6321 (398), 6420 (410), 6462 (412), 6480 (61), 6482 (69), 6483 (84), 6611 (404), 6612 (405), 6613 (406), 6481 (68), 6641 (403), 6642 (420), 6643 (421), 6644(429) , 6650 (422), 6651(423), 6652(424),6663(426), 6664(425), 6665(427)

2027год-58скв: №№6164 (12), 6221 (10), 6223 (342), 6224 (57), 6225 (82), 6226 (360), 6227 (326), 6228 (362), 6229 (396), 6230 (380), 6231 (19), 6232 (56), 6233 (346), 6234 (ЮЗМ1), 6235 (364), 6236 (83), 6237 (59), 6238 (67), 6239 (60), 6240 (322), 6241 (348), 6242 (81), 6243 (400), 6244 (401), 6245 (402), 6246 (21), 6312 (15), 6313 (6Д), 6314 (24), 6315 (23), 6316 (13), 6317 (17), 6318 (35), 6319 (22), 6320 (26), 6325 (62), 6326 (63), 6327 (64), 6321 (398), 6420 (410), 6462 (412), 6480 (61), 6482 (69), 6483 (84), 6611 (404), 6612 (405), 6613 (406), 6481 (68), 6641 (403), 6642 (420), 6643 (421), 6644(429) , 6650 (422), 6651(423), 6652(424),6663(426), 6664(425), 6665(427), 6673 (WM 428), 6674 (WM429), 6675 (P3)

2028год: 60скв:

№№6164 (12), 6221 (10), 6223 (342), 6224 (57), 6225 (82), 6226 (360), 6227 (326), 6228 (362), 6229 (396), 6230 (380), 6231 (19), 6232 (56), 6233 (346), 6234 (ЮЗМ1), 6235 (364), 6236 (83), 6237 (59), 6238 (67), 6239 (60), 6240 (322), 6241 (348), 6242 (81), 6243 (400), 6244 (401), 6245 (402), 6246 (21), 6312 (15), 6313 (6Д), 6314 (24), 6315 (23), 6316 (13), 6317 (17), 6318 (35), 6319 (22), 6320 (26), 6325 (62), 6326 (63), 6327 (64), 6321 (398), 6420 (410), 6462 (412), 6480 (61), 6482 (69), 6483 (84), 6611 (404), 6612 (405), 6613 (406), 6481 (68), 6641 (403), 6642 (420), 6643 (421), 6644(429) , 6650 (422), 6651(423), 6652(424),6663(426), 6664(425), 6665(427), 6673(WM428), 6674(WM429),6675 (P3), 6676(WM430), 6677(P4)

СКЛАД**№0072-0073. Теплогенераторы**

Кол-во- 2 ед.

Назначение: обогрев здания склада

Марка и количество – теплогенератор EUGEN-B модель B 160 V ST N с горелкой CIB UNIGASNG200 - 2 ед.

Время работы каждого генератора: в 2026году-1847 ч/год, в 2027году- 1847 ч/год, в 2028году- 1847ч/год

Тип используемого топлива – попутный газ

Расход топлива каждого теплогенератора (по паспорту), м³/час – 19 м³/час, в 2026году – 35093м³, в 2027году – 35093м³ и в 2028году- 35093м³

Номинальная тепловая мощность, кВт – генератора – 200 кВт, факт. 180 кВт

Параметры выхлопной трубы – h = 15 м, d = 0,190м

№6408-6409. Емкость для дизтоплива

Количество – 2 ед, одна емкость под зимнее дизтопливо, вторая – под летнее.

Объем – 60 и 75 м³

Тип – горизонтальная

Годовое кол-во дизельного топлива, проходящее через емкости: 150м³ (зимнее)*0,8т/м³=120тонн; 150м³ (летнее) *0,82т/м³ =123тонны

Плотность летнего диз. Топлива – 0,82т/м³

Плотность зимнего дизтоплива – 0,8т/м³

Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час – 3

№6311. Емкость для бензина

Количество – 1 ед.

Объем – 10 м³

Тип – горизонтальная

Кол-во топлива т/год - 20 м³/год

Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час – 3

№6346. Заправочные рукава (пункт заправки транспорта)

Количество рукавов – 2 ед. (1 – д/т, 1 – бензин)

Кол-во топлива: д/т – 300 м³/год (150м³ – зимнее, 150м³ – летнее), бензин – 20 м³/год

Производительность, м³/час – 40 л/мин или 2,4 м³/час

Площадка нефтепромысла (в целом)**№0074. Агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок (АРОК) – 1 ед.**

Марка – Камаз 44108-013-10g

Количество – 1 ед.

Мощность, кВт – 191 (260)

Время работы агрегата, ч/год – 2920

Расход дизтоплива, л/час – $43,5 * 0,81 * 2920 / 1000 = 103$ тонн/год

На месторождении функционирует передвижной агрегат, предназначенный для перекачки нефти, который смонтирован из ДЭС Perkins, насоса НБ-32 и емкости сбора нефти объемом 5 м³. Параметры оборудования агрегата приведены ниже:

№0078. ДЭС Perkins

Предназначен – для выработки энергииобъем емкости - 5 м³

Марка двигателя – Perkins 403C-15G, мощность 11 кВтТопливо – дизельное

Расход топлива - 10 л/ч*0,81*200/1000 = 1,62 тонн/год

№6430. Емкость для нефти

Количество – 1 ед., для сбора нефти

Объем - 5 м³

Тип – наземный, горизонтальный

Минимальная температура нефти, °С - 15 (ср. по блоку Огайское и Морское)

Максимальная температура нефти, °С - 25(ср. по блоку Огайское и Морское)

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,9 (ср. по блоку Огайское и Морское)

Плотность нефти – 0,95 т/м³ (ср. по блоку Огайское и Морское)

Температура начала кипения смеси, °С – 165,5 (ср. по блоку Огайское и Морское)

Объем нефти, проходящей через резервуар - 10000 м³ или 9400 тонн/год

№6626. Пост покраски

Укажите расход краски ПФ-115- 4000 кг/год= 4тонн/год

Обезжиривающий материал перед покраской (марка)-растворитель -646

Расход растворителя – 500л/год*860гр/л (плотность)= 430 000 гр/год = 430кг/год = 0,43тонн/год

Чем проводится обезжиривание и нанесение краски: кистью, валиком

Время обезжиривания– 2190 ч/год

Время нанесения краски - 3500 ч/год

Ист. №6657,6658,6659, 6660, 6661, 6662**Резервуары нефтепромысла (зачистка от нефтешлама)*****Ист.загрязнения 6657 Резервуар 2000м3***

Ист.выделения 001. Пропарка резервуара

Время пропарки при очистке: в 2026-2028гг- 12 часов в год;

Объем нефтешлама:

в 2026-2028 году- 40т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из резервуара

Время откачки нефтешлама: в 2026-2028гг – 30 часов в год

Ист. выделения0003.Дегазация резервуара

Время дегазации во время очистки: в 2025-2026гг – 12 часов в год

Ист. выделения0004. Промывка резервуара

Время промывки в процессе очистки: в 2025-2026гг- 6 часов в год.

Ист.загрязнения 6658 Резервуар 1000м3 (2ед)

Ист.выделения 001. Пропарка резервуара

Время пропарки при очистке: в 2026-2028гг - 30 часов в год;

Объем нефтешлама:

в 2026-2028г.г.- 120т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из резервуара

Время откачки нефтешлама:2026-2028гг – 222 часа в год

Ист. выделения0003.Дегазация резервуара

Время дегазации во время очистки: в 2026-2028гг – 30 часов в год

Ист. выделения0004. Промывка резервуара

Время промывки в процессе очистки: в 2026-2028гг- 18 часов в год.

Ист.загрязнения 6659 НГС 150м3

Ист.выделения 001. Пропарка нгс

Время пропарки при очистке: 2026-2028г.г- 6 часов в год;

Объем нефтешлама:

в 2026-2028 году- 50т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из нгс

Время откачки нефтешлама:

в 2026-2028гг – 78 часов в год

Ист. выделения0003.Дегазация нгс

Время дегазации во время очистки:

2026-2028гг – 6 часов в год

Ист. выделения0004. Промывка нгс

Время промывки в процессе очистки: в 2026-2028гг- 6 часов в год.

Ист.загрязнения 6660 ОПФ 125м3

Ист.выделения 001. Пропарка отстойника

Время пропарки при очистке: в 2026-2028г – 6 часов в год

Объем нефтешлама: в 2026-2028гг – 15т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из нгс

Время откачки нефтешлама: в 2026-2028г.г – 12 часов в год

Ист. выделения0003.Дегазация нгс

Время дегазации во время очистки: в 2026-2028г.г- 3 часа в год

Ист. выделения0004. Промывка нгс

Время промывки в процессе очистки: в 2026-2028г.г- 3 часа в год.

Ист.загрязнения 6661 ОН 200м3*Ист.выделения 001. Пропарка отстойника*

Время пропарки при очистке: в 2026-2028г.г – 6 часов в год

Объем нефтешлама: в 2026-2028г.г. – 30т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из отстойника

Время откачки нефтешлама: в 2026-2028г.г – 48 часов в год

Ист. выделения0003.Дегазация отстойника

Время дегазации во время очистки: в 2026-2028г.г- 12 часов в год

Ист. выделения0004. Промывка отстойника

Время промывки в процессе очистки: в 2026-2028г.г- 6 часов в год.

Ист.загрязнения 6662 ОГ 200м3*Ист.выделения 001. Пропарка отстойника*

Время пропарки при очистке: в 2026-2028г.г – 6 часов в год

Объем нефтешлама: в 2026-2028г.г. – 30т/год

Ист.выделения0002. Откачка нефтешлама из отстойника

Время откачки нефтешлама: в 2026-2028г.г – 47 часов в год

Ист. выделения0003.Дегазация отстойника

Время дегазации во время очистки: в 2026-2028г.г- 4 часа в год

Ист. выделения0004. Промывка отстойника

Время промывки в процессе очистки: в 2026-2028г.г- 3 часа в год.

ист.№6671. Площадка хранения пескахранение песка, используемого для обваловки скважин и площадок месторождения
местные условия: склады, хранилища закрытый с 3-х сторон

влажность – 2%

размер песка-0,25мм

площадь сдува – 20 на 200м

время хранения в год – 8760часов

Блок Огайское**Площадка №1****№0001. Печь подогрева нефти ПП-0,63АГ**

Марка печи и их количество – ПП-0,63АГ – 1 ед.

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год; 2028год- 1900 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 100 м³/час (61кг/час)Расход газа в год: 2026год- 192500 м³, 2027год- 192500 м³, 2028год- 190000 м³Плотность газа - 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 5 м, d = 0,5 м

Ист.№0090. Печь ПНК-1,9

Марка печи и их количество – ПНК-1,9 - 1 ед.

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1925 ч/год; 2027год- 1925 ч/год; 2028год- 1900 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 235м³/час (143,4кг/час)Расход газа в год: 2026год- 452375 м³, 2027год- 452375 м³, 2028год- 446500 м³Плотность газа - 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6 м, d = 0,5 м

№0050. ДЭС Alimar (AlMDZEE 275)

Марка – AlMDZEE 275

Количество – 1 ед.

Время работы – 365 ч/год

Мощность стационарной дизельной установки, кВт - 242

Расход дизельного топлива – 58,3 л/час *0,81*365/1000 = 17,24 тонн/год

Диаметр выхлопной трубы – 0,15м

Высота выхлопной трубы – 2м

№0015-0017, 0059. ГПЭС

Марка ГПЭС – Газовый генератор, модель «500GJZ1-PwT-ESM3»

Всего количество ГПЭС – 4 ед.

Эксплуатационная мощность ГПЭС – 500 кВт

Время работы каждого ГПЭС: в 2026г.- 1925ч, в 2027г.- 1925ч; в 2028г.- 1900 ч.

Тип используемого топлива – попутный газ

Паспортный расход топлива каждого ГПЭС – 100 м³/час

Расход топлива в год: 2026г.- 192500м³ (117,425тонны), 2027г.- 192500м³ (117,425тонны), 2028г.- 190000м³ (115,900тонны),

Диаметр выхлопных труб – 0,25 м

Высота выхлопных труб – 8,0м

№6008. АГЗУ-40-10-400

Тип, марка установки – Озна-импульс-40-10-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС –ЗРА-5, ФС-10

№6498. Блок дозирования реагента

Тип, марка, количество – БДР 2,5

Используемый хим.реагент – Рандем-2228

Плотность реагента (по паспорту), г/см³ - 0,8

Расход реагента в год: в 2026-2028г.г.- 10,884тонн

Насос - НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6304. Манифольд

Количество ФС и ЗРА на каждой –ЗРА - 15, ФС – 70

Время работы – 8760 ч/год

№6013. Нефтегазосепаратор НГС -1,0-П-1,6(9,4)-2000-1-И

Тип и кол-во – 1 ед., НГС-1,0-П-1,6(9,4)-2000-1-И

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС - 18

№6023. Газосепаратор ГС-1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 8, ФС – 24

№6117-6118. Насосы для нефти (Мультифазный насос - 2 ед.)

Марка насоса – HL4000S06-3.2МПа/261 - 2 ед., для перекачки газожидкостной смеси

Производительность насоса, м³/час – 65 (номинальная)

Время работы каждого насоса, ч/год – 4380

№6400. Насос для нефти (Мультифазный насос)

Марка насоса – SJ13UZH6SGT - 1 ед., для перекачки газожидкостной смеси

Производительность насоса, м³/час – 75 (номинальная)

Время работы каждого насоса, ч/год – 4380

№6039. Дренажная емкость 4 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 4 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,03 м²

№6038. Дренажная емкость 50 м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 50 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам. 0,5 м = 0,2 м²

№6281. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. об. 20 м³
Время работы, ч/год - 8760 ч/год
Площадь поверхности испарения, м² – 0,2 м²

Площадка №2 (скв. №30)**№0065. Печь подогрева нефти ПНК-1,9**

Марка печи и их количество – Подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 – 2 ед.
Количество топок у 1 печи - 1
Количество одновременно работающих топок – 1
Число форсунок на одну топку – 1
Теплопроизводительность одной топки – 1,6 Гкал/час
Топливо – попутный газ
Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1650 ч/год
Максимальный часовой расход топлива одной топки – 235 м³/час(143,4кг/час),
Расход газа в год: 2026год- 419475 м³, 2027год- 417125 м³, 2028год- 387750 м³
Плотность газа - 0,61кг/м³
Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 5 м, d = 0,3 м

№0051. ДЭС ВСJD 200P

Марка – John Deer
Количество – 1 ед.
Время работы, ч/год – 365
Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 177
Расход дизельного топлива, л/час – 40,7 л/час/1000*0,81= 0,033тонн/час*365ч= 12,045тонн в год
Диаметр выхлопной трубы – 10 ммВысота выхлопной трубы -4,0м

Ист.№0091. ДЭС JD-2011B

Марка – JD-2011B
Количество – 1 ед.
Время работы каждого генератора, ч/год – 365
Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 160
Расход дизельного топлива л/час - 40,1л/час/1000*0,81т/м³*365ч= 11,85тонн
Диаметр выхлопной трубы – 0,1м
Высота выхлопной трубы – 3 м

Ист.№0092. ДЭС JD-2011B (перенос с пл.4 скв.51)

Марка – JD-2011B
Количество – 1 ед.
Время работы каждого генератора, ч/год – 365
Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 160
Расход дизельного топлива л/час - 40,1л/час/1000*0,81т/м³*365ч= 11,85тонн
Диаметр выхлопной трубы – 0,1м
Высота выхлопной трубы – 3 м

№6308. Емкость для дизтоплива для ВСJD 200P- 1 м³

Количество – 1 ед.
Объем ёмкости, м³ – 1
Тип – наземная, вертикальная
Кол-во топлива т/год – 12,045 тонн или 15 м³/год (по 7,5 м³/год в в/л и о/з период)
Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 3

№6009. АГЗУ 14-40-400

Тип, марка установки – АГЗУ Масса-14-40-400 на 14 скв.
Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов
Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС - 105

№6672. АГЗУ 14-40-400 (новое)

Тип, марка установки – АГЗУ Масса-14-40-400 на 14 скв.
Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов
Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС - 105

№6248. Нефтегазосепаратор (НГС-1-1,6-1200-2-К)

Тип и кол-во – НГС-1-1,6-1200-2-К - 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 18

№6024. Газосепаратор ГС-1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20 часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 4, ФС – 16

№6070-6072, №6486. Емкость сбора нефти РГС - 4 ед

Количество – 4 ед предназначены для сбора нефти при ремонте коллектора или припрокачке скважин

Объем – №4(1) - 60 м³, №6 (2)- 60 м³, №7(3) - 50 м³; РГС №8 (4)-50 м³

Тип резервуаров – наземные, горизонтальные

Минимальная температура смеси – 15

Максимальная температура смеси -25

Плотность нефти – 0,94 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,5

Температура начала кипения смеси, °С – 145

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам

год	Всего, тонн/год	Объем нефти, походящий через каждый резервуар, тонн/год			
		РГС №4 (6070)	РГС №6(6071)	РГС №7(6072)	РГС №8(6486)
2026	7200	1800	1800	1800	1800
2027	7200	1800	1800	1800	1800
2028	7200	1800	1800	1800	1800

№6120. Насос для перекачки нефти НБ-32

Марка насоса – НБ-32 – 1 ед., предназначен для перекачки нефти из РГС на коллектор

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы – 426 ч/год

№6394-6395. Насосы для нефти (Мультифазный насос - 2 ед.)

Марка насоса – HL 5100SO6-32MPa-216, предназначены для перекачки нефти

Производительность насоса, м³/час – 65

Время работы каждого насоса, ч/год – 4320

№6375. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 14 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,2 м²

№6435. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 2 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,81 м² (90*90)

№6440. Манифольд

Время работы – 8760 ч/год

Количество ЗРА и ФС: ЗРА 14, ФС-28

Площадка №3 (скв. №50)**№0085. ДЭС Teksan**

Марка двигателя – Teksan TJ440BD5C

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт - 315

Расход дизельного топлива в год: 63,5 л/час/1000*0,81 т/м³*365 ч = 18,7 тонн

Диаметр выхлопной трубы – 0,1 м

Высота выхлопной трубы – 3 м

№0006. Печь подогрева нефти ПП-0,63 А

Марка печи и их количество – ПП-0,63 А - 1 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок - 1

исло форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1650 ч/год
Максимальный расход топлива одной топки: 100 м³/час(61кг/час)
Расход газа в год: 2026год- 178500 м³, 2027год- 177500 м³, 2028год- 165000 м³
Плотность газа – 0,61кг/м³
Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6 м, d = 0,5 м

№0058. Печь подогрева нефти ПНК-1,9

Марка печи и их количество – подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 – 1 ед.

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1650 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 235 м³/час(143,4кг/час)
Расход газа в год: 2026год- 419475 м³, 2027год- 417125 м³, 2028год- 387750 м³
Плотность газа – 0,61кг/м³
Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6,0 м d = 0,43 м

№6264. АГЗУ МАССА ММ-40-10-400

Тип, марка установки – установка измерительная МАССА ММ 40-10-400

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 14, ФС – 42

№6487. АГЗУ МАССА ММ-40-10-400

Тип, марка установки – МАССА ММ 40-10-400

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 14 ФС – 42

№6488. Блок дозирования хим.реагента

Тип, марка, количество - БДР-2-2,5-25- 1 ед.,

Используемый хим.реагент – Рандем-2228

Плотность реагента (по паспорту), г/см³ - 0,8

Расход реагента в 2026-2028г.г.– 11,428тонн

Насос - НД 2.5/100 - 2,5 л/час

№6305. Манифольд

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 41 ФС – 123

Время работы - 8760 ч/год

№6020. Нефтегазосепаратор (НГС 1-1,6-1200)

Тип и кол-во – 1 ед., НГС 1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС - 21

№6025. Газосепаратор ГС-1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600-2-Т-1 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1 ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 16

№№6047, 6073, 6074. Емкость сбора нефти РГС

предназначены для сбора нефти при прокачке скважин на время КРС ипри ремонте коллектора

Количество – 3 ед.,

Объем – №1 - 73 м³, №2 - 60 м³, №3 - 60 м³ -

Тип резервуаров – наземные, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С - 15

Максимальная температура нефти, °С – 25

Плотность нефти – 0,94т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,5

Температура начала кипения смеси, °С – 145

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	тонн			
	Всего, тонн/год	Объем нефти, проходящий через каждый резервуар, тонн/год		
		РГС№1 (6073)	РГС№2 (6074)	РГС№3 (6047)
2026-2028	6000	2000	2000	2000

№6124-6125. Насосы для нефти (Мультифазные насосы)

Марка насоса – мультифазные насосы HL2600SO4-3.2MPa/200NA,

предназначены для перекачки нефти

Кол-во - 2

Производительность насоса, м³/час – 35 (номинальная)

Время работы насосов, ч/год – 4380

№6126, №6610. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 - 2ед, предназначен для закачки нефти из резервуаров на общий коллектор

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы насоса, ч/год – 4380

№6040. Дренажная емкость 50м³

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 50м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.20 см = 0,03 м²

№6436. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед.

объемом 0,5м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.20 см = 0,03 м²

№№6437, 6602-6609. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 9ед, объемом 3 м³ (каждая)

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,15 м = 0,02 м²

Площадка №4 (скв. №51)**№0007. Печь подогрева нефти ПНК-1,9**

Марка печи – ПНК-1,9

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1624 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 235 м³/час (143,4кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 419475 м³, 2027год- 417125 м³, 2028год- 381640 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 5,3 м, d = 0,43 м

№0042. ДЭС DEUTZ 200 кВт- демонтаж, замена на ТЕКСАН TJ700HD**№0095. ТЕКСАН TJ700HD**

Работает на время отключения ГПЭС

Марка – ТЕКСАН TJ700HD

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 420кВт

Расход дизельного топлива в год: 103,8л/час/1000*0,81т/м³ * 365 = 30,7тонн

Диаметр дымовой трубы – 0,1м

Высота дымовой трубы – 2 м

№6306. Емкость для дизтоплива 1 м³

Количество – 1 ед.

Объем ёмкости, м³ – 1

Тип – наземная, вертикальная

Кол-во топлива т/год – 45,260 тонны или 55,877 м³/год (по 27,939м³/год в в/л и о/з период)

Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 0,05

№6007. АГЗУ МЕРА 40-8-400

Тип, марка установки – АГЗУ Мера 40-8-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 22, ФС – 82

№6348. АГЗУ Масса 14-40-400

Тип, марка установки – АГЗУ Масса 14-40-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС – 105

№6250. Нефтегазосепаратор НГС (1-1,6-1200)

Тип и кол-во – 1 ед., НГС1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС - 12

№6026. Газосепаратор

Тип и кол-во – ГС1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 16

№6049, 6076, 6267. Емкость сбора нефти РГС

Количество – 3 ед., предназначены для сбора нефти со скважин на время ремонтаколлектора или при прокачке скважин после КРС

Объем – 60 м³, 50 м³, 75 м³

Тип резервуаров – наземные, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С – 15

Максимальная температура нефти, °С - 25

Плотность нефти – 0,94т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,5

Температура начала кипения смеси, °С – 145

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	Всего, тонн/год	Объем нефти, проходящий через каждый резервуар, тонн/год		
		РГС(6076)	РГС(6049)	РГС(6267)
2026-2028	5400	1800	1800	1800

№6389. Насос для нефти (НБ-32)

Марка насоса – НБ-32 - 1 ед.

Производительность насоса, м³/час – 20

Время работы насоса, ч/год - 2190

№6396-6397. Насосы для нефти (мультифазные)

Марка насоса – HL2600S06-3.3МПа/200NA

Производительность насоса, м³/час – 45

Время работы насосов, ч/год – 4380

№6438. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом - 50м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м²-0,2 м, диам.0,5м

№6489. Блок дозирования хим.реагента

Тип, марка, количество - 1 ед., БДР-2-2,5-25

Используемый хим.реагент – Рандем-2228

Плотность реагента (по паспорту), г/см³ - 0,8

Годовой расход реагента в 2026-2028г.г.- 23,038тонн

Насос - НД 2.5/100 - 2,5 л/час

Площадка №8 скв. №201**№0057. Печь подогрева нефти ПНК-1,9**

Марка печи и их количество – подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9– 1 ед.

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1624 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 235 м³/час (143,4кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 419475 м³, 2027год- 417125 м³, 2028год- 381640 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 5,3 м, d = 0,43 м

№0035. ДЭС ТЕКСАН

Марка– ТЕКСАН TJ706DW

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 512

Расход дизельного топлива в год: 2026-2028г.г. - 136,8л/час/1000*0,81т/м³*365ч=40,445тонн

Диаметр выхлопной трубы – 0,5м

Высота выхлопной трубы – 3 м

№6262. АГЗУ-14-40-400

Тип, марка установки – АГЗУ Масса-14-40-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС – 105

№6349. АГЗУ-14-40-400

Тип, марка установки – АГЗУ Масса-14-40-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС – 105

№6432. Нефтегазосепаратор

Тип и кол-во – 1 ед., НГС-1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 4, ФС - 12

№6433. Газосепаратор

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600-1 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 6, ФС – 16

№6067, 6265, 6268, 6376. Емкость сбора нефти РГС - 4ед, одна емкость (№2)демонтирована

Количество – 4 ед предназначены для сбора нефти на время ремонта коллектора и прокачки скважин после КРС

Объем, м³ - №1 - 60, №3(2) - 60 м³, №4 (3)- 60 м³, №5(4) - 60 м³

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С – 15

Максимальная температура нефти, °С -25

Плотность нефти – 0,94т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,5 Температура начала кипения смеси, °С -145

Объем нефти, проходящей через резервуар по годам:

Год	тонн				
	Всего, т/год	Объем нефти, проходящий через каждый резервуар, т/год			
		РГС№1 (6268)	РГС№3 (6067)	РГС№4 (6265)	РГС№5 (6376)
2026-2028	10000	2500	2500	2500	2500

№6390. Насос для нефти НБ-125, №6391. Насос для нефти НБ-125 - демонтирован,

№№6490, 6491. Насос для нефти НБ-125 -замена на мультифазные

Кол-во насосов НБ-125 - 1 ед

Производительность насоса, м³/час – 46

Время работы каждого насоса, ч/год – 2190ч

№№6627,6628. Мультифазные насосы

Марка насоса – HL2600S06-3.3МПа/200NA

Кол-во – 2ед.

Производительность насоса, м³/час – 70

Время работы насосов, ч/год – 4380

№6492. Дренажная емкость

Кол-во и объем емкостей – 1 ед. об. 19м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,2 м²

Площадка №10. скв. №80**№0064. Печь подогрева нефти ПНК-1,9**

Марка печи и их количество – подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 – 1 ед.

Количество топок – 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал или МВт – 1,6 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1624 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки – 235 м³/час(143,4кг/час)

Расход газа в год: 2026год- 419475 м³, 2027год- 417125 м³, 2028год- 381640 м³

Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 6,0 м d = 0,43 м

№0036, №0084 ДЭС JD -201B (John Deere)

Марка – ДЭС John Deere -6068HFU74-200

Количество – 2 ед.

Время работы каждого генератора, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 165

Расход дизельного топлива на один генератор в год: 2026-2028г.г.-30,1л/час/1000*0,81т/м³*365ч= 8,9тонн, на два – 17,8тонн

Диаметр выхлопной трубы – 100 мм

Высота выхлопной трубы – 3 м

№6439. Емкость для дизтоплива 1 м³ совместно с ДЭС

Количество – 1 ед.

Объем ёмкости, м³ – 1

Тип – наземная, вертикальная

Кол-во топлива т/год – 8,9тонн или 11 м³/год (по 5,5 м³/год -в/л и о/з период)

Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 3

№6493. Емкость для дизтоплива 1 м³ совместно с ДЭС

Количество – 1 ед.

Объем ёмкости, м³ – 1

Тип – наземная, вертикальная

Кол-во топлива т/год – 8,9тонн или 11 м³/год (по 5,5 м³/год -в/л и о/з период)

Производительность слива и налива при закачке топлива, м³/час - 3

№6261. АГЗУ-14-40-400

Тип, марка установки – АГЗУ Масса-14-40-400

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 16, ФС – 48

№6249. Нефтегазосепаратор НГС (НГС 2-1,6-1200)

Тип и кол-во НГС 2-1,6-1200– 1 ед.,

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 4, ФС - 12

№6434. Газосепаратор

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600-1 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 2, ФС – 6

№6494. Дренажная емкость подземнаяКол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 6 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,03 м²**№6495. Дренажная емкость**Кол-во и объем емкостей – 1 ед. объемом 14 м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – 0,03 м²**№6377 – 6379. Емкость для хранения**

Количество – 3ед предназначены для сбора нефти на время ремонта коллектора и прокачки нефти

Объем - №1- 60м³, №2- 75м³, №3- 75м³

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С - 15

Максимальная температура нефти, °С - 25

Плотность нефти – 0,94 т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 37,5

Температура начала кипения смеси, °С – 145

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год				
	Всего, тонн/год	Объем нефти, проходящий через каждый резервуар, тонн/год		
		РГС№1(6377)	РГС№2(6378)	РГС№3(6379)
2026-2028	4000	1000	1500	1500

№6497 Насос НБ -125

Марка насоса – НБ-125 (9МГР) – 1 ед.

Производительность насоса, м³/час – 46

Время работы насоса, ч/год – 2190ч/год

Ист.№№6629,6630. Мультифазные насосы

Марка насоса – HL2600S06-3.3МПа/200NA

Кол-во – 2ед.

Производительность насоса, м³/час – 45

Время работы насосов, ч/год – 4380

Площадка №13**№0093. Печь подогрева нефти ПП-0,63А**

Марка печи и их количество – ПП-0,63А – 1 ед.

Количество топок - 1

Количество одновременно работающих топок – 1

Число форсунок на одну топку – 1

Теплопроизводительность одной топки – 0,63 Гкал/час

Топливо – попутный газ

Время работы: 2026год- 1785 ч/год; 2027год- 1775 ч/год; 2028год- 1624 ч/год

Максимальный расход топлива одной топки, м³/час – 100 (61кг/час)Расход газа в год: 2026год- 178500 м³, 2027год- 177500 м³, 2028год- 162400 м³Плотность газа – 0,61кг/м³

Выброс ЗВ осуществляется через дымовую трубу h = 7 м, d = 0,5 м

№0094. ДЭС ВСJD 100P

Марка – John Deere CD4045HF158

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 730

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт – 80

Расход дизельного топлива в год: 2026-2028г.г. 27,5 л/час/1000*0,81*730ч= 16,261тонн

Диаметр дымовой трубы – 0,1м

Высота дымовой трубы – 3 м

№№6639,6640. Мультифазные насосы

Марка насоса – HL2600S06-3.3МПа/200NA

Производительность насоса, м³/час – 45

Время работы каждого насоса, ч/год – 4380

Кол-во насосов - 2

№6631. Нефтегазосепаратор НГС (1-1,6-1200)

Тип и кол-во – 1 ед., НГС1-1,6-1200

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 35, ФС - 105

№6632. Газосепаратор ГС-1-2,5-600

Тип и кол-во – ГС-1-2,5-600 – 1 ед.

Предохранительный клапан – 1ед, время работы – 20часов

Количество ЗРА и ФС – ЗРА – 3, ФС – 9

№6633. Дренажная емкость

Кол-во 1ед

Объем – 10м³

Время работы, ч/год - 8760 ч/год

Площадь поверхности испарения, м² – диам.0,5 м = 0,2 м²

№№6634, 6635. РГС

Количество – 2 ед., предназначены для сбора нефти при остановке работы коллектора и при прокачке скважин

Объем – 2 ед. по 60 м³

Тип резервуаров – наземный, горизонтальные

Минимальная температура нефти, °С -15

Максимальная температура нефти, °С -25

Плотность нефти – 0,96т/м³

Давление паров смеси, мм.рт.ст. – 38,3

Температура начала кипения смеси, °С – 186

Объем нефти, проходящей через резервуары по годам:

Год	Объем нефти ,тонн		
	Всего	Через каждый резервуар	
		РГС№1 (ист.6634)	РГС№2 (ист.6635)
	т/год	т/год	т/год
2026	12000	6000	6000
2027	12000	6000	6000
2028	12000	6000	6000

№6636. Нефтеналивной стояк

Кол-во – 1 ед.

Высота источника – 3 м

Количество рукавов налива – 1 рукав

Годовой объем наливаемой нефти: в 2026-2028году- 12000/0,96 = 12500м³

Производительность насоса – 50 м³/час

Время налива нефти в автоцистерны: 2026-2028г.г.- 12500/50=250ч

№6637. Насос для нефти (4НК)

Марка насоса – 4НК – 1 ед

Производительность – 50м³/час

Время работы – 250ч/год

Эксплуатационные скважины-

№№6166-6169, 6171-6172, 6174-6220, 6322-6324, 6328-6338, 6411-6418, 6442-6446, 6463, 6422, 6464-6465, 6421, 6466, 6419, 6447, 6448-6454, 6423, 6467-6468, 6614-6615, 6645-6649, 6653-6654, 6666-6668, 6678-6687

Кол-во ФС и ЗРА на 1скв.: 5 ЗРА и 15 ФС

На 2026год- 103скв.: №№6166 (скв.31), 6168 (179), 6171 (155), 6172 (34), 6174 (182), 6175 (50), 6176 (172), 6177 (504), 6178 (78), 6179 (70), 6180 (178), 6181 (79), 6182 (500), 6183 (175), 6184 (177), 6185 (180), 6186

(142), 6187 (55), 6188 (77), 6190 (145), 6191 (167), 6192 (512), 6193 (507), 6194 (524), 6195 (529), 6196 (532), 6197 (503), 6198 (501), 6199 (505), 6200 (171), 6201 (149), 6202 (143), 6203 (148), 6204 (159), 6205 (134), 6206 (30), 6208 (33), 6209 (141), 6210 (76), 6211 (73), 6212 (52), 6213 (139), 6214 (51), 6215 (53), 6216 (54), 6217 (146), 6218 (162), 6219 (170), 6220 (200), 6322 (502), 6323 (516), 6324 (517), 6328 (201), 6329 (518), 6330 (519), 6331 (522), 6332 (202), 6333 (203), 6334 (509), 6335 (525), 6336 (523), 6337 (80), 6338 (185), 6411 (186), 6412 (187), 6413 (510), 6414 (506), 6415 (508), 6416 (511), 6417 (513), 6418 (515), 6442 (526), 6443 (527), 6444 (528), 6445 (530), 6446 (531), 6463 (514), 6422 (407), 6464 (416), 6465 (414), 6421 (411), 6466 (417), 6419 (409), 6447 (75), 6448 (С301), 6449 (113), 6450 (114), 6451 (63-1), 6452 (64-1), 6453 (65), 6454 (66), 6423 (408), 6467 (413), 6468 (415), 6615 (521), 6614(520), 6645 (534), 6646 (535), 6647 (536), 6648 (158), 6649 (133), 6653(537), 6654(538), 6666(544), 6667 (541), 6668 (543).

2027год: 109скв.

№№6166 (скв.31), 6168 (179), 6171 (155), 6172 (34), 6174 (182), 6175 (50), 6176 (172), 6177 (504), 6178 (78), 6179 (70), 6180 (178), 6181 (79), 6182 (500), 6183 (175), 6184 (177), 6185 (180), 6186 (142), 6187 (55), 6188 (77), 6190 (145), 6191 (167), 6192 (512), 6193 (507), 6194 (524), 6195 (529), 6196 (532), 6197 (503), 6198 (501), 6199 (505), 6200 (171), 6201 (149), 6202 (143), 6203 (148), 6204 (159), 6205 (134), 6206 (30), 6208 (33), 6209 (141), 6210 (76), 6211 (73), 6212 (52), 6213 (139), 6214 (51), 6215 (53), 6216 (54), 6217 (146), 6218 (162), 6219 (170), 6220 (200), 6322 (502), 6323 (516), 6324 (517), 6328 (201), 6329 (518), 6330 (519), 6331 (522), 6332 (202), 6333 (203), 6334 (509), 6335 (525), 6336 (523), 6337 (80), 6338 (185), 6411 (186), 6412 (187), 6413 (510), 6414 (506), 6415 (508), 6416 (511), 6417 (513), 6418 (515), 6442 (526), 6443 (527), 6444 (528), 6445 (530), 6446 (531), 6463 (514), 6422 (407), 6464 (416), 6465 (414), 6421 (411), 6466 (417), 6419 (409), 6447 (75), 6448 (С301), 6449 (113), 6450 (114), 6451 (63-1), 6452 (64-1), 6453 (65), 6454 (66), 6423 (408), 6467 (413), 6468 (415), 6615 (521), 6614(520), 6645 (534), 6646 (535), 6647 (536), 6648 (158), 6649 (133), 6653(537), 6654(538), 6666(544), 6667 (541), 6668 (543), 6678(OG539), 6679(OG 540), 6680 (OG 546), 6681 (OG 547), 6682 (OG 542), 6683 (OG 545)

2028год: 113скв.

№№6166 (скв.31), 6168 (179), 6171 (155), 6172 (34), 6174 (182), 6175 (50), 6176 (172), 6177 (504), 6178 (78), 6179 (70), 6180 (178), 6181 (79), 6182 (500), 6183 (175), 6184 (177), 6185 (180), 6186 (142), 6187 (55), 6188 (77), 6190 (145), 6191 (167), 6192 (512), 6193 (507), 6194 (524), 6195 (529), 6196 (532), 6197 (503), 6198 (501), 6199 (505), 6200 (171), 6201 (149), 6202 (143), 6203 (148), 6204 (159), 6205 (134), 6206 (30), 6208 (33), 6209 (141), 6210 (76), 6211 (73), 6212 (52), 6213 (139), 6214 (51), 6215 (53), 6216 (54), 6217 (146), 6218 (162), 6219 (170), 6220 (200), 6322 (502), 6323 (516), 6324 (517), 6328 (201), 6329 (518), 6330 (519), 6331 (522), 6332 (202), 6333 (203), 6334 (509), 6335 (525), 6336 (523), 6337 (80), 6338 (185), 6411 (186), 6412 (187), 6413 (510), 6414 (506), 6415 (508), 6416 (511), 6417 (513), 6418 (515), 6442 (526), 6443 (527), 6444 (528), 6445 (530), 6446 (531), 6463 (514), 6422 (407), 6464 (416), 6465 (414), 6421 (411), 6466 (417), 6419 (409), 6447 (75), 6448 (С301), 6449 (113), 6450 (114), 6451 (63-1), 6452 (64-1), 6453 (65), 6454 (66), 6423 (408), 6467 (413), 6468 (415), 6615 (521), 6614(520), 6645 (534), 6646 (535), 6647 (536), 6648 (158), 6649 (133), 6653(537), 6654(538), 6666(544), 6667 (541), 6668 (543), 6678(OG539), 6679(OG 540), 6680(OG 546), 6681 (OG 547), 6682 (OG 542), 6683 (OG 545), 6684(OG548), 6685 (OG 549), 6686(OG 550), 6687(OG 551)

*Площадка Вахтовый поселок***№0047. Котел Буран - на газе (на д/т – ист. 0048 – демонтирован)**

Что обогревает – жилые помещения

Марка котла и количество – 1 ед марки Буран модель КВа 81 ЛЖ/Гн (ВВ 735) с горелкой Ecoflam модели MAX GAS 120 LN P TC 0 (газ)

Время работы: 2026 год- 1755 ч/год; 2027 год- 1755 ч/год; 2028 год- 1753 ч/год

Тип используемого топлива – газ нефтепромышленный

Расход топлива горелкой: $10 \text{ м}^3/\text{час}$, на 2026 год: $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1755 \text{ ч} = 17550 \text{ м}^3/\text{год}$, на 2027 год- $1755 \text{ ч} * 10 \text{ м}^3/\text{час} = 17550 \text{ м}^3$, на 2028 год- $1753 \text{ ч} * 10 \text{ м}^3/\text{час} = 17530 \text{ м}^3$,

Тепловая мощность- 100 кВт

Параметры дымовой трубы – $h = 4 \text{ м}$ $d = 0,15 \text{ м}$

№0070-0071, 0075 Котел Буран (новая котельная)

Что обогревает – жилые помещения

Марка котла и количество:

- 1) CRONOS КВа 174 ЛЖ/Гн (ВВ 1535 RD/RG) с горелкой Ecoflam модели MAX GAS 120 LN P TC 0 – 1 ед. (газовый)

- 2) CRONOS КВа 174 ЛЖ/Гн (ВВ 1535 RD/RG) с горелкой Ecoflam модели MAX GAS 120 LN P TC 0- 1 ед. (газовый)

- 3) BURAN BOILER LLP котел КВа 81 ЛЖ/Гн с горелкой MAX 12 TC (L+S)- 1 ед (д/т)

Время работы на 2026 год: 1) 1320 ч. 2) 1320 ч 3) 730 ч, на 2027 год: 1) 1320 ч. 2) 1320 ч 3) 730 ч, на 2028 год: 1) 1320 ч. 2) 1320 ч 3) 730 ч

Тип используемого топлива – природный газ на котлах (ист.0070 и 0071), д/т -на котле (ист.0075)

Расход газа по котлам:

2026 год: 1) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$; 2) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$

2027 год: 1) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$; 2) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$

2028 год: 1) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$; 2) $10 \text{ м}^3/\text{час} * 1320 \text{ ч} = 13200 \text{ м}^3/\text{год}$

3) ист 0075: расход д/т на 2026-2028 г.г.: 5,1-11 кг/час, факт. расход - $8 \text{ кг/час} * 730/1000 = 5,84 \text{ тонн/год}$

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт:

1,2) 174 кВт, факт. 100 кВт.

3) Мощность по горелке 60-130 кВт, факт. 95 кВт

Параметры дымовой трубы – $h_{1,2,3} = 4 \text{ м}$, $d_{1,2,3} = 0,35 \text{ м}$

№6441. Емкость для дизтоплива

Количество – 1 ед.

Тип – наземная, вертикаль.

Объем ёмкости, м^3 – 3

Кол-во дизельного топлива по хранению в год:

2026-2028 г.г.: $5,84 \text{ тонн} + 8,9 \text{ тонн} = 14,74 \text{ тонн} / 0,81 = 18,2 \text{ м}^3/\text{год}$ (по 9,1 $\text{м}^3/\text{год}$ вв/л и о/з периоды)

Производительность слива и налива при закачке топлива, $\text{м}^3/\text{час}$ – 3

№0025. ДЭС JD201B 164 кВт

Марка – ДЭС JD-201B

Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 365

Мощность стационарной дизельной установки, кВт – 165

Расход дизельного топлива – $30,1 \text{ л/час} * 0,81 * 365/1000 = 8,9 \text{ тонн/год}$

Диаметр выхлопной трубы – 0,1 м

Высота выхлопной трубы – 2,5 м

ПЛОЩАДКА - ПОДЗЕМНЫЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН (ПКРС)

Подземный и капитальный ремонт скважин проводят с помощью самоходных агрегатов – самоходные агрегаты для подземного и капитального ремонтов, агрегаты для цементирования скважин и гидроразрыва пластов, спецагрегаты и другие автомашины.

Количество скважин, предполагаемых к проведению ПКРС на месторождении Морское (включая блок Огайское) на 2026-2028г.г. составит – 150 скважин на каждый год.

№0504. Цементировочный агрегат ЦА-320

Марка двигателя, на котором базируется ЦА-320– Камаз 44108-013-10g

Количество – 1 ед.

Мощность, кВт – 191 (260)

Время работы агрегата, ч/год – 1460 (2026-2028г.г.)

Расход дизтоплива, л/час – $43,5 \cdot 0,81 \cdot 1460 / 1000 = 51,44$ тонн/год

№0505. Цементировочный агрегат Sin500

Марка двигателя, на котором базируется SIN 500– Камаз 44108-013-10g

Количество – 1 ед.

Мощность, кВт – 191 (260)

Время работы агрегата, ч/год – 1460 (2026-2028г.г.)

Расход дизтоплива, л/час – $43,5 \cdot 0,81 \cdot 1460 / 1000 = 51,44$ тонн/год

№0506. Установка XJ350/90

Предназначена для капитального ремонта скважин Марка – XJ350/90 на шасси SHACMAN
Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 11,25ч. -на 1скв, на 80скв. – 900часов (2026-2028г.г.)

Мощность двигателя, кВт – 269 кВт

Расход дизтоплива, л/час – $17 \text{ л/час} \cdot 900 \text{ ч/год} = 15300 \text{ л/год} \cdot 0,81 / 1000 = 12,393$ тонн/год (на 2026-2028г.г.)

Параметры выхлопной трубы – $h = 3100$ мм или 3,1 м; $d = 100$ мм или 0,1 м

№0507. Установка XJ350/90

Предназначена для капитального ремонта скважин Марка – XJ350/90 на шасси SHACMAN
Количество – 1 ед.

Время работы, ч/год – 11,25ч. -на 1скв, на 80скв. – 900часов (2026-2028г.г.)

Мощность двигателя, кВт – 269 кВт

Расход дизтоплива, л/час – $17 \text{ л/час} \cdot 900 \text{ ч/год} = 15300 \text{ л/год} \cdot 0,81 / 1000 = 12,393$ тонн/год (на 2026-2028г.г.)

Параметры выхлопной трубы – $h = 3100$ мм или 3,1 м; $d = 100$ мм или 0,1 м

№6502. Пересыпка цемента (приготовление раствора)

Для приготовления цементного раствора при цементировочных работах используют привозной цемент в мешках. Пересыпка цемента осуществляется вручную.

Вес цемента в 1 мешке, тонн – 1

Объем пересыпки цемента для приготовления цементного раствора на 1 скважину – макс. 5 тонн, всего на цементации в год будет 50 скв.

Общий годовой расход цемента составит: $5 \text{ тонн} \cdot 50 \text{ скв.} = 250$ тонн/год (на 2026-2028г.г.)

Время пересыпки цемента, тонн/час – 1

7.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы

На месторождении «Морское, включая блок Огайское» газоочистных установок не имеется, в связи с чем анализ их технического состояния и эффективность их работы не приводится.

7.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту

Применение технологии по добыче и подготовке нефти на рассматриваемом объекте оператора соответствует передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.

7.4 Перспектива развития, учитывающая данные об изменениях производительности оператора, реконструкции, сведения о ликвидации производства, источников выброса, строительство новых технологических линий и агрегатов, общие сведения об основных перспективных направлениях воздухоохраных мероприятий, сроки проведения реконструкции, расширения и введения в действие новых производств, цехов.

Перспектива развития, учитывающая данные об изменениях производительности оператора зависит от плана добычи нефти, связанного с продуктивностью эксплуатационного фонда скважин.

Так добыча нефти и выделяемого попутного газа, при подготовке нефти, согласно проекту разработки месторождения Морское, включая блок Огайское и дополнения к нему, в 2026году, с учетом допустимых по добыче- увеличение на +10% по Единым правилам разработки..., составит: 399,08тыс.тонн и 12,3838млн.м3, в 2027году: 384,56тыс.тонн и 12,3695млн.м3, в 2028году, составит: 355,08тыс.тонн и 11,7216млн.м3, соответственно, этому фонд эксплуатационных скважин в 2026году – 158 скважин, в 2027году – 167 скважин, в 2028году – 173 скважины.

7.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов приведены в таблице 7.5.1, 7.5.2, 7.5.3 Приложения проекта НДВ по форме таблицы Приложения 1 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду и представлена в Приложении к проекту.

7.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Процесс добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья характеризуется как опасное производство. Оно связано со взрыво- и пожароопасностью технологических процессов, происходящих при повышенном давлении и токсической опасностью продуктов сгорания при пожаре и взрыве.

На сооружениях нефтегазодобывающего месторождения, основными источниками аварийных выбросов в атмосферу могут быть:

- катастрофические повреждения, такие, как разрывы трубопроводов или выбросы из скважин;
- неконтролируемые утечки из оборудования и систем.

Причинами возникновения возможных аварийных ситуаций на месторождении Морское, включая блок Огайское в общем случае могут быть:

❖ отказы технологического оборудования, в том числе из-за заводских дефектов, брака строительно-монтажных работ, коррозии, физического износа, образования при потере герметичности оборудования или трубопроводов взрывоопасных топливо-воздушных смесей, дефектов оснований резервуаров; опасностей, связанных с гидравлическими ударами, вибрацией, превышением давления, прекращения подачи электроэнергии;

❖ ошибки персонала, в том числе превышение давления в оборудовании выше допустимого, ошибки при проведении чистки, ремонта и демонтажа (механические повреждения, дефекты сварочно-монтажных работ), нарушения режимов эксплуатации резервуаров (переполнение, образование недопустимого разрежения, несоблюдение скорости наполнения и опорожнения), нарушения технологии добычи нефти, ремонта скважин;

❖ нарушения техники безопасности обслуживающим персоналом;

❖ воздействия природного и техногенного характера, в том числе разряды от статического электричества; грозовые разряды; ураганы; весенние паводки и ливневые дожди; снежные заносы и понижение температуры воздуха; попадание оборудования объекта в зону действия поражающих факторов аварий, произошедших на соседних установках и объектах; диверсии;

❖ несоответствие технологии разработки месторождения регламентам, правилам технической эксплуатации и другой нормативно-технической и эксплуатационной документации, утвержденной в РК.

К факторам, влияющим на возникновение аварии, относятся:

- ❖ качество СМР и продолжительность эксплуатации объекта;
- ❖ уровень антропогенной активности;
- ❖ конструктивно-технологические факторы;
- ❖ качество используемого оборудования, дефекты материала оборудования и сварных швов;
- ❖ степень природных воздействий;
- ❖ эксплуатационные факторы;
- ❖ интенсивность коррозии.

Факторами, влияющими на условия развития аварий, являются:

- ❖ региональные условия: рельеф местности, ее ландшафт, время года, метеорологические условия и др.;
- ❖ оснащенность и эффективность действий аварийно-восстановительных и пожарных бригад;
- ❖ время реагирования на аварийную ситуацию операторов (обслуживающего персонала) и специальных служб.

Определение сценариев возможных аварий с прогнозированием обстановки при авариях. Для определения сценариев возможных аварий, которые могут возникнуть при эксплуатации месторождения, технологическая линия (процесс) по сбору, хранению и транспортированию нефти условно разделен на следующие участки (блоки), которые в случае аварии могут быть изолированы (отключены) клапанами аварийной остановки:

- скважины всех категорий;
- резервуары нефти;
- нефтеналивной стояк;
- насосы.

Расчеты по основному оборудованию месторождения с целью оценки количества опасных веществ, способных участвовать в аварии, определение возможных последствий аварий, определение зон действия основных поражающих факторов при различных сценариях аварий, оценка возможного числа пострадавших, а также величина возможного ущерба приведены в Декларации промышленной безопасности месторождения. При проведении обоснования физико-методических моделей и методов расчета, применяемых для оценки опасности, используются нормативные и методические документы, рекомендованные Министерством по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан,

нормативные и методические документы в области оценки опасностей, методика расчета горения нефти и нефтепродуктов.

Из оценок последствий аварий следует, что при выбросах на объекте любое термическое воздействие от пожара не выходит за территорию сооружений и не представляют опасности для населения жилищно-бытового комплекса (вахтового поселка).

Аварийно опасными видами работ на месторождении являются:

- ремонтные и другие работы на скважинах;
- транспортировка по трубопроводам углеводородного сырья;
- налив, слив нефти на пунктах налива нефти;
- эксплуатация установок по первичной подготовке углеводородов.

Аварии на месторождении могут возникнуть на:

- стационарных установках и объектах (скважины, резервуары хранения нефти и т.д.);
- внутрипромысловых трубопроводах;
- передвижных источниках опасности (автомобильный транспорт, дорожная техника)

при ДТП и перевозке нефти и нефтепродуктов.

Скважины и установки подготовки нефти представляют высокий уровень возможности возникновения аварийной ситуации при условии недостаточного ее контроля. Масштаб и глубина воздействия на окружающую среду при аварии на скважине зависит от ряда факторов. В процессе фонтанирования из скважины могут выбрасываться, нефть, высокоминерализованная вода.

Пожаровзрывоопасность установок сбора нефти обусловлена целым рядом факторов, включая характер и объемы углеводородного сырья, наличие источников возгорания, системы предотвращения и обнаружения пожара, специфику техники и технологии первичной подготовки сырья.

Как показывает практика, наиболее часты локальные утечки через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру и торцевые уплотнения насосов. Следует отметить, что с точки зрения развития аварии такие утечки незначительны (не более 1 м).

Основными решениями, направленными на предотвращение выделений вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда на объекте являются:

- применение герметизированной системы сбора и подготовки нефти;
- обеспечение прочности и герметичности технологического оборудования и трубопроводов, тщательное выполнение технологии и контроля качества;
- автоматизация и дистанционный контроль;
- оснащение оборудования, работающего под давлением предохранительными клапанами, манометрами, указателями уровня, регуляторами давления;
- дополнение резервным оборудованием непрерывных операций, когда это необходимо в соответствии с производственным процессом;
- теплоизоляция оборудования, трубопроводов, работающих при температуре выше 45°C;
- осуществление антикоррозионной защиты в соответствии с ГОСТ 9.602-89;
- размещение вредных и взрывопожароопасных на открытых площадках.

С целью обеспечения безопасности объекта и обслуживающего персонала предприятием должен быть разработан план ликвидации возможных аварий на взрывопожароопасном объекте с учетом специфических условий объекта и описывающих действия персонала по предотвращению аварий и аварийных ситуаций, а в случае их возникновения – по их эффективной локализации. Указанный документ включает требования технической и пожарной безопасности, снижающие риск возникновения опасных ситуаций.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов и узлов коммуникаций в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

Технологические аппараты наружной установки и оборудование размещены в соответствии с требованиями пожарной безопасности, удобства и безопасного обслуживания. Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

Имеются соответствующие разрешительные документы и акты установок и оборудования, подтверждающие их безопасность и выполнение технических, технологических и организационных мероприятий по снижению рисков и обеспечению технической, пожарной и экологической безопасности.

Для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности на месторождении предусмотрено следующее:

- для защиты аппаратов и оборудования, работающих под давлением, установлены предохранительные клапаны, запорная арматура, средства автоматического контроля;
- технологические аппараты наружной установки и оборудование размещены в соответствии с требованиями пожарной безопасности, удобного и безопасного обслуживания.

Более подробно вопросы возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения освещены в «Декларации промышленной безопасности», разработанной с учетом всех соответствующих методик и процедур, а также на основании нормативов РК, относящихся к ликвидации аварийных ситуаций при добыче нефти и газа и их последующей переработке. В Декларации отражены характер, и масштабы опасностей на промышленных объектах и выработаны мероприятия по обеспечению промышленной безопасности и готовности к действиям при чрезвычайных ситуациях.

Характеристика аварийных ситуаций при проведении ПКРС. Процессы подземного и капитального ремонта скважин также представляют высокий уровень возможности возникновения аварийной ситуации при условии недостаточного ее контроля. Масштаб и глубина воздействия на окружающую среду при аварии на скважине зависит от ряда факторов. В процессе фонтанирования из скважины могут выбрасываться горячий газ, нефть, высокоминерализованная вода.

Пожаро-взрывоопасность на объекте проведения работ обусловлена целым рядом факторов, включая характер и объемы углеводородного сырья, наличие источников возгорания, системы предотвращения и обнаружения пожара, специфику техники и технологии первичной подготовки сырья. Взрывоопасные смеси, которые могут образоваться в ходе технологических процессов, относятся к категории и группе взрывоопасных смесей ПА-ТЗ.

Причинами возникновения аварийных ситуаций при ПКРС, приводящими к нарушению технологического процесса при пожарах и взрывах, могут быть:

- ❖ несоответствие технологии работ нормативно-технической и эксплуатационной документации, утвержденной в установленном порядке, а также несоответствие используемого оборудования конструкторской документации;
- ❖ потеря контроля над технологическим процессом, нарушение нормальной работы оборудования, сопровождающиеся возникновением опасных условий для производственной деятельности и персонала;
- ❖ несвоевременное сооружение природоохранных объектов для снижения негативного воздействия на окружающую среду;
- ❖ нарушение нормативных требований и нормативных правовых актов РК в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Причинами, приводящими к падению или разрушению вышек, падению талевой системы на установках КРС могут быть ошибки при монтаже и перетаскивании (ошибочные действия персонала), нарушение технологического режима работ, превышение нагрузки на крюк при производстве работ по ликвидации прихватов (технологические отказы) и отказы природного и техногенного характера (повышенная ветровая нагрузка на вышку, превышающая допустимую ветровую нагрузку, рассчитанную заводом-изготовителем).

К взрывам и пожарам на данных объектах могут привести несвоевременные (запоздалые) действия при нефтегазопроявлении (человеческий фактор) и нарушения правил противопожарной безопасности оборудования и инструмента. В процессе их эксплуатации происходит изменение работоспособности механизмов, вызванное износом или разрушением деталей, которое может привести к аварии или неожиданному выходу из строя оборудования, его повреждению, нарушению установленного режима работы установки или появлению аварийной, опасной для жизни и здоровья людей ситуации.

Перечень разработанных мер по уменьшению риска аварий. Общие мероприятия по предотвращению аварий при ПКРС на месторождении включают:

- ❖ разработку плана ликвидации возможных аварий на взрыво- пожароопасном объекте с учетом специфических условий объекта и описывающих действия персонала по предотвращению аварий и аварийных ситуаций, а в случае их возникновения – по их ликвидации.

- ❖ постоянную готовность инженерных систем предприятия к сбору токсичных веществ, попавших на поверхность в результате аварии на технологическом оборудовании и скважинах с обучением персонала.

- ❖ наличие соответствующих разрешительных документов и актов имеющихся установок и оборудования, подтверждающие их безопасность и выполнение технических, технологических и организационных мероприятий по снижению рисков и обеспечению технической, пожарной и экологической безопасности.

Для подземного и капитального ремонта скважин организацией, являющейся исполнителем работ разрабатывается и утверждается план организации работ (ПОР) при опасности газонефтеводопроявлений (ГНВП) или открытого фонтана (ОФ). При проведении ремонта скважин должно обеспечиваться наличие и функционирование приборов и систем контроля, средств механизации, противоаварийной защиты. После подъема подземного оборудования эксплуатационную колонну скважины очищают от отложений солей, смол, асфальтенов, парафина, продуктов коррозии и шаблонируют шаблоном, соответствующим диаметру колонны. Замеряют глубину искусственного забоя. Результаты замеров указывают в акте на передачу скважины из ПРС в эксплуатацию. Перед началом ремонта проводится предварительный осмотр и проверка исправности комплекта оборудования, инструмента и приспособлений, погрузка, транспортировка, разгрузка и его размещение на устье скважины, установка вышки (мачты), мостков, стеллажей, рабочей площадки, транспортировка и укладка на мостках, стеллажах труб, штанг, насосов, осмотр каната и кронблока, оснастки талевого механизма и смазка его элементов, проверка состояния вышек, мачт, крепления оттяжек, ремонт лестниц, полов, мостков, стеллажей, а также инструктаж персонала по технике безопасности с регистрацией в журнале инструктажа.

При проведении ремонтно-изоляционных работ, перфорация обсадных колонн в интервале возможного гидравлического разрыва пластов давлением газа, нефти, в интервале проницаемых непродуктивных пластов не допускается. На время перфорации вокруг устья скважины устанавливается и обозначается опасная зона, с указанием в ПОР.

Порядок обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования для ремонта скважин. Подъемные установки для ремонта скважин должны оснащаться:

- 1) пультом управления СПО (спуско-подъемные операции), снабженным КИПиА (контрольно-измерительные приборы и автоматика);

- 2) мачтой (вышкой), с металлической табличкой, укрепленной на видном месте. На табличке указывается: дата изготовления, завод-изготовитель, заводской номер установки, грузоподъемность (номинальная) мачты, сроки следующей проверки технического состояния мачты;

- 3) мачты (вышки) снабжаются устройством для крепления оттяжками из стального каната. Число, диаметр и место крепления оттяжек определяются паспортом Установки;

- 4) лебедкой.

Монтаж, демонтаж, ремонт вышек, мачт, СПО должны проводиться в светлое время суток, при скорости ветра менее 15 метров в секунду, при отсутствии сильного снегопада, гололедицы, ливня, тумана при видимости более 50 метров.

Установка, агрегаты и оборудование, используемые во взрывопожароопасных зонах, применяются во взрывозащищенном исполнении, оснащаются аварийной световой и звуковой сигнализацией, рабочим и аварийным освещением. На вышке и грузоподъемном механизме устанавливаются металлические таблички изготовителя с указанием типа, грузоподъемности, номера, даты изготовления, срока проверки (освидетельствования).

Расположение установок, оборудования, вспомогательных объектов соответствует утвержденной схеме. Помещения для персонала располагаются в безопасной зоне от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) плюс 10 метров. Персонал, производящий работы на установке должен иметь соответствующую квалификацию и допуск. Установки для ремонта скважин устанавливаются на рабочей площадке, в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Установка центрируется относительно устья скважины в соответствии с руководством по эксплуатации. Ввод в эксплуатацию оформляется актом комиссии организации. Насосы установки обеспечиваются запорными и предохранительными устройствами, приборами для регулирования параметров технологического процесса с контролем на пульте управления.

Мероприятия по обучению персонала действиям в аварийных ситуациях. Безопасность работы предприятия должна обеспечиваться реализацией программы по подготовке и обучению всего персонала безопасным методам работы и соответствующим навыкам действий при возникновении чрезвычайных ситуаций. Должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке инструкции по безопасному ведению работ.

В технологическом процессе на месторождении Морское, включая блок Огайское залповые выбросы ожидаются при технологических продувках перед отбором проб газа на УПН Морское- ГС (ист6022) и ПС Огайское - ГС (ист6023), их нормирование при установлении общего годового выброса с учетом штатного (регламентного) режима работы оборудования предусмотрено, и приведено в таблице 7.6.1 в приложении проекта.

Аварийные выбросы, связанные с возможными аварийными ситуациями (аварии, за исключением технологически неизбежного сжигания газа) не нормируются.

7.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками загрязнения, на 2026-2028 года и их количество приведены в таблице 7.7.1, 7.7.2, 7.7.3 Приложения проекта НДВ.

Перечень представлен следующими загрязняющими веществами: диоксид азота, диоксид серы, углерод оксид, смесь углеводородов C₁-C₅, смесь углеводородов C₆-C₁₀, алканы C₁₂₋₁₉ (смесь углеводородов C₁₂₋₁₉), бензол, диметилбензол (ксилол), метилбензол (толуол), бенз/а/пирен, углерод (сажа), азота оксид, оксиды железа, фтористые газообразные соединения, изобутан, пентан, метан, ацетон, бутилацетат, этанол, формальдегид, фториды неорганические, взвешенные частицы, пыль неорганическая 70-20%, пыль абразивная и др.

Данные, занесенные в таблицу, получены путем суммирования выбросов по каждому загрязняющему веществу на основании выполненных расчетов НДВ (см. Приложение к проекту- Расчеты выбросов на 2026-2028года) по методикам, утвержденным уполномоченным органом Республики Казахстан.

7.8 Обоснование полноты достоверности исходных данных, принятых для расчета НДВ

Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета НДВ было выполнено на основании исходного материала, предоставленного Заказчиком и проведенной инвентаризации источников загрязнения атмосферного воздуха.

Характеристика и параметры источников оформлены в «Исходные данные к проекту нормативов НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН» на 2026-2028г.г.» и Приложены к проекту.

8. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ

В соответствии с нормами проектирования в РК для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе проводился в соответствии с требованиями Приложения №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций от стационарных источников загрязнения в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра.

Оценка состояния воздушного бассейна выполнялась по результатам математического моделирования с помощью унифицированной программы расчета загрязнения атмосферы ПК «ЭРА» (Версия 3.0 Сборка 404, г. Новосибирск).

При расчете рассеивания фон не учитывался в связи с тем, что в районе расположения месторождения Морское, включая блок Огайское постов наблюдения нет (ответ на запрос приводится в Приложении к проекту).

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от источников выбросов приняты по МС г.Кульсары на основании данных за 2025 год (исх. № 38D3661FC09F489E от 09.04.2026 РГП «Казгидромет»- см. Приложение к Проекту) и представлены в нижеприведенной таблице.

8.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Таблица 8.1.1

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	35.6
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-8.9
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12.0
СВ	9.0
В	15.0
ЮВ	21.0
Ю	10.0
ЮЗ	6.0
З	13.0
СЗ	14.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.8
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	10.0

8.2 Результаты уровня загрязнения на соответствующее положение и с учетом перспективы развития

Расчет рассеивания проводился на основании таблиц «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам» (Приложение) для площадок, которая показывает целесообразность расчета рассеивания для каждого ЗВ.

Учитывая, что вахтовый поселок находится на удалении более, чем на 500 м от площадок месторождения, расчет рассеивания выполнялся в отдельности.

К расчету приняты одновременно работающие стационарные источники загрязнения, за исключением источников, заменяющих их в работе, т.е. работающих неодновременно.

Результаты расчета рассеивания показали, что наибольшие максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, создаваемые источниками загрязнения достигаются по оксиду азота, углероду (саже), оксиду углерода, углеводородам предельным C1-C5 и C6-C10, бензолу, диметилбензолу, метилбензолу, бензапирену, алканам C12-19, пыли абразивной, пыли неорганической, маслу минеральному, группе суммации сероводорода и формальдегида.

Вахтовый поселок.

Максимальная концентрация по *группе суммации диоксида азота и сернистого ангидрида* – 1,3119748тПДК достигается при опасном направлении ветра 140° и опасной скорости ветра 0,74м/с.

Максимальный радиус воздействия от источников вахтового поселка составил 30 м.

Месторождение Морское, включая блок Огайское. Область моделирования представляет собой прямоугольник шириной 12000 м и высотой 12000 м, с расчетным шагом в 300 м.

Максимальная концентрация по *оксиду азота* – 0,725845 ПДК достигается при опасном направлении ветра 192° и опасной скорости ветра 2,63м/с.

Максимальная концентрация по *углероду черному* – 1,1541885 ПДК при опасном направлении ветра 192° и опасной скорости ветра 3,76м/с.

Максимальная концентрация по *оксиду углерода* – 0,2884957ПДК достигается опасном направлении ветра 192° и опасной скорости ветра 2,63м/с.

Максимальная концентрация по *смеси углеводородов предельных C1-C5* – 0,4347123 ПДК достигается при опасном направлении ветра 100° и опасной скорости ветра 0,63 м/с.

Максимальная концентрация по *смеси углеводородов предельных C6-C10* – 0,2679706 ПДК достигается при опасном направлении ветра 100° и опасной скорости ветра 0,63 м/с.

Максимальная концентрация по *бензолу* – 0,3499616 ПДК достигается при опасном направлении ветра 100° и опасной скорости ветра 0,63 м/с.

Максимальная концентрация по *диметилбензолу* – 7,5654736 ПДК достигается при опасном направлении ветра 114° и опасной скорости ветра 0,65 м/с.

Максимальная концентрация по *метилбензолу* – 1,0260414ПДК достигается при опасном направлении ветра 113° и опасной скорости ветра 0,63 м/с.

Максимальная концентрация по *бензапирену* – 0,4156694ПДК достигается при опасном направлении ветра 192° и опасной скорости ветра 3,76 м/с.

Максимальная концентрация по *алканам C₁₂₋₁₉* – 4,6073074ПДК достигается при опасном направлении ветра 123° и опасной скорости ветра 0,76 м/с.

Максимальная концентрация по *пыли абразивный* – 0,5058795ПДК достигается при опасном направлении ветра 14° и опасной скорости ветра 10 м/с.

Максимальная концентрация по *маслу минеральному*– 8,6078243ПДК достигается при опасном направлении ветра 354° и опасной скорости ветра 0,69 м/с.

Максимальная концентрация по *пыли неорганической* – 32,7293015ПДК достигается при опасном направлении ветра 44° и опасной скорости ветра 1,17 м/с.

Максимальная концентрация по *группе суммации сероводород и формальдегид* – 2,2504256 ПДК достигается при опасном направлении ветра 100° и опасной скорости ветра 0,63м/с.

При установленном размере СЗЗ в 500 м, превышений свыше 1 ПДК на границе СЗЗ не по одному веществу и по группе суммации не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ в Приложении проекта приведены карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций и перечень источников, дающих наибольшие вклады.

8.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту

На основе проведенных расчетов для каждого источника месторождения, установлены нормы ожидаемых допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ.

Выбросы загрязняющих веществ, определенные настоящим проектом, предлагается принять как предельно-допустимые, при этом план технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов не предусматривается.

Рекомендуемые НДВ установлены исходя из условий максимальных выбросов при полной нагрузке и проектных показателей работы технологического оборудования на месторождении.

Предложения по нормативам НДВ по каждому источнику отражены в Приложении проекта, в таблице 8.3.1. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту».

8.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства

Как показали результаты расчета рассеивания ЗВ установленные нормативы выбросов по месторождению Морское, включая блок Огайское в пределах области воздействия не приводят к нарушению установленных гигиенических нормативов качества окружающей среды, в связи с чем мероприятия по использованию малоотходной технологии, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства оператором объекта не предусматриваются.

8.5 Уточнение границ области воздействия объекта

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов. На основе расчетов для каждого стационарного источника эмиссий и объекта в целом устанавливаются нормативы допустимых выбросов исходя из целей достижения нормативов качества окружающей среды на границе области воздействия и целевых показателей качества окружающей среды и в близрасположенных селитебных территориях. Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух ($C_i \text{ пр}/C_i \text{ зв} \leq 1$). Анализ результатов расчетов рассеивания показал, что в пределах зоны воздействия объектов месторождения по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными правилами, и выбросы загрязняющих веществ предприятия принимаются как нормативно допустимые. Максимальное расстояние от крайних источников выбросов до границы области воздействия составляет 500 метров по всем направлениям.

8.6 Данные о пределах области воздействия

В соответствии с Проектом установления размера (окончательной) санитарно-защитной зоны для нефтяного месторождения «Морское, включая блок Огайское» АО «КоЖаН», утвержденным санитарно-эпидемиологическим заключением № KZ32VBZ00054184 от 30.05.2024года, осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

В настоящее время контроль по концентрациям загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны объекта оператора-месторождения Морское, включая блок Огайское, осуществляется по договору с аккредитованной лабораторией. Замеры на границе СЗЗ проводятся ежеквартально.

Результаты периодически проводимых замеров на границе СЗЗ аккредитованной лабораторией показывают, что концентрации по контролируемым загрязняющим веществам не превышают установленных значений критериев качества атмосферного воздуха, которые до утверждения экологических нормативов качества применяют гигиенические нормативы.

8.7 Документы (материалы), свидетельствующие об учете специальных требований (при их наличии) к качеству атмосферного воздуха для данного района

В районе размещения объекта или в прилегающей территории промплощадок – особо охраняемые природные территории, зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры – отсутствуют. В этой связи документов и материалов свидетельствующих об учете специальных требований к качеству атмосферного воздуха для данного района нет.

9 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

9.1 План мероприятий по сокращению выбросов

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях разрабатывают проектная организация совместно с оператором при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения. Ввиду того, что стационарный пост наблюдения в ближайшем населенном пункте (п.Косшагыл), который находится в 100км от месторождения -отсутствует, план мероприятий по сокращению выбросов на период НМУ для источников месторождения не приводится.

9.2 Обобщенные данные о выбросах ЗВ в атмосферу в периоды НМУ

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий: сильных инверсий температуры воздуха, штилей, туманов, пыльных бурь, влекущих за собой резкое увеличение загрязнения атмосферы. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) разрабатываются, если по данным органов РГП «Казгидромет» в данном населенном пункте или местности прогнозируются случаи особо неблагоприятных метеорологических условий. Неблагоприятными метеорологическими условиями могут являться следующие факторы состояния окружающей среды: пыльная буря, штиль, температурная инверсия и т.д. В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2 раза. Предотвращению опасного загрязнения воздуха в эти периоды способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня загрязнения воздуха. При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует учитывать вклад различных источников в создание приземных концентраций примесей. В каждом конкретном случае необходимо определить, на каких источниках следует сокращать выбросы в первую очередь, чтобы получить наибольший эффект.

9.3 Краткая характеристика каждого конкретного мероприятия с учетом реальных условий эксплуатации технологического оборудования

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами промышленных предприятий в большей степени зависит от метеорологических условий.

При определенных метеорологических факторах (сильные температурные инверсии, штиль, туман, дымка, пыльные бури и др.) происходит накопление вредных веществ в приземном слое атмосферы, и их концентрации могут резко возрастать. Чтобы не допустить возникновения высоких уровней загрязнения необходимо заблаговременное прогнозирование таких метеорологических условий и своевременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу.

Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их временное сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня воздуха.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов и расположенные в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или планируется проведение прогнозирования НМУ.

В период НМУ предприятие обязано принимать временные меры по дополнительному снижению выбросов вредных веществ в атмосферу. Мероприятия

осуществляются после получения от органов контроля заблаговременных предупреждений, в которых указываются: ожидаемая продолжительность НМУ, кратность увеличения приземных концентраций в сравнении с фактическими значениями.

Рассматриваемый в проекте объект административно расположен на территории Жылыойского района Атырауской области. Ближайший населенный пункт находится на удалении, в 100 км.

С учетом прогноза НМУ предприятия разрабатывают мероприятия по трем режимам работы.

Мероприятия по сокращению выбросов при первом режиме работы предприятия. При первом режиме работы предприятия должны обеспечить уменьшение концентраций веществ в приземном слое примерно на 15-20%. Эти мероприятия носят организационно-технический характер их можно быстро осуществить, они не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности предприятия. К данным мероприятиям можно отнести:

- ужесточение контроля за точным соблюдением технологического режима производства;

- прекращение работы оборудования в форсированном режиме;

- по возможности рассредоточить во времени работу технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;

- усиление контроля работы контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами.

Мероприятия по сокращению выбросов при втором режиме работы предприятия. При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации ЗВ в приземном слое атмосферы примерно на 20-40%.

Эти мероприятия включают в себя мероприятия 1-го режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

К мероприятиям можно отнести:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;

- в случае, если сроки начала планово-предупредительных работ по ремонту оборудования и наступления НМУ достаточно близки, следует произвести остановку оборудования.

Мероприятия по сокращению выбросов при третьем режиме работы предприятия. При третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций ЗВ в приземном слое атмосферы примерно на 40-60% и в некоторых особо опасных условиях предприятием следует полностью прекратить выбросы.

Мероприятия 3-го режима полностью включают в себя условия 1-го и 2-го режимов, а также мероприятия, осуществление которых позволяет снизить выбросы ЗВ за счет временного сокращения производительности предприятия. При данном режиме работы рекомендуется:

- перераспределить нагрузку производств и технологических линий на более эффективное оборудование, приводящее к сокращению выбросов в атмосферу;

- провести поэтапное снижение нагрузки параллельно работающим однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения агрегатов).

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в период НМУ для месторождения Морское включая блок Огайское приведены в таблице 9.4.1. Приложения проекта НДВ только для отдельных источников выбросов загрязняющих веществ, ввиду того, что добыча нефти является непрерывным процессом, который невозможно снизить по трем условиям режима НМУ.

9.4 Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию

В соответствии со ст. 210 Экологического кодекса РК информация о существующих или прогнозных неблагоприятных метеорологических условиях предоставляется Национальной гидрометеорологической службой в соответствующий местный исполнительный орган и территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, которые обеспечивают контроль за проведением юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями мероприятий по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период действия неблагоприятных метеорологических условий.

Диапазон возможного регулирования выбросов по каждому мероприятию при НМУ представлен в мероприятиях по сокращению выбросов загрязняющих веществ в периоды НМУ для источников загрязнения месторождения Морское, включая блок Огайское АО «КоЖаН» мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в период НМУ приведены в таблице 9.4.2. Приложения проекта НДВ по форме таблицы Приложения 9 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду.

10. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ**10.1 Контроль за соблюдением нормативов на объекте**

Согласно главе 13 статьям 182,183,184 «Экологического кодекса РК», операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль. Производственный экологический контроль проводится оператором объекта на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности. Экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Экологический контроль служит формированию ответственного отношения природопользователей к окружающей среде и предупреждению нарушений в области экологического законодательства Республики Казахстан

Проведение производственного экологического контроля включает в себя реализацию условий программы производственного экологического контроля и представлять отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями к отчетности по результатам производственного экологического контроля.

При проведении производственного экологического контроля оператор объекта обязан создать службу производственного экологического контроля либо назначить работника, ответственного за организацию и проведение производственного экологического контроля и взаимодействие с органами государственного экологического контроля;

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Предлагаемый план-график контроля за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов месторождения Морское, включая блок Огайское приведен в таблице 10.1.1 Приложения проекта НДВ.

10.2 Перечень веществ, подлежащих контролю. Перечень веществ, для которых отсутствуют стандартные и отраслевые методики. Перечень методик, которые используются (будут использоваться) при контроле за соблюдением установленных нормативов выбросов. Для ЗВ, для которых на момент разработки нормативов методики контроля не разработаны, разработчик проекта НДВ дает рекомендации по их разработке.

Перечень веществ, подлежащих контролю на промплощадках месторождения Морское, включая блок Огайское, приводится в программе производственного экологического контроля (ПЭК) оператора.

Перечень методик, которые используются при инструментальном методе контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов указаны в области аккредитации лаборатории, при расчетном методе указаны в разделе 5 проекта НДВ.

ПРИЛОЖЕНИЯ