



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ФК «BUZACHI OPERATING LTD»
(Бузачи Оперейтинг ЛТД.)



Мжу Айцзюнь
09 2025 г

**Проект нормативов допустимых выбросов
загрязняющих веществ в атмосферу для
ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ
ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД)
месторождения Северные Бузачи на 2026 г.**

Директор
ТОО «Мұнай Энерджи
Групп»



Тажиев С.М.

г. Астана, 2025 год

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Руководитель проекта - Мухамеджанова А

АННОТАЦИЯ

Основанием для разработки проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) для ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БузачиОперейтинг Лтд) на 2026 год являются:

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.;
2. Окончание срока действия, действующего на предприятии экологического разрешения на воздействие для объектов I категории №: KZKZ16VCZ03794646 от 03.12.2024 г.;
3. Разрешение на сжигание в факелах сырого газа, при технологически неизбежном сжигании газа за №KZ62VPC00022811 от 24.04.2024. Период действия разрешения 01.01.2025-31.12.2025г.

Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу содержит в своем составе:

4. характеристику предприятия, как источника загрязнения атмосферы, включающего в себя описание технологии производства и эксплуатируемого на предприятии оборудования;
5. сведения о всевозможных источниках выделения и загрязнения атмосферы, которые постоянно или временно действуют в процессе производственной деятельности предприятия;
6. характеристики выделений и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, включая геометрические характеристики источников загрязнения атмосферы и параметры выбрасываемой газовой воздушной смеси;
7. качественный состав выбросов вредных веществ и их количественные значения, определяемые расчетным методом по утвержденным методическим указаниям.

В проектных материалах представлены сведения по всем объектам ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) с учетом планируемых показателей разработки месторождения:

8. краткая характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха, описание основных технологических процессов, характеристика существующих источников выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятия;
9. характеристика источников выбросов вредных веществ в атмосферу на перспективу;
10. оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами всех веществ и групп суммации, имеющихся в выбросах предприятия;
11. предложения по нормативам допустимых выбросов;
12. мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеоусловий (НМУ);
13. план-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов и контрольных точках.

В настоящем проекте НДВ рассматривается период с 01.01.2026 г. по 31.12.2026 г.

Основной производственной деятельностью Филиала Компании «Buzachi Operating Ltd» является добыча и подготовка нефти на месторождении Северные Бузачи.

Месторождение расположено в северной части полуострова Бузачи в Тупкараганском районе Мангистауской области Республики Казахстан, в пределах Прикаспийской низменности, на территории, прилегающей к Каспийскому морю.

Плановые объемы добычи нефти, нефтяного и природного газа, использования сырья на собственные нужды, технологических потерь газа в ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) на 2026 год показаны в таблице.

Таблица 1. Прогнозные и фактические показатели

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча жидкост и, тыс. тонн	Обводненост ь нефти, %	Добыча нефтяно го газа, млн. м3	Газо вый факт ор, м3/т онн	Ввод скважи н из бурени я	Общий фонд скважин			
							Фонд добыва ющих скважи н	Фонд нагнета льных скважи н	Специаль ные скважин ы (водо-заборные, пьезо-метричес кие, наблюда-тельные)	Всег о
2021 год (факт)	1061,6	21966	95,2	60	56,5	0	1082	400	89	1571
2022 год (факт)	1082,4	23514	95,4	59,4	54,9	100	1163	421	85	1669
2023 год (факт)	1044,7	23556	95,6	52,6	50,4	52	1192	450	163	1805
2024 год (факт)	1086,9	26446	95,9	36,8	33,8	60	1201	464	176	1855
2026 год (план)	1045,0	25682	95,9	40,2	38,5	83	1309	523	154	1986

Таблица 2. Объем газа технологически неизбежного сжигания месторождения Северные Бузачи на период 2024 – 2026 года

Наименование	Классификация	Объем технологически неизбежного газа, млн. м3		
		2024 год	2025 год	2026 год
Сжигание газа при ПНО	V6	0	0	0
Сжигание газа на дежурных горелках	V7	0,346	0,346	0,346
Сжигание объема газа низкого давления, обоснованное в «Отчете НИР»	V7	1,010	1,051	0,32
Сжигание при ППР: продувка и опорожнения ТО и ТР печей	V8	0,317	0,317	0
		0,040	0,040	0
Сжигание при технологических сбоях	V9	0	0	0
ИТОГО:	Vv	1,713	1,754	0,666

Объем выбросов загрязняющих веществ на основании фактических данных за последние три года, представлены в таблице 3.

Таблица 3. Объем выбросов ЗВ за последние три года, факт.

№ п/п	Годы	Фактические выбросы загрязняющих веществ 2022-2024 годы
		т/год
1	2022	3488,724
2	2023	2817,163
3	2024	1541,938

В соответствии с Решением по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от «23» август 2021 г определена категория объекта: I. (приложение 2).

ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд), как предприятие, основной производственной деятельностью которого является разведка и добыча нефти и газа имеет I

категорию и соответствующим размером санитарно-защитной зоны – 1000 м.

При разработке проекта нормативов допустимых выбросов для ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) была проведена инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу.

Источники загрязнения в проекте расставлены в соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2022 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».

В результате проведённой инвентаризации источников загрязнения атмосферного воздуха на момент разработки проекта НДВ (осень 2025 года) было установлено 1128 источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ), из которых 828 являются неорганизованными.

Изменение общего количества источников выбросов по предприятию произошло за счёт следующих факторов:

- Включение источников выбросов от подрядных организаций, осуществляющих деятельность на территории ФК «BUZACHI OPERATING LTD», а именно:

- ТОО «Буровая компания "Великая стена» (генеральный подрядчик по бурению скважин),
- ТОО «OS Technology Services» (генеральный подрядчик по КРС),
- ТОО «КапРемСервис» (субподрядчик ТОО «OS Technology Services» по КРС),
- Геофизические исследования скважин (ГИС) - ТОО «ГеоМунайРесурс».

Всего добавлено 53 единицы новых источников загрязнения атмосферного воздуха.

- Ввод в эксплуатацию источников выбросов, предусмотренных в рамках ранее разработанных рабочих проектов:

- «Расширение ГЗУ-31»,
- «Установка резервного мультифазного насоса на МС-12 месторождения Северные Бузачи»,
- «Фаза XIV. Ступень 3»,
- «Фаза XV. Ступень 2»,
- «Фаза XVI. Ступень 1».

- Дополнение вахтового посёлка новым источником – блочно-модульной котельной, в количестве 1 единицы.

Таким образом, наращивание количества источников выбросов обусловлено как развитием производственной инфраструктуры, так и привлечением подрядных организаций для выполнения специализированных видов работ.

От установленных источников, в ходе производственной деятельности, в атмосферу выбрасывается 46 наименований загрязняющих веществ 1-4 класса опасности: железо (II, III) оксиды, марганец и его соединения, медь оксид, натрий гидроксид, никель оксид, азота диоксид, азотная кислота, аммиак, азота оксид, гидрохлорид, серная кислота, озон, углерод, сера диоксид, сероводород, углерод оксид, диФосфор пентаоксид, фтористые газообразные соединения, фториды плохо растворимые, метан, смесь углеводородов предельных C1-C5, смесь углеводородов предельных C6-C10, бензол, диметилбензол, метилбензол, бензапирен, тетрахлорметан, 2,2'-оксидиэтанол, бутан-1-ол, метанол, этанол, 1-п-метоскифенил, 2-этоксиэтанол, бутилацетат, формальдегид, пропан-2-он, уксусная кислота, бензин, керосин, масло минеральное нефтяное, сольвент нефтяной, уайт-спирит, алканы C12-C19, взвешенные вещества, пыль абразивная, пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния 70-20%, пыль абразивная.

Выбрасываемые вещества образуют 8 групп суммаций, обладающих эффектом суммарного вредного воздействия (таблица 2.3).

Срок достижения нормативов по всем ингредиентам 2026 год.

Согласно действующему разрешению №KZ62VPC00022811 от 24.04.2024.г. общий валовый загрязняющих веществ на 2025 год составлял – 3699,9066, в том числе:

- от стационарных источников - 3606,0346 тонн/год;

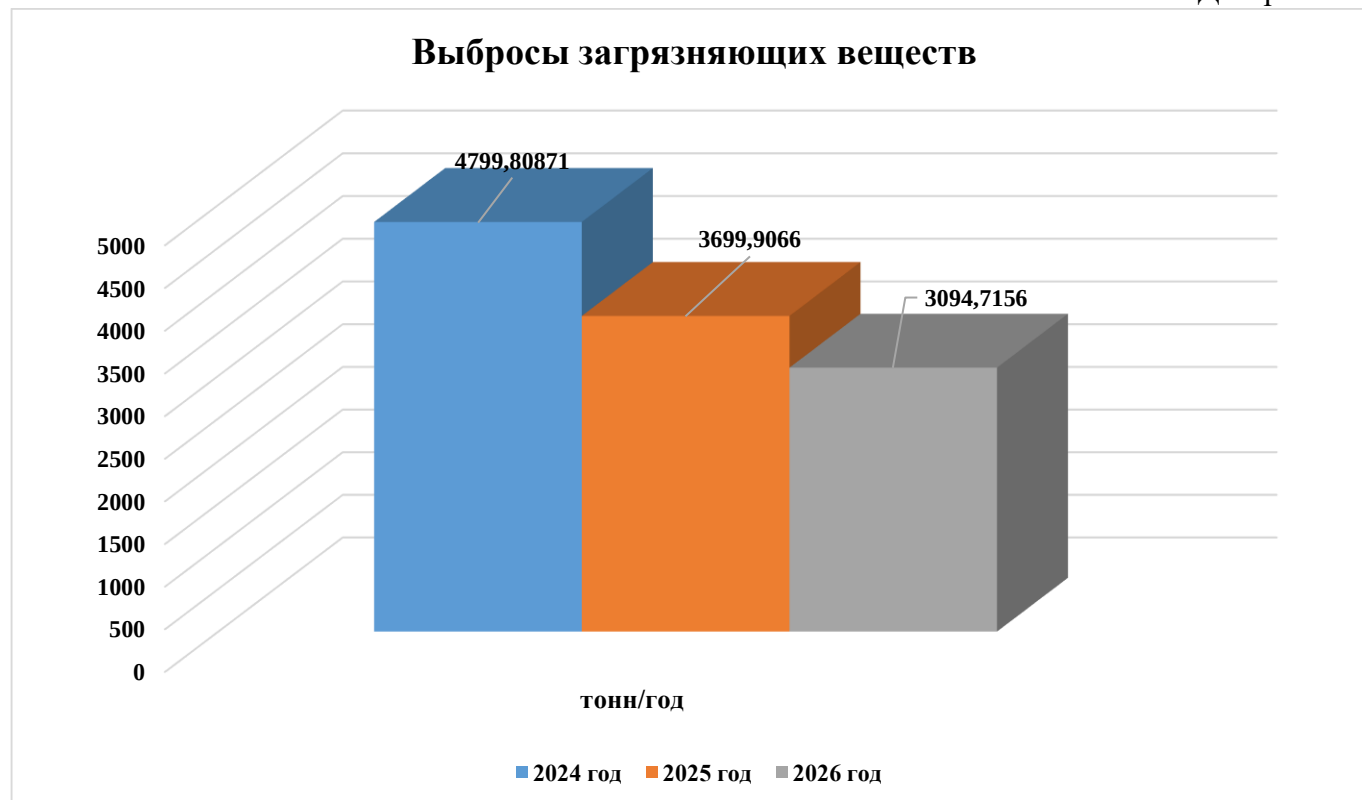
- от переходящих проектов РООС – 93,8720 тонн/год.

В соответствии с письмом РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» №03-11/555 от 15.05.2025 г., предприятию необходимо обеспечить снижение общего валового выброса загрязняющих веществ не менее чем на 20% по сравнению с уровнем 2025 года.

В результате проведенных расчетов и оптимизации производственных процессов, общий объем валовых выбросов от стационарных источников **на 2026 год составляет 3 094,7156 тонн.**

Указанный объем соответствует установленному нормативу и обеспечивает выполнение требований Департамента экологии по Мангистауской области в части обязательного сокращения нагрузки на окружающую среду.

Диаграмма 1



Предприятием предусмотрен комплекс мероприятий, направленных на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В результате реализованных мер, объем валовых выбросов на 2026 год составил 3 094,7156 тонн, что на 605,191 тонн меньше по сравнению с уровнем 2025 года (3 699,9066 тонн).

Это сокращение демонстрирует реальную эффективность предпринятых действий и соответствует требованиям, установленным экологическим законодательством и контролирующими органами. (Диаграмма 1).

Качественные и количественные значения выбросов загрязняющих веществ на нормируемый 2026 год рассчитаны согласно утвержденным методическим указаниям с учетом основных производственных показателей работы предприятия, предоставленных предприятием –заказчиком.

Сведения об основных характеристиках источников выделения и загрязнения атмосферы, применяемых пылеулавливающих установках, о количестве выбрасываемых и улавливаемых загрязняющих веществ обобщены и приведены в бланках инвентаризации установленной формы (приложение 5).

Плата за эмиссии в окружающую среду от стационарных и передвижных источников осуществляется согласно гл. 71. ст. 495 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс) на 2026 год.

Оглавление

АННОТАЦИЯ	3
ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТЕ	10
2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	15
3.ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	18
3.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД)	18
3.2. Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	24
3.3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	35
3.3. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	55
3.4 Перспектива развития производства.....	59
3.5. Характеристика пылегазоочистного оборудования	59
3.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов	59
3.7. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	66
3.8 Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета	66
4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВРЕДНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ.....	68
4.1 Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы вредными веществами	68
4.2 Обоснование принятия размеров санитарно-защитной зоны	74
4.3 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов НДВ	74
4.4. Предложения по нормативам НДВ.....	75
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОУСЛОВИЯХ (НМУ)	84
6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	87
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	88
Приложение 1. Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.....	89
Приложение 2. Решение об определении категории объекта	91
Приложение 3. Свидетельство об учетной регистрации юридического лица	93
Приложение 4. Карта- схема территории предприятия с указанием источников загрязнения	94
Приложение 5. Бланки инвентаризации	
Приложение 6. Параметры выбросов загрязняющих веществ для расчета нормативов допустимых выбросов на 2026 год	
Приложение 7. Нормативы выбросов загрязняющих веществ	
Приложение 8. План мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в периоды	

НМУ

Приложение 9. Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ

Приложение 10. План график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов на 2026 год

Приложение 11. Обоснование расчетов выбросов загрязняющих веществ

Приложение 12. Рассеивание загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и карты рассеивания

Приложение 13. Контракт на добычу углеводородов на месторождении Бузачи Северные в Мангистауской области Республики Казахстан №4974-УВС от 25 октября 2021 года

Приложение 14. Справка об отсутствии фоновых постов РГП «Казгидромет»

ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов-допустимых выбросов выполнен для ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В Проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами, определены предложения по охране природной среды, приведены основные характеристики производства.

Данный проект разработан на основании следующих материалов:

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.;
2. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».
3. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан №63 от 10.03.2021 г.
4. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями»;
5. ГОСТ 17.2.1.04-77 «Охрана природы. Атмосфера. Источники и метеорологические факторы загрязнения, промышленные выбросы. Основные термины и определения»;
6. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденные Приказом Министра здравоохранения РК от 02 августа 2022 года № ҚР-70.

При разработке проекта использованы следующие материалы:

7. данные материалов проекта нормативов предельно допустимых выбросов ЗВ;
8. данные материалов статистической отчетности 2ТП-Воздух;
9. данные материалов систематических лабораторных наблюдений за состоянием загрязнения воздушной среды.

В проекте НДВ приводится полная инвентаризация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, определяются количественные и качественные характеристики выбросов.

Разработчик проекта: ТОО «Мунай Энерджи Групп», имеющий государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей №01531Р от 14.01.2013 г. выданную МООС РК (Приложение 1).

При разработке проекта использованы основные инструкции и методические рекомендации, указанные в списке используемой литературы.

Основанием для выполнения является договор ФК «Buzachi Operating Ltd» (Бузачи Оперейтинг Лтд) с ТОО «Мунай Энерджи Групп».

Заказчик: ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД)

Юридический адрес: РК, 030006, Мангистауская область г. Актау, офис ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) микрорайон 3, строение 82 Фактический адрес: РК. Мангистауская область, Тупкараганский район, месторождение Северные Бузачи.

Контракт на добычу углеводородов на месторождении Бузачи Северные в Мангистауской области Республики Казахстан №4974-УВС от 25 октября 2021 года в приложении 12 к проекту.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТЕ

Основной производственной деятельностью ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) является добыча и подготовка нефти на месторождении Северные Бузачи.

Месторождение Северные Бузачи расположено в прибрежной зоне Каспийского моря на севере полуострова Бузачи. Административно месторождение и временные подъездные дороги к нему входят в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождение Северные Бузачи расположено на севере полуострова Бузачи, в пределах юго-восточной оконечности Прикаспийской низменности, в 12.5 км от Каспийского моря. От моря месторождение отделяет дорога Актау — Каламкас и насыпная дамба. Большая часть лицензированной территории месторождения лежит в пределах Большого Сора и представляет собой полого наклонную в сторону Каспийского моря морскую аккумулятивную равнину с отрицательными абсолютными отметками ниже уровня моря.

Ближайший населенный пункт - поселок Таушик, расположен в 173 км от месторождения Северные Бузачи, ближайшая жилая зона от месторождения Северные Бузачи - вахтовый поселок ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) и вахтовый поселок подрядчиков расположены на расстоянии примерно 7 км.

Областной центр — г. Актау находится от месторождения в 248 км. Автомобильные дороги соединяют месторождение Северные Бузачи с промыслами Каламкас и Каражанбас, с поселками Шетпе и городами Форт-Шевченко и Актау.

Филиал компании «Бузачи Оперейтинг Лтд» осуществляет промышленную разработку месторождения Северные Бузачи.

В состав месторождения Северные Бузачи входят следующие производственные подразделения:

- Центр подготовки и передачи нефти (ЦППН);
- Блочно кустовая насосная станция (БКНС);
- Установки ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-5, ЗУ-6, ЗУ- 7, МС-8, ЗУ-9, ЗУ-10, ЗУ-11, ЗУ-12; ЗУ-13, ЗУ-15, ЗУ-17, ЗУ-18, ЗУ-19, ЗУ-21, ЗУ-22, ЗУ-23, ГЗУ-31, NB-3;
- Участки УПСВ-1, УПСВ-2;
- Установка закачки гелеполимерного раствора;
- Площадка добывающих скважин;
- Площадка добывающих скважин подземных вод
- Промежуточные манифольдные станции и мерные емкости;
- Площадка мультифазных станций;
- Парк ДЭС.

А также вспомогательные объекты:

- Вахтовый поселок месторождения Северные Бузачи;
- Вахтовый поселок месторождения ТОО «Великая стена»
- Цементная база;
- Очистные сооружения, поля-накопители (испарители) очищенных бытовых сточных вод, иловые карты;
- Слесарная мастерская, РМЦ;
- Складские помещения МТО;
- Пожарные депо;
- Автотранспортный парк.
- КРС (работы по капитальному ремонту скважин проводят подрядные организации);
- Бурение и обустройство скважин (работы по строительству скважин проводят подрядные организации);
- Строительство и обустройство объектов месторождения (СМР проводят подрядные организации).

Прогнозные объемы добычи нефти, нефтяного и природного газа, использования сырья на собственные нужды, на 2026 год по ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) представлены в таблицах:

Основные производственные показатели

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча жидкости, тыс. тонн	Обводненность нефти, %	Добыча нефтяного газа, млн. м3	Газовый фактор, м3/тонн	Ввод скважин из бурения	Общий фонд скважин			
							Фонд добывающих скважин	Фонд нагнетательных скважин	Специальные скважины (водозаборные, пьезометрические, наблюдательные)	Всего
2021 год (факт)	1061,6	21966	95,2	60	56,5	0	1082	400	89	1571
2022 год (факт)	1082,4	23514	95,4	59,4	54,9	100	1163	421	85	1669
2023 год (факт)	1044,7	23556	95,6	52,6	50,4	52	1192	450	163	1805
2024 год (факт)	1086,9	26446	95,9	36,8	33,8	60	1201	464	176	1855
2025 год (план)	1338,8	30912	95,7	54	40,4	93	1429	532	204	2165
2026 год (план)	1045,0	25682	95,9	40,2	38,5	83	1309	523	154	1986

Основные расходы отсепарированного нефтяного попутного газа составляют расходы на нужды печей подогрева нефти и воды на замерных установках (ЗУ) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) и расходы попутного газа на нужды печей ЦППН.

Таблица 4 Расход попутного газа на неизбежное сжигание объем V7

№ п/п	Наименование	Единица измерения	2026 г.
1	факел ЦППН	млн куб.м	0,278
2	факел на ЗУ-13	млн куб.м	0,1293
3	факел на УПСВ-1	млн куб.м	0,1293
4	Факел на УПСВ-2	млн куб.м	0,1293

Таблица 5 Баланс газа в целом по предприятию на 2026 год

№ п/п	Наименование	Ед-ца измер-я	План на 2026
1	Добыча нефти	тыс. тонн	1045,0
2	Добыча попутного газа, в том числе:	млн. м3/год	40,2
3	Расход газа на собственные нужды	млн. м3/год	37,035

Ближайший населенный пункт – село Таушик, который расположен в 173 км от месторождения Северные Бузачи.

Ближайшая жилая зона от месторождения Северные Бузачи - вахтовый поселок ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) и вахтовый поселок подрядчиков расположены на расстоянии ~7км. Расстояние от месторождения до с. Таушик – 173 км (рисунок 2), Жынгылды – 191 км, Шетпе – 202 км.

Областной центр – г. Актау находится от месторождения в 248 км. Автомобильные дороги соединяют месторождение Северные Бузачи с промыслами Каламкас и Каражанбас, с поселками

Шетпе и городами Форт-Шевченко и Актау. На балансе предприятия имеется 121 единица автотранспорта различной модификации.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения предприятия **отсутствуют**.

Обзорная карта-схема расположения месторождения Северные Бузачи представлена на рисунке 1.

Карта-схема с обозначением расстояния до ближайшей жилой зоны (Вахтовый поселок ФК «BUZACHI OPERATING LTD») рисунок 2.

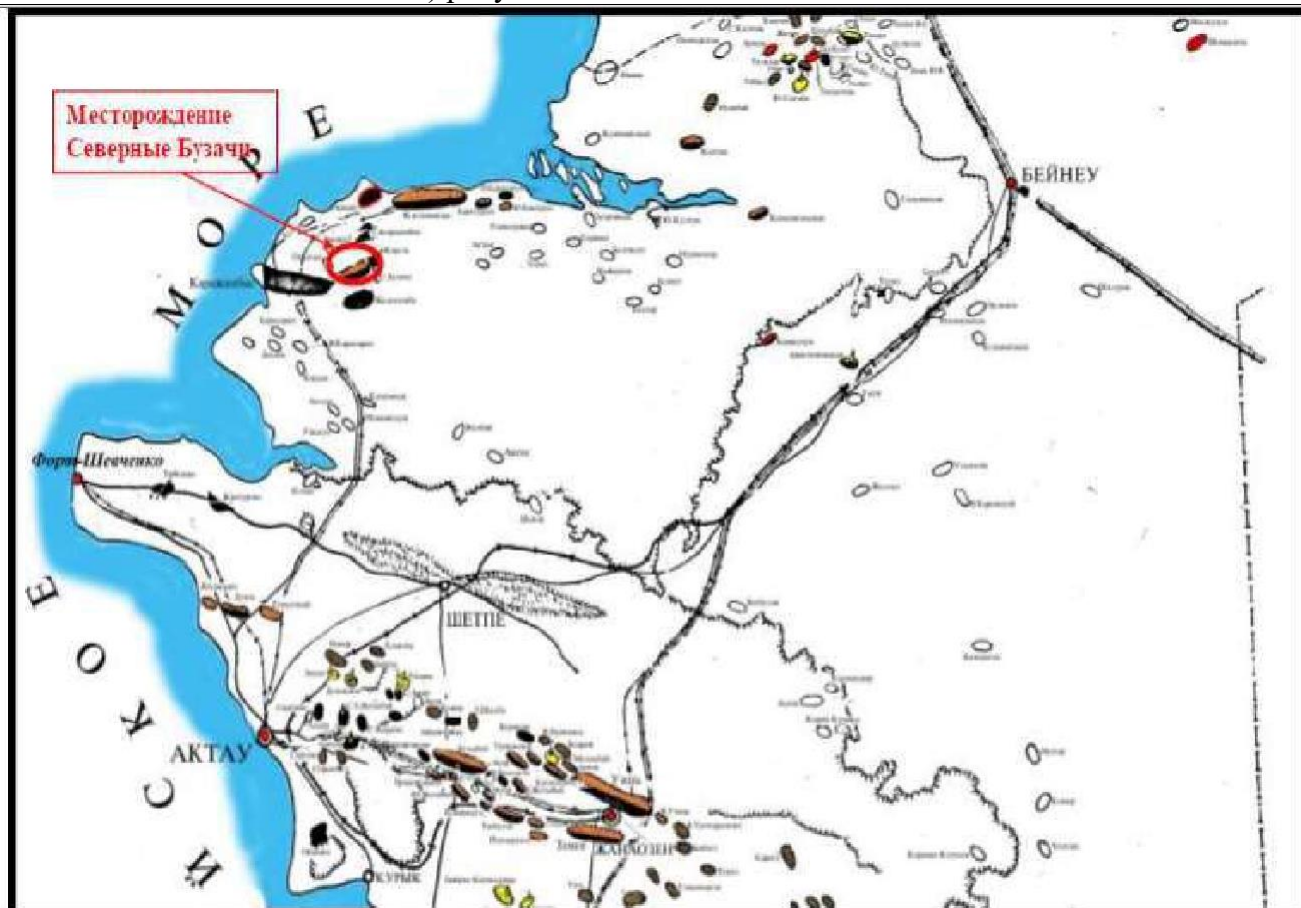


Рисунок 1 - Обзорная карта-схема расположения месторождения Северные Бузачи

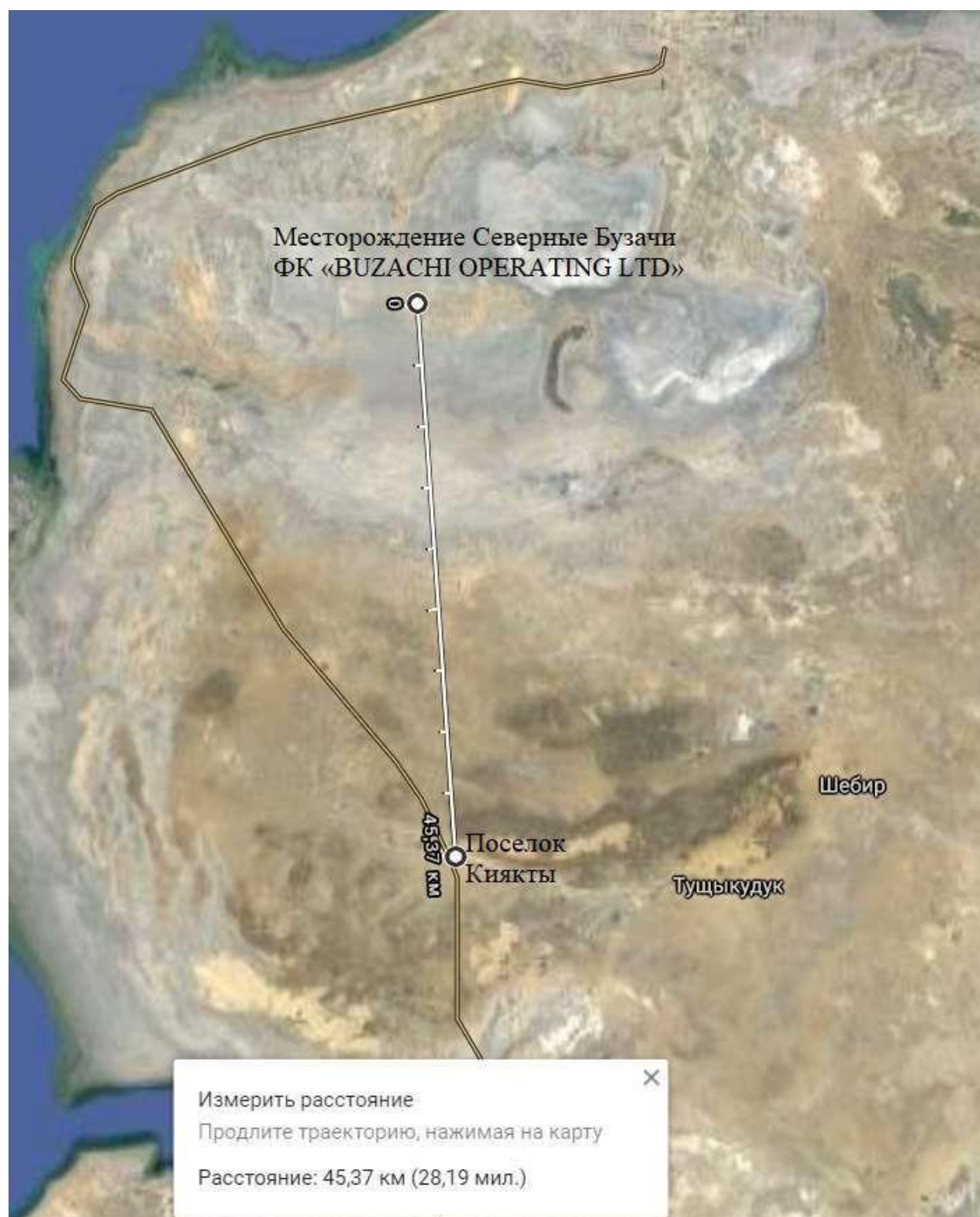


Рисунок 3 - Карта-схема с обозначением расстояния до ближайшей жилой зоны (пос.Киякты.)

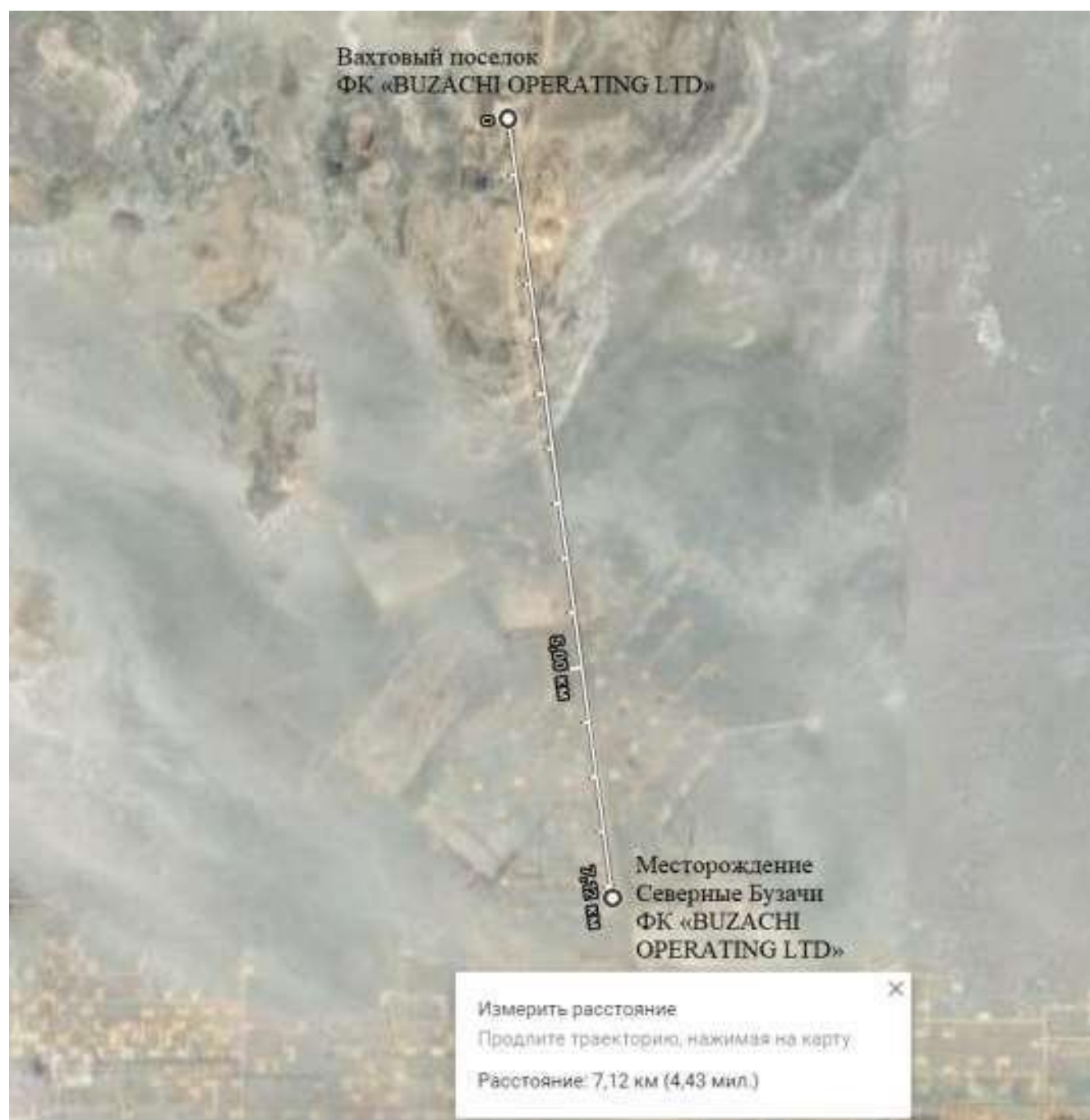


Рисунок 4 - Карта-схема с обозначением расстояния до вахтового поселка ФК «BUZACHI OPERATING LTD»

2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Месторождение Северное Бузачи расположено в прибрежной зоне Каспийского моря на севере полуострова Бузачи, в климатическом районе, особенности которого фиксируются береговой метеостанцией г. Форт-Шевченко. Данные этой метеостанции главным образом используются для характеристики метеоусловий рассматриваемого района.

Основными климатообразующими факторами рассматриваемого региона являются его географическое положение, условия атмосферной циркуляции, особенности подстилающей поверхности.

Природный климатический режим района расположения месторождения Северные Бузачи формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс.

В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат.

Зима характеризуется преобладанием неустойчивой погоды с резкими колебаниями температуры воздуха, а лето – устойчивой жаркой погодой с бризовой циркуляцией на побережье.

Для характеристики климата использованы данные метеостанций Форт-Шевченко, о. Кулалы, Кызан.

Климат. Рассматриваемый район, согласно СНиП 2.01.01-82, относится к пятому климатическому поясу. Месторождение Северные Бузачи находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета и во многом связан с влиянием Каспийского моря.

Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года – севера и северо-западного.

Северные и восточные берега моря, прилегающие к территории Казахстана, низменны и равнинны, открыты для свободного проникновения воздушных масс. Зима характеризуется преобладанием неустойчивой погоды с резкими колебаниями температуры воздуха, а лето – устойчивой жаркой погодой с бризовой циркуляцией на побережье. На гидроморфологические процессы моря наибольшее влияние оказывает ветер, температура и влажность воздуха.

Направление и скорость ветра. Каспийское море расположено в зоне атмосферных фронтов между холодными полярными и теплыми субтропическими воздушными массами. В атмосферных условиях преобладает азиатский антициклон в конце осени, зимой и в начале весны.

Пик термического влияния приходится на лето и зиму, когда возможно образование локализованных морских прибрежных и береговых ветров.

Средняя годовая скорость ветра в пределах рассматриваемой территории варьирует от 4 до 7 м/сек. при отчетливом максимуме зимой, когда в отдельные дни скорость превышает 25 м/сек, и минимальной скорости летом.

На северном Каспии преобладают восточные ветры. Сильные ветры наиболее вероятны в марте – апреле и наименее вероятны в июле – августе. За последние 16 лет максимальная зарегистрированная скорость ветра составила 34 м/сек (по метеостанции г. Форт-Шевченко).

Повторяемость ветра по направлениям в среднем в году (по многолетним наблюдениям) по метеостанции г. Форт-Шевченко представлены в таблице.

Таблица 6. Повторяемость (%) направлений (по метеостанции г. Форт-Шевченко).

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Среднегодовая								
16	14	13	23	8	6	7	13	1

Температура и влажность воздуха. Восточная прибрежная акватория Северного Каспия является наиболее холодным участком Каспийского моря. Самые низкие температуры наблюдаются с конца января по начало февраля. Средняя месячная температура самого холодного месяца (январь) составляет минус 0,70С, средняя минимальная температура самого холодного месяца составляет минус 8,2 0С (метеостанция г. Форт-Шевченко).

Высокие температуры воздуха связаны с антициклоническим режимом погоды, приводящим к поступлению сухого, очень горячего воздуха из центральной части континента. Температуры выше 30 0С наблюдаются с апреля по сентябрь. Средняя температура самого жаркого месяца составляет плюс 26,1 0С, средняя максимальная температура плюс 37,9 0С (метеостанция г. Форт-Шевченко).

Среднемесячная температура по МС Форт-Шевченко в таблице.

Таблица 7 Средняя месячная температура воздуха, С°

Пункт наблюдения	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Ф.Шевченко	-0,3	-0,5	4,2	11,5	17,5	23,5	26,1	25,0	19,9	13,2	5,9	1,1	12,4

Наиболее продолжительным является летний сезон. Самый теплый месяц в году – июль.

Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август, присущего морскому климату, это отражение континентальностью климата Северо-Восточного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Отрицательные температуры воздуха в зимние месяцы — следствие наличия в этом районе моря ледяного покрова на прилегающей морской акватории с хорошо развитыми формами неподвижного льда. В среднем можно говорить, что нулевая изотерма в январе-феврале оконтуривает границу распространения морского льда. В годовом цикле продолжительность безморозного периода составляет в среднем 2/3 времени.

Таблица 8 Даты первого и последнего заморозков и продолжительность безморозного

Пункт наблюдения	Дата заморозков						Продолжительность безморозного периода		
Форт-Шевченко	первого			последнего					
	сред	ран	позд	сред	ран	позд	сред	мин	макс
	6 XI	12 X	9 XII	28 III	3 III	26 IV	233	175	267

Одной из причин того, что зимой территория является наиболее холодным местом, а летом крайне жарким, является воздействие воздушных потоков из зоны казахстанских степей и полупустынь.

Атмосферные осадки. Восточное побережье Северного Каспия представляет собой самый сухой регион Каспийского моря в силу слабого проникновения влажных воздушных масс с Атлантического океана, которые обеспечивают выпадение большинства осадков в регионе.

Среднегодовая сумма осадков, наблюдающихся в Форт-Шевченко – 131 мм. Летние осадки характеризуются короткими, сильными ливнями. Зимний минимум осадков связан с развитием азиатского антициклона. Выпадение снега обычно начинается в конце октября или в ноябре.

Снежный покров. Участок месторождения Северные Бузачи относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель.

Образование снежного покрова на полуострове Бузачи следует ожидать во второй декаде декабря, а сход – в первой декаде марта. Временная изменчивость указанных дат может достигать одного месяца с перерывами не более 3 дней подряд.

Средняя высота снежного покрова составляет 10-20 см. Снег выпадает в периоды вторжения холодных воздушных масс и при прохождении холодных фронтов. Как правило, первый снег не образует снежного покрова и быстро тает. Число дней с метелью —5-10 дней в году.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере района расположения предприятия представлены в табличной форме (таблицы 9).

Таблица 9. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания

**Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ
в атмосфере города Мангистауская область**

Мангистауская область, Северные Бузачи

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	37.9
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-8.2
Среднегодовая роза ветров, %	
С	16.0
СВ	14.0
В	13.0
ЮВ	23.0
Ю	8.0
ЮЗ	6.0
З	7.0
СЗ	13.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.4
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	11.3

3. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД)

Добыча и внутрипромысловый сбор нефти и нефтяного попутного газа

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время месторождение Северные Бузачи имеет развитую инфраструктуру, систему внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции.

На месторождении эксплуатируется 110 – манифольдных станций (МС), 15 – замерных установок (ЗУ), 2 – установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), блочная кустовая насосная станция (БКНС), резервуарный парк товарной нефти, магистральный нефтепровод до перекачивающих станции АО «КазТрансОйл».

Технология внутрипромыслового сбора добываемой продукции представляет собой следующее: нефтегазовая смесь от удаленных скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на промежуточные манифольдные станции (МС) и манифольдные станции, расположенные на площадках ЗУ, откуда объединенным потоком по промысловым коллекторам направляется на ЗУ, ПС и установки предварительного сброса воды (УПСВ-1, УПСВ-2). Удаленные МС (12 ед.) оборудованы мультифазными насосами. МС предназначена для сбора нефтегазовой смеси со скважин, которая поступает по выкидным линиям на тестовый и эксплуатационный манифольды. Подключение скважин к действующим манифольдам (МС), замерным установкам (ЗУ/ГЗУ) и перекачивающим станциям (ПС) осуществляется по территориальному принципу.

После замера нефтегазовая смесь поступает на ЗУ, которая предназначена для сбора, учёта, нагрева, сепарации нефти и газа и транспортировки дегазированной нефти на УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН, где производится дальнейшая подготовка нефти. Попутный газ, выделившийся в газовых сепараторах на ЗУ поступает в единую газосборную систему. Основная часть газа используется в качестве топлива для сепараторов-подогревателей и печей для нагрева нефти различного типа на ЗУ.

Для оптимизации работы системы подготовки нефти на существующих мощностях в системе сбора обустроено и введено в эксплуатацию 2 установки предварительного сброса воды – УПСВ-1 и УПСВ-2, а также в качестве промежуточных установок предварительного сброса воды переоборудованы и используются замерные установки – ГЗУ-31, ЗУ-2, ЗУ-13.

Технология установки предварительного сброса воды (УПСВ) представляет собой следующее: частично дегазированная нефтяная эмульсия, прошедшая первую ступень сепарации по нефтесборным коллекторам, предварительно объединившись в один поток, по

общему коллектору поступает на УПСВ, где производится вторая ступень сепарации, отвод газа на утилизацию и откачка нефти насосами в нефтесборный коллектор, для дальнейшей подачи на ЦППН. Отделившаяся пластовая вода откачивается на БКНС в систему ППД.

Принципиальная блок схема нефтепроводной системы представлена на рисунке 5.

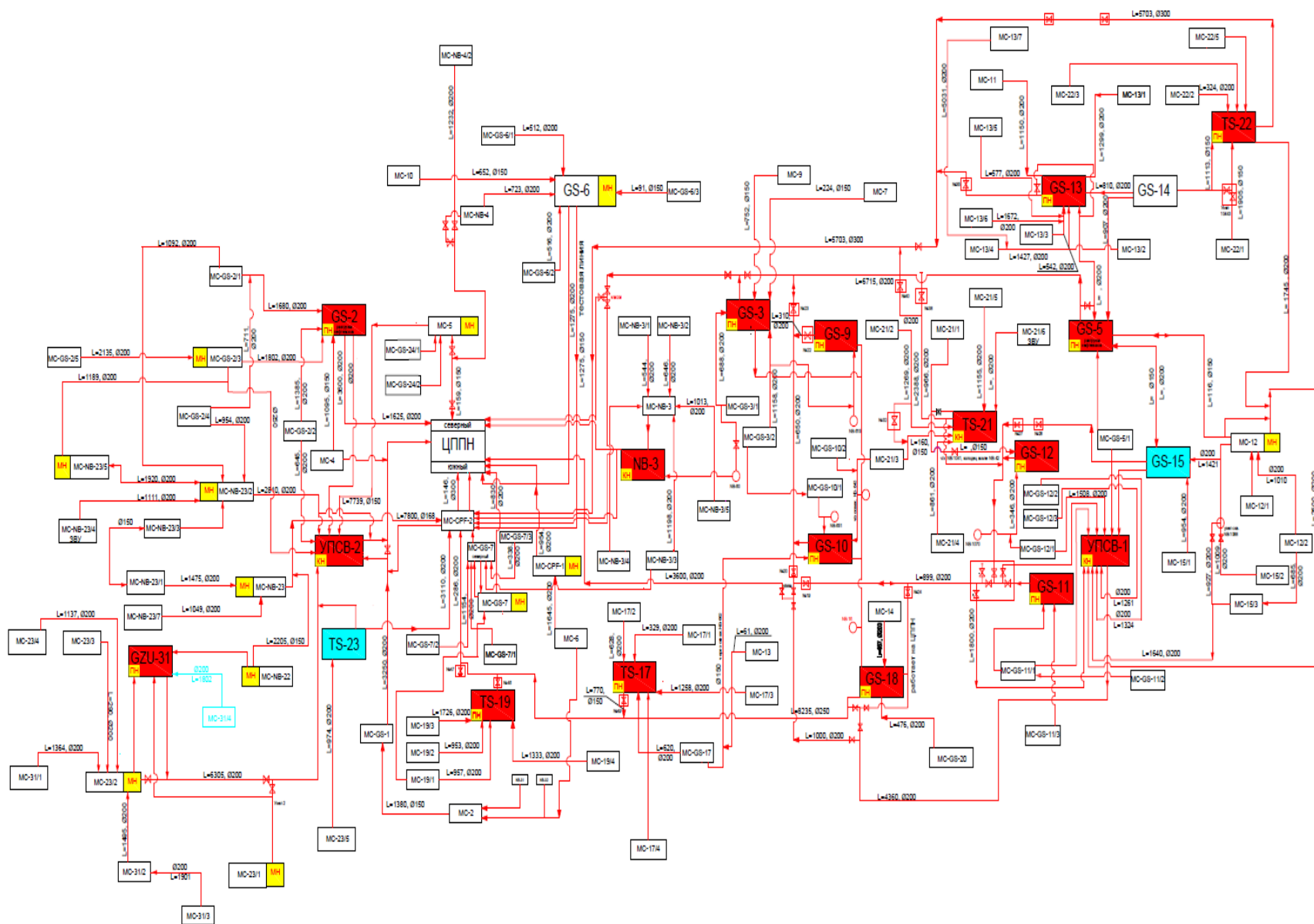


Рисунок 1 - Схема нефтепроводной системы на месторождении Северные Бузачи

ЦППН (Центр подготовки и перекачки нефти)

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для сбора сырой нефти с добывающих скважин и ЗУ, подготовки ее до товарной кондиции с последующей транспортировкой и сдачей на НПС «Северные Бузачи» МНУ Западного филиала АО «КазТрансОйл» (КТО). Процесс подготовки осуществляется электротермохимическим способом.

Прием нефти на ЦППН осуществляется от близлежащих скважин, подключенных напрямую и от замерных установок GS, MS, PS охваченных системой сбора до ЦППН и поступает по двум входным манифольдам - Северный и Южный.

Технология системы подготовки предусматривает проведение подготовки нефти при высоких температурах (до 105°C) в сочетании с применением технологического процесса глубокого обезвоживания и обессоливания.

Поступающая на Северный манифольд водогазонефтяная эмульсия (неразгазированный флюид) с давлением ~0.45МПа и температурой ~30°C по трубопроводу Ø8" поступает на печи подогрева CPF-H-CP01/02 и CPF-H-CP103A/B где нагревается до температуры 50°C в летнее время и 35°C зимой. Нагрев поступающей продукции до необходимой температуры происходит благодаря теплоотдаче от промежуточного теплоносителя (смесь диэтиленгликоля и пресной технической воды). В поток перед раз газированием вводится раствор ингибитор коррозии из блочных дозирочных установок БДР CPF-4001С.

После подогревателей нефтегазовый поток под давлением ~0.45МПа по трубопроводу Ø8" поступает на первую ступень раз газирования в нефтегазовый сепаратор (НГС) CPF-V-2003В.

Попутный нефтяной газ ПНГ ВД из сепаратора CPF-V-2003В под давлением ~0.30МПа через механический регулятор по трубопроводу Ø8" поступает в газовый сепаратор V-CP03 для отделения капельной жидкости. Из газового сепаратора CPF-V-CP03 часть газа направляется в систему подготовки топливного газа ЦППН для дальнейшего использования на собственные нужды, а оставшаяся часть в газосборную систему промысла. Давление в коллекторе газа ВД поддерживается регулятором давления с пневмоприводом на выходе газа из CPF-V-CP03. Аварийный сброс газа на факел ВД производится через предохранительные клапана, установленные на газовом сепараторе CPF-V-CP03 в факельный коллектор ВД Ø12" и далее через факельный сепаратор V-4102 на факел CPF-F-4102 для сжигания.

Дренаж с аппаратов CPF-V-2003В производится в закрытую дренажную емкость CPF-E-100, при заполнении, которого погружным насосом CPF-P-100 откачивается на технологические резервуары CPF-T-CP01/02/03.

Водонефтяная эмульсия из сепаратора CPF-V-2003В выводится через регулятор уровня и под давлением ~0.45МПа и температурой ~50°C по трубопроводу Ø8" направляется в вертикальные резервуары-отстойники (РВС) CPF-T-CP-01/02/03 объемом 1000м³ каждый, где происходит одновременный отстой нефти и отделение попутной воды за счет гравитации и путем прохождения нефтяной эмульсии через слой пластовой воды, уровень которой поддерживается при помощи под резервуарных дренажных задвижек в пределах 6,5-8,0м, направляемой далее в систему водоподготовки.

Из резервуаров CPF-T-CP-01/02/03 через запорно-регулирующую арматуру уловленная нефть с перетока расположенного на уровне 10м, поступает в буферный резервуар CPF-T-CP04 объемом 1000м³, из которого нефть с содержанием ~5% воды и с температурой ~50°C через запорно-регулирующую арматуру по трубопроводу самотеком поступает на вход насосов CPF-P-2001A/B, в который также из БДР CPF-4001А вводится хим. реагент и пресная техническая вода в количестве до 10% об. от расхода сырой нефти, поступающая с температурой ~90°C от печей подогрева воды CPF-H-4602A/B и далее перекачивается на печи подогрева CPF-H-2001A/B, CPF-H-2002A/B, перед которыми объединяется с частью обезвоженной нефти поступающий из буферных резервуаров CPF-T-3001С/Д.

Выделяющаяся в буферном резервуаре CPF-T-CP04 пластовая вода, количества которой невелики, насосами CPF-P-CP20/21 подается в резервуары-отстойники CPF-T-CP01/02/03, и таким образом объединяется с основной массой пластовой воды.

Вода из CPF-CP01/02/03 с температурой ~46÷47°C направляется на вход насосов пластовой

воды CPF-P-3003D/E/F, для дальнейшей подачи в систему ППД.

При необходимости для стабилизации работы газового тракта РВС, в каждый из резервуаров CPF-CP01/02/03/04 через механические регуляторы давления подведен затворный газ от сети топливного газа ЦППН. Система обеспечивает защиту резервуаров от немотивированного подсоса воздуха и образования вакуума при нормальном технологическом режиме работы оборудования.

Сброс газа из резервуаров-отстойников CPF-T-CP01/02/03/04 предусматривается под давлением ~ 0.105 МПа(абс) по факельному коллектору низкого давления НД диаметром $\varnothing 6''$ в газовый расширитель CPF-GE-4102, где происходит отделение выпадающей в трубопроводе жидкости и далее на совмещенный факел высокого и низкого давления CPF-A-4101.

Поступающая нефтегазовая эмульсия от групповых установок и манифольдов разделяется на два потока на Южном манифольде.

Первый поток водогазонефтяной эмульсий, с давлением ~ 0.45 МПа и температуры 23°C зимой и 30°C летом и далее под давлением ~ 0.4 МПа по трубопроводу $\varnothing 8''$ поступает на первую ступень раз газирования в нефтегазовый сепаратор CPF-V-2003А для отделения попутного газа, после чего объединяется с потоком поступающей на ЦППН разгазированной нефти и отправляется на дальнейшую совместную переработку.

Выделившийся из сепаратора V-2003А попутный нефтяной газ ВД под давлением ~ 0.3 МПа через регулятор давления с пневмоприводом по трубопроводу $\varnothing 8''$ поступает в газовый сепаратор V-CP03 системы подготовки топливного газа для дальнейшей подачи газа на собственные нужды. Аварийный сброс газа на факел ВД из сепаратора V-2003А производится через предохранительные клапана, установленные на аппарате в факельный коллектор ВД $\varnothing 12''$ и далее через факельный сепаратор V-4102 на факел CPF-F-4102.

Второй поток (в количестве 85%об.) с давлением ~ 0.45 МПа и температурой $\sim 20^\circ\text{C}$ по трубопроводу $\varnothing 12''$ направляется на сепарационную установку, в трехфазные сепараторы НГСВ CPF-V-100/А, (типа «Хитер-Триттер») объемом 100 м^3 и номинальной тепловой мощностью 3300 кВт, для нагрева, раз газирования и предварительного сброса пластовой воды. В поток перед раз газированием вводится раствор деэмульгатора из блочных дозировочных установок БДР CPF-A-100.

Попутный нефтяной газ ВД из сепараторов CPF-V-100/А, под давлением ~ 0.45 МПа через механические регуляторы давления по трубопроводам $\varnothing 8''$ поступает в систему топливного газа ВД ЦППН. Аварийный сброс газа на факел ВД производится через предохранительные клапана, установленные на НГСВ CPF-V-100А, в факельный коллектор ВД $\varnothing 12''$ и далее через факельный сепаратор V-4102 на факел CPF-F-4102.

Дренаж с аппаратов производится в закрытую дренажную емкость CPF-E-200, при заполнении, которого погружным насосом CPF-P-202 откачивается в голову процесса, т.е. на вход технологических резервуаров CPF-T-3001А/В.

Водонефтяная эмульсия из сепараторов CPF-V-100А выводится через регуляторы уровня по трубопроводам $\varnothing 6''$, объединяется в коллектор $\varnothing 8''$, после чего объединенная эмульсия с температурой 40°C и давлением ~ 0.4 МПа по общему трубопроводу $\varnothing 8''$ направляется на деэмульсацию в технологические резервуары РВС CPF-T-3001А/В.

Пластовая вода из сепараторов CPF-V-100А с температурой 40°C при давлении ~ 0.4 МПа по трубопроводу $\varnothing 12''$ направляется в объединенным потоком с Т-CP-01/02/03 на вход насосов пластовой воды CPF-P-3003D/E/F для дальнейшей подачи в систему ППД

Водонефтяная эмульсия поступающей от Южного манифольда направляется на две пары кожухотрубных теплообменников CPF-E-2001/2002 и CPF-E-2004/2005 для предварительного подогрева встречным потоком горячей нефти из электродегидраторов CPF-V-2001А/В/С. После чего часть нефтяной эмульсии с температурой $\sim 36^\circ\text{C}$ при давлении ~ 0.2 МПа по трубопроводу $10'$ через запорно-регулирующую арматуру поступает на печи подогрева CPF-H-2005А/В, где нагревается до температуры от $45-55^\circ\text{C}$, после чего подогретая нефтяная эмульсия по коллектору $\varnothing 12''$ с давлением 0.15 МПа подается на деэмульсацию в резервуары-отстойники (РВС) CPF-T-3001А/В.

Нефть после отстоя с РВС CPF-T-3001А/В по коллектору $\varnothing 12''$ самотеком поступает в

буферные резервуары CPF-T-3001C/D, конструкция внутренних устройств которых идентична резервуарам CPF-T-3001A/B, где происходит дополнительный отстой пластовой воды. Это связано с увеличением времени пребывания агента в буферных резервуарах до $\sim 10 \div 11$ часов, за счет уменьшения объемный расход агента, поступающего на операцию на $\sim 20 \div 30\%$ по отношению к исходному.

Выделяющаяся пластовая вода из буферных резервуаров CPF-T-3001C/D, количества которой невелики, насосами некондиционной нефти CPF-P-3002A/B по трубопроводу $\varnothing 159 \times 8$ откачивается на голову процесса в CPF-T-3001A/B и далее по схеме направляется на водоподготовку в систему ППД.

Наряду с отделением основной части воды, в резервуарах CPF-T-3001A/B/C/D осуществляется концевое разгазирование эмульсии, которое ведется при давлении ~ 0.105 МПа (абс), для чего патрубки отвода газа из РВС оборудованы механическими регуляторами давления. Попутный нефтяной газ НД по трубопроводам $\varnothing 6"$ отводится в факельную систему газа НД ЦППН.

При необходимости для стабилизации работы газового тракта РВС, в каждый из резервуаров CPF-T-3001A/B/C/D через механические регуляторы давления подведен затворный газ от сети топливного газа ЦППН. Система обеспечивает защиту резервуаров от немотивированного подсоса воздуха и образования вакуума при нормальном технологическом режиме работы оборудования.

Из буферных резервуаров CPF-T-3001C/D нефть с температурой $\sim 46^\circ\text{C}$ через запорно-регулирующую арматуру по трубопроводу $\varnothing 10"$ самотеком поступает на вход насосов CPF-P-2002A/B/C/, в который также из БДР CPF-4001C вводится хим. реагент и пресная техническая вода в количестве до 10% об. от расхода сырой нефти, поступающая с температурой $\sim 90^\circ\text{C}$ от печей подогрева воды CPF-H-4602A/B и далее с температурой $\sim 63^\circ\text{C}$ направляется на две группы печей подогрева CPF-H-2001A/B, CPF-H-2002A/B и CPF-H-5601A/B/C.

Где нефтяная эмульсия нагревается до температуры 82°C - в печах подогрева CPF-H-2001A/B, CPF-H-2002A/B и до температуры 100°C - в печах подогрева CPF-H-5601A/B/C. В качестве топлива для печей используется газ из системы топливного газа ЦППН. Температура нагрева нефти регулируется клапаном подачи газа по показаниям термометра, установленного на выходном трубопроводе нефти из печи.

После печей подогретая нефтяная эмульсия по трубопроводу $\varnothing 12"$ с температурой $\sim 89 \div 90^\circ\text{C}$ по схеме направляется на электродегидратацию и обессоливание. Уровни рабочих температур нагрева агента, достигаемых на печах, обусловлены характером применяемого теплоносителя

Дегидратация и обессоливание горячей водонефтяной эмульсии, поступающей от печей нагрева, проводится в двух группах электродегидраторов, перед поступлением в которых эмульсия разделяется на два потока.

Распределение входных потоков на электродегидраторы обеих групп CPF-V-2001B/C и CPF-V-200A CPF-V-2001A осуществляется посредством входной арматуры в ручном режиме. Процесс электродегидратации проводится под давлением $\sim 0.40 \div 0.45$ МПа при температуре $\sim 90^\circ\text{C}$.

Вода, выделившаяся в электродегидраторах CPF-V-2001B/C и CPF-V-200A, CPF-V-2001A объединяется в один поток и по трубопроводу 6" под собственным давлением направляется в деэмульсаторы CPF-T-3001A/B. Уровень границы раздела фаз в электродегидраторах поддерживается регуляторами уровня на трубопроводах выхода воды. Необходимое давление в электродегидраторах обеспечивается соответствующим сопротивлением последующей цепи аппаратов и коммуникаций.

Обезвоженная и обессоленная в первой группе электродегидраторов CPF-V-2001B/C нефть с содержанием воды менее 0,5% (масс.) и солей менее 100 мг по трубопроводу $\varnothing 200 \times 12"$ направляется на параллельно работающие теплообменники CPF-E-2004/2005, где для теплообменников CPF-E-2001/2002, CPF-E-2004/2005 хладагентом является сырая раз газированная нефть с Южного манифольда.

После охлаждения в теплообменниках CPF-E-2004/2005, обезвоженная и обессоленная нефть, термобарические параметры которой составляют $\sim 70^\circ\text{C}$ и 0.33 МПа и далее дополнительно охлаждается в воздушных охладителях CPF-E-02 до температуры 60°C и под давлением 0.23 МПа направляется на вход резервуаров товарной нефти (товарный парк) T-10A/B/C/D/E.

Обезвоженная и обессоленная нефть во второй группе электродегидраторов CPF-V-2001A, CPF-V-200A содержащая менее 0.5% (масс.) воды и менее 100 мг/л солей, также направляется по трубопроводу Ø8'' на охлаждение в теплообменники нефть/нефть CPF- E-2001/2002

После охлаждения в теплообменниках CPF- E-2001/2002 обезвоженная и обессоленная нефть с температурой ~70°C и давлением 33МПа дополнительно охлаждается в воздушных охладителях CPF-2003 до температуры 60°C и далее по трубопроводу, под давлением 0.20МПа поступает во входной коллектор резервуаров товарной нефти CPF-T-10A/B/C/D/E/F, где объединяется с нефтью поступающий от первой группы электродегидраторов CPF-V-2001B/C нефть и далее поступает в резервуарный парк товарной нефти CPF-T-10A/B/C/D/E.

В электродегидраторах предусмотрено система удаления песка и мех. Примесей, которая заключается в периодической подаче промывочной (пресной технической) воды насосами нагнетания воды CPF-P-4602, CPF-P-4601A/B/C/D и отводе промывочной воды с песком в специальную открытую дренажную емкость CPF-T-4802A. Дренаж с технологических аппаратов и технологических оборудования (теплообменники, аэроохладильники) производится в закрытую дренажную емкость CPF-T-4801 и CPF-E-200, при заполнении, которого погружным насосом откачивается в голову процесса, т.е. на вход технологических резервуаров CPF-T-3001A/B.

В резервуарах товарной нефти (товарный парк) $V=10000\text{м}^3$ CPF-T-10A/B/C/D/E происходит предварительный отстой товарной нефти не менее 2-х часов. Сброс подтоварной воды производится через запорно-регулирующую арматуру дренажным насосом CPF-P-112 в дренажную емкость CPF-T-4801.

Резервуары оснащены сигнализаторами высокого и низкого уровня фирмы «Honeywell» которые установлены на уровне 1 метр над днищем и на высоте 10,20 метров резервуара, уровнемером «Saab Tank Radar» с выводом параметров уровня взлиза и температуры в пульт управления ЦППН и KazTransOil. Также каждый резервуар оборудован 4 дыхательными клапанами КДС-1500, они предназначены для поддержания давления в газовом пространстве резервуаров в заданных пределах и герметизации газового пространства резервуаров с целью сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения и снижения загрязнения атмосферы их парами. На резервуарах они устанавливаются комплектно – по два дыхательных клапана: один в работе, а другой резервный.

Резервуарный парк так же оснащен системой автоматического пожаротушения подачи пены в пеногенераторные и воды в кольца орошения.

Количество подаваемого вентиляторами воздуха на охлаждение подбирается положением заборных жалюзи с ручным управлением в зависимости от времени года и не требует частых изменений. Для предотвращения переохлаждения товарной нефти в АВО в особо холодные периоды года предусмотрена сигнализация в операторную по нижнему пределу температуры и автоматическое отключение электродвигателей вентиляторов по аварийно-низкой температуре охлажденной нефти.

После совместного отбора пробы по ГОСТу, при положительном результате анализов нефть в резервуаре считается сданной и подлежит откачке. Товарная нефть через запорно-регулирующую арматуру поступает на прием подпорных насосов P-101/A, B, C, D и далее откачивается в систему KazTransOil при помощи магистральных насосов МНУ КТО.

3.2. Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В рамках инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух была проведена первичная оценка существующих на предприятии вредных физических воздействий на атмосферный воздух, определены возможные источники образования и выделения в атмосферу загрязняющих веществ, составлен перечень вредных химических веществ, выбрасываемых в приземный слой атмосферы при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования предприятия и подлежащих нормированию, установлена номенклатура загрязняющих веществ и объемов выбросов и выявлены объекты, попадающие в нормативную санитарно-защитную зону предприятия.

На территории ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) действуют 1128 источников выбросов загрязняющих веществ, из них:

- источников организованного выброса – 300 ед-ц;
- источников неорганизованного выброса – 828 ед-ц.

Изменение источников выбросов по сравнению с предыдущим проектом НДВ на 2025 год (914 источников) обусловлено, за счёт следующих факторов:

- Включение источников выбросов от подрядных организаций, осуществляющих деятельность на территории ФК «BUZACHI OPERATING LTD», а именно:

- ТОО «Буровая компания "Великая стена» (генеральный подрядчик по бурению скважин),
 - ТОО «OS Technology Services» (генеральный подрядчик по КРС),
 - ТОО «КапРемСервис» (субподрядчик ФК БОЛ и подрядная организация ТОО «OS Technology Services» по КРС),
 - Геофизические исследования скважин (ГИС) - ТОО «ГеоМунайРесурс».
- Всего добавлено 53 единицы новых источников загрязнения атмосферного воздуха.

- Ввод в эксплуатацию источников выбросов, предусмотренных в рамках ранее разработанных рабочих проектов:

- «Расширение ГЗУ-31»,
- «Установка резервного мультифазного насоса на МС-12 месторождения Северные Бузачи»,
- «Фаза XIV. Ступень 3»,
- «Фаза XV. Ступень 2»,
- «Фаза XVI. Ступень 1».

- Дополнение вахтового посёлка новым источником – блочно-модульной котельной, в количестве 1 единицы.

Таким образом, наращивание количества источников выбросов обусловлено как развитием производственной инфраструктуры, так и привлечением подрядных организаций для выполнения специализированных видов работ.

Распределение источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2026 год по предприятию приведены в таблице ниже:

Таблица 10 Распределение источников загрязнения атмосферы по цехам

Номер произ водств а	Наименование цеха	Органи зованные	Неоргани зованные	Всего ист.
1	ЦППН	33	68	101
2	БКНС	1	24	25
3	Замерная установка ЗУ-2	5	22	27
4	Замерная установка ЗУ-3	4	19	23
5	Замерная установка ЗУ-5	4	15	19

6	Замерная установка ЗУ-6	-	8	8
7	Манифольдная станция 8 (МС-8)	-	1	1
8	Замерная установка ЗУ-9	3	15	18
9	Замерная установка ЗУ-10	3	16	19
10	Замерная установка ЗУ-11	3	14	17
11	Замерная установка ЗУ-12	3	13	16
12	Перекачивающая установка ПС-13	11	30	41
13	Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-15	1	11	12
14	Перекачивающая станция ПУ-17	4	19	23
15	Перекачивающая станция ПУ-18	4	16	20
16	Перекачивающая станция ПС-19	3	19	22
17	Перекачивающая станция ЗУ-21	3	18	21
18	Перекачивающая станция ЗУ-22	3	21	24
19	Замерно-перекачивающая установка ЗУ-23	-	9	9
20	Замерная установка НВ-3 (ЗУ НВ-3)	3	9	12
21	Установка предварительного сброса воды-1 (УПСВ-1)	9	17	26
22	Установка предварительного сброса воды-2 (УПСВ-2)	8	29	37
23	Закачка гелеполимерного раствора скважины	20	-	20
24	Манифольдные станции	-	42	42
25	Промежуточные манифольдные станции	-	1	1
26	Система газосбора	-	5	5
27	Лаборатория	1	1	2
28	Скважины	43	13	56
29	Парк ДЭС	37	-	37
30	Слесарная мастерская	-	4	4
31	Ремонтно-механический цех	9	1	10
32	Автотранспортный парк	-	3	3
33	ГЗУ-31	11	19	30
34	Расширение УПСВ-1Р	3	27	30
35	Автомойка на месторождении Северные Бузачи	-	1	1
36	Мерные емкости	-	1	1
37	Вахтовый поселок	1	-	1
38	Продувочные свечи газопровода	16	-	16
39	Насосы дозирования	-	57	57
40	Факела	4	-	4
41	Фаза XVI. Ступень 1	-	71	71
42	Фаза XV. Ступень 2	-	70	70
43	Фаза XIV. Ступень 3	-	68	68
44	ТОО "КапРемСервис" (КРС)	13	-	13
45	Вахтовый поселок и цементная база ТОО "Буровой компании "Великая стена"	2	10	12
46	ТОО "OS Technology Services" (КРС)	26	-	26
47	ГИС ТОО "ГеоМунайРесурс"	4	-	4
48	Установка резервного мультифазного насоса на МС-12 месторождения	-	3	3
49	Расширение ГЗУ-31	2	18	20
ВСЕГО:		300	828	1128

Источникам организованных выбросов присвоены четырехразрядные номера, начиная с 0001, а источникам неорганизованных выбросов – с 6001.

Согласно ст.12 ЭК РК п 6. под оператором объекта в настоящем Кодексе понимается физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду. Операторами объекта не признаются физические и юридические лица, привлеченные оператором объекта для выполнения отдельных работ и (или) оказания отдельных услуг при строительстве, реконструкции, эксплуатации и (или) ликвидации

Согласно проектам бурения, подготовительные работы к бурению состоят из следующих

видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Бурение и крепление скважины.

Бурение и крепление скважины включает ряд операций:

- спуск бурильных труб с пород разрушающим инструментом в скважину, разрушение породы забоя;
- наращивание бурильного инструмента по мере углубления скважины;
- промывку забоя скважины буровым раствором с целью выноса разрушенной породы из скважины;
- крепление стенок скважины при достижении определенной глубины обсадными трубами, с последующим цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами.

Тип бурового раствора и его рецептура подобраны, исходя из горно-геологических условий ствола скважин, а также их наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почвы и подземные воды.

Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления с помощью гидроворонки. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему.

Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина – металлические желоба – блок очистки – приемные емкости – насос буровой – манифольд (труба) – скважина.

Крепление скважины.

Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн. Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

Испытание скважины. После окончания процесса бурения и крепления скважины проводится испытание скважины.

Продолжительность строительства одной скважины составляет – 14 суток

В каждом ОВОС количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительно-монтажных и подготовительных работ составляет 5 единиц. Все источники загрязнения неорганизованные.

При строительстве скважин рассмотрены буровые установки «MR5000», «ZJ-30C», «ZJ20», «TD-100», «TD-125», «ZJ30/1700C», «ZJ-30/1700CZ», «ZJ-30/1800CZ», при испытании А-50.

При проведении КРС работ количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 32 единицы, из них 28 источников организованных, и 4 неорганизованных.

Характеристика источников загрязнения атмосферы ЗУ, ПС, ГЗУ, МС-8, НБ-3, ГЗУ-31.

От источников выбросов ЗУ в атмосферу выделяются загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, азота, метан - от дымовых труб печей подогрева;
- углеводороды нефти - от дыхательной аппаратуры дренажных емкостей, предохранительных клапанов оборудования сепарации нефти и газа, запорно-регулирующей арматуры техблоков ЗУ, площадок скважин, нефтепроводов, газопроводов, выкидных линий скважин, мерных емкостей и шламонакопителей;
- углеводороды C1-C5, C6-C10 - при продувках газовой системы печей подогрева и продувках замерных установок;
- оксиды углерода, азота, метан, сажа – от факела при неизбежном сжигании газа.

Выбросы загрязняющих веществ от организованных источников осуществляется через трубы различной высоты, от неорганизованных источников – непосредственно от оборудования.

Замерная установка (ЗУ-2)

Площадка ЗУ-2 предназначена для определения количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы. Эксплуатационное назначение установок заключается в обеспечении контроля за технологическими режимами работ нефтяных скважин №№NB-2/731/6/9/12/13/728/728-1/729/733/736/6202/6203/MS-4 и частичной дегазации нефтегазовой эмульсии. Проектная мощность площадки ЗУ-2 по жидкости равна 1200 м³/сутки.

В состав технологических сооружений замерной установки (ЗУ-2) входят:

- Площадка манифольда;
- Площадка трехфазного сепаратора-подогревателя (SIVALLS)H-G 201/202;
- Площадка газовых сепараторов - скруббер V-G 201 и блок сепарационный V-G201/1;
- Площадка резервуарного парка T-G201/202/203/204/205/206;
- Площадка насосов откачки нефти и пластовой воды:
- подпорный насос P-G200
- насосы откачки нефти P-G201, P-G202;
- насосы для слива P-G203/204;
- насосы для слива P-G205/206;
- подпорные насосы P-G207/208;
- нагнетательные насосы закачки воды ППД P-G209/210.
- Площадка камеры пуска скребка;
- Площадка дренажная емкости T-G207;
- Шламонакопитель;
- Площадка узла учета газа;
- Вспомогательная система.

Подключение скважин к ЗУ осуществляется по лучевой схеме по территориальному принципу без учета принадлежности к объектам разработки. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая закрытая система. Добыча нефти на месторождении осуществляется механизированным способом. На ЗУ происходит сбор нефтегазовой смеси с добывающих скважин, подключенных через манифольдную станцию МС и от близлежащих скважин, подключенных напрямую.

Замерная установка (ЗУ-3)

Сооружение замерной установки ЗУ-3 предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировки нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав технологических сооружений замерной установки ЗУ-3 входят:

- Площадка манифольда М-1801;
- Площадка сепараторов подогревателей 3-х фазной марки «Sivalls» H-G301/302;
- Площадка резервуарного парка, технологические резервуары T-G301/ 302/303/ 304;
- Площадка насосов:
- разгрузочные шестеренчатые насосы (для откачки нефти и воды из автоцистерны) P-G302 /304;
- центробежный насос для промывки сепараторов P-G303;
- центробежный подпорный насос для перекачки нефти P-G301 A/B;
- насосы плунжерные магистральные (для перекачки нефти в ЦППН) P-G305/ G306/G307;
- подпор на экспортные насосы
- откачка дренажа.
- Площадка камеры спуска скребка V-G301;
- Площадка дренажной емкости T-G305;
- Площадка шламонакопителя, промывочный мерник T-G4802;
- Установка СЦВГ

- Площадка узла учета газа;
- Площадка узла учета нефти;
- Вспомогательная системы - система электроснабжения и водоснабжения.

Замерная установка (ЗУ-5)

Сооружение замерной установки (ЗУ-5) предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировка нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав технологических сооружений замерной установки (ЗУ-5) входят:

- Площадка манифольда;
- Площадка сепаратора-подогревателя 3-х фазный H-G 501/502;
- Площадка резервуарного парка, резервуары T-G501/502/503/504;
- Площадка насосов откачки нефти;
- Подпор на экспортные насосы
- Откачка дренажа
- Насосы откачки нефти на ЦППН P-G504/1,2;
- Насосы для слива нефти с автоцистерны P-G503/501;
- Площадка камеры пуска скребка;
- Площадка дренажная емкости T-G505;
- Площадка узла учета газа;
- Установка СЦВГ
- Вспомогательные системы: система электроснабжения, система подачи химреагента.

Замерная установка (ЗУ-6)

Технологическая установка ЗУ-6 предназначена для сбора газожидкостной смеси с добывающих скважин и с манифольдных станций, замера дебита скважин и перекачки нефтяной эмульсии на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) для дальнейшей подготовки до товарного качества, а также для нагрева сточной воды, выделившейся в процессе сепарации на ЦППН, для системы ППД.

Подключение скважин к ЗУ осуществляется по лучевой схеме по территориальному принципу без учета принадлежности к объектам разработки. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная лучевая закрытая система. Добыча нефти на месторождении осуществляется механизированным способом. На ЗУ-6 происходит сбор нефтегазовой смеси с добывающих скв. подключенных через манифольдную станцию МС.

В состав сооружений ЗУ-6 входят следующие оборудование и сооружения:

- Площадка манифольда;
- Площадка мультифазного насоса NETZSCH (NM125NDB4913389-1);
- Площадка мультифазного насоса NETZSCH (NM125NDB4913389-2);
- Вспомогательные системы (электроснабжение и водоснабжение), система подачи химреагента.

Замерная установка (ЗУ-9)

Сооружение замерной установки ЗУ-9 предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировки нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав технологических сооружений замерной установки ЗУ-9 входят:

- Площадка приемного манифольда М-1801;
- Площадка подогревателя нефти Н-2001;
- Площадка сепаратора первой ступени V-2001;
- Площадка газового сепаратора V-2002;

- Площадка резервуарного парка, технологические резервуары Т-3001А/ 3001В/ 3001С;
- Площадка насосов:
- Центробежный насос для промывки сепараторов и сточной (пластовой) воды Р-4801;
- Центробежный подпорный насос Р-3102;
- Насосы плунжерные магистральные (для перекачки нефти в ЦППН) Р-3101А/3101В;
- Площадка шламонакопителя Т-4802;
- Площадка дренажной емкости Т-4801;
- Сепаратор факельный для газа V-4101;
- Площадка узла учета газа;
- Площадка узла учета нефти, счетчик СКЖ;
- Вспомогательная системы.

Замерная установка (ЗУ-10)

Сооружение замерной установки ЗУ-10 предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировки нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав сооружений ЗУ-10 входят следующие оборудование и сооружения:

- Площадка приемного манифольда М-1801;
- Площадка подогревателя нефти Н-2001;
- Площадка сепаратора первой ступени V-2001
- Площадка газового сепаратора V-2002;
- Площадка резервуарного парка, технологические резервуары Т-3001А/ 3001В/3001С;
- Площадка насосов:
- Разгрузочные шестеренчатые насосы (для откачки нефти и воды из автоцистерны)
- Центробежный насос для промывки сепараторов и сточной (пластовой) воды Р-4801
- Центробежный подпорный насос Р-3102;
- Откачка дренажа
- Насосы плунжерные магистральные (для перекачки нефти в ЦППН) Р-3101А/3101В;
- Площадка шламонакопителя Т-4802;
- Площадка дренажной емкости Т-4801;
- Установка СЦВГ;
- Площадка узла учета газа;
- Вспомогательная системы.

Замерная установка (ЗУ-11)

Сооружение замерной установки ЗУ-11 предназначено для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировки нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав сооружений ЗУ-11 входят следующие оборудование и сооружения.

- Площадка приемного манифольда М-1801;
- Площадка подогревателя нефти Н-2001;
- Площадка сепаратора первой ступени V-2001
- Площадка газового сепаратора V-2002
- Площадка резервуарного парка, технологические резервуары Т-3001А/ 3001В/3001С;
- Площадка насосов:
- Разгрузочные шестеренчатые насосы (для откачки нефти и воды из автоцистерны)
- Центробежный насос для промывки сепараторов и сточной (пластовой) воды Р-4801;
- Центробежный подпорный насос Р-3102;
- Промывочный насос
- Разгрузочный насос

- Откачка дренажа
- Установка СЦВГ
- Насосы плунжерные магистральные (для перекачки нефти в ЦППН) Р-3101А/3101В;
- Площадка шламонакопителя Т-4802;
- Площадка дренажной емкости Т-4801;
- Площадка узла учета нефти, счетчик СКЖ;
- Вспомогательная системы.

Замерная установка (ЗУ-12)

Сооружение замерной установки ЗУ-12 предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой скважины жидкости и первичной сепарации от попутного газа и транспортировки нефти на установку цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд).

В состав сооружений ЗУ-12 входят следующие оборудование и сооружения:

- Площадка приемного манифольда М-1801;
- Площадка подогревателя нефти Н-2001;
- Площадка сепаратора первой ступени V-2001;
- Площадка газового сепаратора V-2002;
- Площадка резервуарного парка, технологические резервуары Т-3001А/ 3001В/3001С;
- Площадка насосов:
- Разгрузочные шестеренчатые насосы (для откачки нефти и воды из автоцистерны)
- Центробежный насос для промывки сепараторов и сточной (пластовой) воды Р-4801;
- Центробежный подпорный насос Р-3102;
- Насосы плунжерные магистральные (для перекачки нефти в ЦППН) Р-3101А/3101В;
- Площадка шламонакопителя Т-4802;
- Площадка дренажной емкости Т-4801;
- Площадка узла учета нефти, счетчик СКЖ;
- Вспомогательная системы.

Замерная установка (ЗУ-15)

Групповая замерно-перекачивающая установка (ЗУ-15) предназначена для сбора продукции эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и перекачки нефти на ЦППН, а также для подогрева и перекачки отделенной пластовой воды от ЦППН до нагнетательных скважин.

В состав сооружений ЗУ-15 входят следующее оборудование и сооружения:

- Буферный резервуар (Т-3001А/В/С)
- Дожимной насос нефти (Р-3102А/В)
- Насос для перекачки нефти (Р-3101А/В)
- Пескопромывочный насос (Р-4801)
- Дренажный емкость (Т-4801)
- Песколовушка (Т-4802)

Сырьем для ЗУ-15 является газожидкостная эмульсия, поступающая по выкидным линиям со скважин месторождения Северные Бузачи компании «Buzachi Operating Ltd».

Замерная установка (ЗУ-18)

Замерная перекачивающая станция (ЗУ-18) предназначена для сбора продукции добывающих скважин, предварительной сепарации и перекачки нефти на ЦППН, а также для нагрева и перекачки сточной воды от ЦППН до нагнетательных скважин.

В состав сооружений ЗУ-18 входят следующие оборудование и сооружения:

- Эксплуатационная нагревательная печь (ЗУ18-Н-2001А/В)
- Буферный резервуар (ЗУ18-Т-3001А/В/С)
- Дожимной насос нефти (ЗУ18-Р-3102А/В)
- Насос для перекачки нефти (ЗУ18-Р-3101А/В)

- Одноступенчатый газовый сепаратор (ЗУ18-V-2002)
- Воздушный охладитель (ЗУ18-V-2003)
- Двухступенчатый газовый сепаратор (ЗУ18-V-2004)
- Газовый скруббер (ЗУ18-V-2005)
- Пескопромывочный насос (ЗУ18-P-4801)
- Дренажная емкость (ЗУ18-T-4801)
- Система подачи хим. реагента.
- Песколовушка (ЗУ18-T-4802).

Замерная установка (ЗУ-21)

Групповая замерно- перекачивающая установка (ЗУ-21) предназначена для сбора продукции эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и перекачки нефти на ЦППН, а также для подогрева и перекачки отделенной пластовой воды от ЦППН до нагнетательных скважин.

В состав сооружений ЗУ-21 входят следующее оборудование и сооружения:

- Эксплуатационная нагревательная печь (Н-2001А);
- Буферный резервуар (Т-3001А/В/С)
- Дожимной насос нефти (Р-3102А/В)
- Насос для перекачки нефти (Р-3101А/В)
- Одноступенчатый газовый сепаратор (V-2002)
- Воздушный охладитель (V-2003)
- Двухступенчатый газовый сепаратор (V-2004)
- Газовый скруббер (V-2005)
- Пескопромывочный насос (Р-4801)
- Конденсатосборник
- Установка СЦВГ
- Дренажная емкость (Т-4801)
- Песколовушка (Т-4802)
- Песколовушка (Т-4802)

Замерная установка (ЗУ-22)

Групповая замерно- перекачивающая установка (ЗУ-22) предназначена для сбора продукции эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и перекачки нефти на ЦППН, а также для подогрева и перекачки отделенной пластовой воды от ЦППН до нагнетательных скважин.

В состав сооружений ЗУ-22 входят следующее оборудование и сооружения:

- Эксплуатационная нагревательная печь (Н-2001А)
- Буферный резервуар (Т-3001А/В/С)
- Дожимной насос нефти (Р-3102А/В)
- Насос для перекачки нефти (Р-3101А/В)
- Одноступенчатый газовый сепаратор (V-2002)
- Воздушный охладитель (V-2003)
- Двухступенчатый газовый сепаратор (V-2004)
- Газовый скруббер (V-2005)
- Пескопромывочный насос (Р-4801)
- Дренажная емкость (Т-4801)
- Песколовушка (Т-4802)

Замерная установка/перекачивающая станция (ПС-23)

Замерная установка/перекачивающая станция ПС-23 предназначена для сбора продукции добывающих скважин, предварительной сепарации и перекачки нефти на ЦППН, а также для нагрева и перекачки сточной воды от ЦППН до нагнетательных скважин.

Добыча нефти на месторождении осуществляется механизированным способом. На ПС-23 происходит сбор нефтегазовой смеси с добывающих скважин, подключенных через манифольдную

станцию МС и от близлежащих скважин, подключенных напрямую.

В состав сооружений ПС-23 входят следующие оборудование и сооружения:

- Подпорный насос нефти (ПС-23-Р-3102А/В);
- Насос для перекачки нефти (ПС-23-Р-3101А/В);
- Откачка дренажа
- Промывочный насос (ПС-23-Р-4801).

Замерная установка (ГЗУ -31)

Для сбора продукции от добывающих скважин через манифольдные станции МС- 23/1, МС- 23/2 и МС-NB22.

В состав сооружений ГЗУ-31 входят следующие оборудование и сооружения:

- Входной манифольд (TS31-M-100);
- Площадка АГЗУ (TS31-ZU-100);
- Установка пескоулавливания (TS31-PU-100);
- Установки насосных дозирочных (TS31-BR-100/101/102);
- Трехфазные сепараторы-подогреватели (TS31-H-100А/В);
- Буферные емкости (TS31-V-50/А/В);
- Отстойник пластовой воды (TS31-V-50С);
- Резервуары пластовой воды РВС-400 (TS31-T-400А/В);
- Дренажная емкость V=63м³ (TS31-D-63);
- Насосы откачки нефти (TS31-P-100А/В);
- БНС (TS31-P-101А/В);
- Насос перекачки нефти из автоцистерн (TS31-P-102А/В);
- Песконакопитель (TS31-PN-100);
- Газосепаратор центробежного (TS31-V-100);
- Газосепаратор сетчатого (TS31-V-101);
- Факельный сепаратора ВД V=4м³ (TS31-V-102);
- Узел регулирования и учета топливного газа;
- Установка компрессорной воздуха КИПиА (TS31-K-100);
- Технологические трубопроводы;
- Промысловые трубопроводы.

Характеристика источников загрязнения атмосферы ЦППН.

Источниками выбросов загрязняющих веществ ЦППН являются дымовые трубы печей подогрева, продувочные свечи печей подогрева, дыхательные патрубки резервуаров нефти и пластовой воды, дренажных емкостей, факельной установки, а также технологическое оборудование (неорганизованные источники).

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ЦППН – 101 единицы из них: организованных источников - 33 единиц, неорганизованных источников – 68 единиц.

От источников выбросов ЦППН в атмосферу выделяются загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, азота, метан - от дымовых труб печей подогрева;
- углеводороды нефти - от дыхательной аппаратуры дренажных емкостей, резервуарных парков, предохранительных клапанов оборудования сепарации нефти и газа, запорно-регулирующей аппаратуры тех блока ЦКППН, нефтепроводов, газопроводов;
- углеводороды – от продувочных свечей печей подогрева (залповые выбросы);
- оксиды углерода, азота, метан, сажа – от факельной установки при технологически неизбежном сжигании газа.

Характеристика источников загрязнения атмосферы

Установки предварительного сброса сточной воды (УПСВ – 1Р)

Установка предварительного сброса сточной воды предназначена для сбора продукции скважин, предварительной сепарации и подачи нефти для дальнейшей ее подготовки до товарной

кондиции на ЦППН и подготовки пластовой воды для закачки в пласт на месторождении Северные Бузачи.

При эксплуатации технологического оборудования на УПСВ – 1Р в атмосферу выделяются загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, азота, метан - от дымовых труб печей подогрева;
- углеводороды нефти - от дыхательной аппаратуры дренажных емкостей, резервуаров, предохранительных клапанов оборудования сепарации нефти и газа, запорно- регулирующей арматуры техблока УПСВ и насосного оборудования различной модификации;
- углеводороды – от продувочных свечей печей подогрева (залповые выбросы);
- оксиды углерода, азота, метан, сажа – от совмещенного факела низкого и высокого давления при технологически неизбежном сжигании газа;
- сольвент нефтя от оборудования для подачи химических реагентов в поток водогазонефтяной жидкости.

Характеристика источников выбросов ЗВ Блочной кустовой насосной станции (БКНС)

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на территории БКНС – 25 единиц из них: организованных источников - 1 единиц, неорганизованных источников — 24 единиц.

При эксплуатации технологического оборудования на БКНС в атмосферу выделяются загрязняющие вещества:

- оксиды углерода, азота, метан - от дымовых труб печей подогрева;
- углеводороды – от продувочных свечей печей подогрева (залповые выбросы);
- сольвент нефтя от оборудования для подачи химических реагентов в поток водогазонефтяной жидкости.

Характеристика источников выброса ЗВ при закачке гелеполимерного раствора в скважины

Основным технологическим оборудованием при проведении работ при закачке полимера в пласт являются мобильные установки по приготовлению данного раствора и закачке его в скважину с целью повышения нефтеотдачи пласта.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу – 20 единиц, все они являются организованными источниками.

Основными загрязняющими вредными веществами, присутствующими в выбросах при проведении данных работ, являются в основном:

- углеводороды нефти - от дыхательной аппаратуры емкостей для сбора утечек и набора сточной воды.

Характеристика источников выбросов ЗВ Манифольдных станций

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от манифольдных станций, составит 42 источника загрязнения атмосферы, все они являются неорганизованными источниками.

Основные загрязняющие вещества от источников выбросов МС в атмосферу:

- углеводороды нефти - от запорно-регулирующей арматуры техблоков манифольдов, от насосного оборудования станций;
- углеводороды С1-С5, С6-С10 - при продувках газовой системы манифольдов;

Выбросы загрязняющих веществ от организованных источников осуществляется через трубы различной высоты, от неорганизованных источников – непосредственно от оборудования.

Характеристика источников выбросов ЗВ Мерных емкостей.

Выброс загрязняющих веществ осуществляется от 1 источника неорганизованного выброса, представленного 2-мя источниками выделения.

Характеристика источников выбросов ЗВ Промежуточных Манифольдных станций

Выброс загрязняющих веществ осуществляется от 1 источника неорганизованного выброса.

Характеристика источников выбросов ЗВ системы газосбора

Газосборная система включает в себя газопроводы для сбора газа сепарации после замерных установок (ЗУ) и подачи на утилизацию в печи подогрева нефти и воды на объектах системы сбора и подготовки.

- Газовые линии на ЗУ, ЗУ/ПС, МС к печам подогрева нефти и воды;
- Газопроводы для промышленной транспортировки части газа сепарации на ЦППН;
- Газовые линии к печам подогрева нефти и воды на ЦППН.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу системы газосбора – 5 единиц, все они являются неорганизованными источниками.

Характеристика источников выбросов ЗВ Продувочных свечей газопровода

Выброс загрязняющих веществ осуществляется от 16 организованных источников.

Характеристика источников выбросов ЗВ Насосов дозирования

Выброс загрязняющих веществ осуществляется от 57 неорганизованных источников загрязнения.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ вспомогательного производства

На территории месторождения Северные Бузачи действуют объекты вспомогательного производства: парк ДЭС; слесарная мастерская; ремонтно-механический цех; участок по ремонту автотранспорта; автостоянка для легковых и грузовых автомобилей; мойка автотранспорта.

Количество выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников вспомогательных объектов составляет:

Таблица 11

Наименование источника	Организованные источники	Неорганизованные источники	Общее количество источников
Парк ДЭС	37	0	37
Вахтовый поселок- Блочно-модульная котельная	1	0	1
Слесарная мастерская	0	4	4
Ремонтно-механический цех	9	1	10
Автотранспортный парк	0	3	3
Автомойка на месторождении Северное Бузачи	0	1	1
ИТОГО	47	9	56

Характеристика источников загрязнения атмосферы

Химическая лаборатория отдела промыслово-инженерной службы (ХЛПИС)

Химическая лаборатория отдела промыслово-инженерной службы (ХЛПИС) представляет собой опасный производственный объект с довольно сложной организацией процесса производства химических анализов нефти, добываемой на месторождении Северные Бузачи.

На территории химической лаборатории расположена 1 емкость с углеводородным растворителем (Калош) объемом на 10 м.куб. для бесперебойного проведения анализов по приемосдаточным испытаниям нефти, а также складское помещение, где хранятся химреактивы, многие из которых токсичны, способны самовозгораться и являются пожара-взрывоопасными.

Качественные и количественные характеристики выбросов загрязняющих веществ определены расчетным методом по утвержденным на территории Республики Казахстан

методикам.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, их качественные и количественные характеристики на 2026 год приведен в таблице 14.

В таблице 15 приведены группы суммаций загрязняющих веществ на 2026 год по месторождению Северные Бузачи.

3.3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ определялось расчетным методом путем применения удельных норм выбросов в соответствии с действующими методиками.

Количественные и качественные характеристики источников выделения и выбросов объектов приведены в таблице 3.5 настоящего проекта.

Стационарные источники выбросов, подлежащие нормированию на месторождении Северные Бузачи загрязняют атмосферный воздух вредными веществами, в количестве 44 наименований.

Выбросы от источников определены инвентаризацией по работающему оборудованию, в табл.12 представлен Перечень источников загрязнения атмосферы на 2026 год.

Таблица 12. Перечень источников загрязнения атмосферы на 2026 год

Наименование производства, номер цеха, участка и т.п.	Номер источника загрязнения атмосферы	Наименование источника выделения загрязняющих веществ
А	1	3
(001) Цех подготовки и перекачки нефти	0001	Печь подогрева нефти UNIPRO Н- СПО-1
	0002	Печь подогрева нефти UNIPRO Н- СПО-2
	0003	Печь подогрева нефти STS-JM-FTX-5000-Н/1,6-Q
	0004	Печь подогрева нефти STS-JM-FTX-5000-Н/1,6-Q
	0007	Трехфазный сепаратор подогревателя " Kvaerner" (Квернер) V- 2001А (труба 1)
	0008	Трехфазный сепаратор V-100А
	0010	Печь подогрева нефти HJ2300-Н/1, 6-Q Н-2001А
	0011	Печь подогрева нефти HJ2300-Н/1, 6-Q Н-2001 В
	0012	Печь подогрева нефти HJ2300-Н/1, 6-Q Н-2002А
	0013	Печь подогрева нефти HJ2300-У/1, 6-Q Н-2002В
	0015	Трехфазный сепаратор подогревателя " Kvaerner" (Квернер) V- 2001А (труба 1)
	0017	Печь косвенного подогрева ENE-HJ2003- У/1,6-Q Н- 5601А
	0018	Печь косвенного подогрева ENE-HJ2003- У/1,6-Q Н- 5601 В
	0019	Печь косвенного подогрева ENE-HJ2003- У/1,6-Q Н- 5601С
	0020	Печь подогрева нефти ENE- HJ2003- У/1, 6-Q Н-2005А
	0021	Печь подогрева нефти ENE- HJ2003- У/1, 6-Q Н-2005В
	0022	Печь подогрева пресной воды ENE- HJ2003-У/1, 6-Q Н-4602А
	0023	Печь подогрева пресной воды ENE- HJ2003-У/1, 6-Q Н-4602В
	0024	Технологический р-р PBC-1000 м3, CPF-T-CP01
	0025	Технологический р-р PBC-1000 м3, CPF-T-CP02
	0026	Технологический р-р PBC-1000 м3, CPF-T-CP04
	0027	Технологический р-р PBC-1000 м3, CPF-T-CP03
	0028	Технологический р-р отстойник -3000 м3, CPF-T-3001/А
	0029	Технологический р-р отстойник -3000 м3, CPF-T-3001/В
	0030	Технологический р-р отстойник -3000 м3, CPF-T-3001/С
	0031	Технологический р-р отстойник -3000 м3, CPF-T-3001/Д
	0032	Резервуары товарной нефти (10000 м3), Т-10А/В/С/Д
	0033	Резервуары товарной нефти (10000 м3), Т-10А/В/С/Д
	0034	Резервуары товарной нефти (10000 м3), Т-10А/В/С/Д
	0035	Резервуары товарной нефти (10000 м3), Т-10А/В/С/Д
	0036	Резервуары товарной нефти (10000 м3), Т-10А/В/С/Д
	0068	Трехфазный сепаратор V-100А
	0322	Продувочные свечи печей
	6001	Дренажная емкость 25м3
	6004	Блок автом. подачи реагента
	6005	Блок автом. подачи реагента
	6006	Дренажный насос
	6007	Дренажная емкость 100м3
	6008	Дренажная емкость 8 м3
	6009	Дренажная емкость 7 м3
	6010	Дренажная емкость 12 м3
	6011	Дренажная емкость 5 м3
	6012	Дренажная емкость 63м3
	6013	Шламонакопитель
	6014	Горизонтальный 2- хфазный сепаратор V=150 м3 Горизонтальный 2- хфазный сепаратор V=63 м3
	6015	Насос для перекачки нефтяной эмульсии
	6016	Горизонтальный 3- хфазный сепаратор-100 м3
	6017	Электродегидраторы -100 м3

	6019	Центробежный погружной насос для откачки дренажа
	6021	Горизонтальный газовый сепаратор - 4 м3
	6022	Факельный сепаратор - 4 м3
	6023	Теплообменник
	6029	Охладитель воздушный
	6034	Компрессорная станция
	6035	Насос для перекачки нефтяной эмульсии
	6037	Насос для перекачки нефтяной эмульсии
	6038	Насос для перекачки нефтяной эмульсии
	6041	Насос для откачки товарной нефти
	6045	Насос для откачки некондиционной нефти
	6048	Насос для откачки воды
	6049	Центробежный погружной насос для откачки дренажа
	6050	Дренажный насос
	6051	Насос для перекачки нефтяной эмульсии
	6052	Дренажный насос
	6053	Блок автом. подачи реагента
	6054	Блок автом. подачи реагента
	6055	Блок автом. подачи реагента
	6056	Блок автом. подачи реагента
	6057	Блок автом. подачи реагента
	6058	Блок автом. подачи реагента
	6066	Насос для перекачки этиленгликоля
	6069	Техблок ЦППН
	8305	Сосуд электростатич.очистки нефти Kvaerner
	8306	Электродегидраторы -100 м3
	8316	Теплообменник
	8568	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8571	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8572	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8573	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8574	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8575	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8576	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8577	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8578	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8579	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8580	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8581	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8582	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8583	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8584	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8585	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8586	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8587	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8588	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8589	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8590	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8591	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8592	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8593	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8612	Насос для откачки товарной нефти
	8613	Насос для откачки товарной нефти
(002) Блочно-кустовая насосная станция (БКНС)	0042	Резервуар очищенной воды 3000м3
	6073	Центробежный погружной насос откачки дренажа
	6076	Дренажная емкость 12 м3
	8310	Резервуары пластовой воды 200 м3
	8603	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8604	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)
	8605	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения)

	8617	Насос для перекачки подтоварной нефти
	8618	Насос для перекачки подтоварной нефти
	8619	Насос для перекачки подтоварной нефти
	8622	Центробежный насос для снятия нефтяной имульсии
	8623	Центробежный насос для снятия нефтяной имульсии
	8624	Центробежный насос для снятия нефтяной имульсии Н-Р-14А
	8625	Центробежный насос для снятия нефтяной имульсии Н-Р-14В
	8686	Центробежный подпорный насос
	8687	Центробежный подпорный насос
	8688	Центробежный подпорный насос
	8689	Центробежный подпорный насос
	8690	Центробежный подпорный насос
	8691	Центробежный подпорный насос
	8692	Центробежный насос закачки воды в пласт
	8693	Центробежный насос закачки воды в пласт
	8694	Центробежный насос закачки воды в пласт
	8695	Центробежный насос закачки воды в пласт
	8718	Блок автом. подачи реагента
(003) Замерная установка ЗУ-2	0044	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G201
	0045	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G202
	0046	Резервуары для замера нефти (63м3)
	0047	Резервуары пластовой воды 63м3
	0048	Дренажная емкость 12,5 м3
	6018	Центробежный насос для откачки дренажа
	6024	Площадка скважин ЗУ-2
	6072	СЦВГ
	6077	Емкость сбора конденсата 8м3
	6078	Шламонакопитель
	6078	Емкость сбора конденсата 8м3
	6079	Сепаратор-подогреватель (SIVALLS)
	6081	Газовый сепаратор (скруббер)
	6083	Сепараторный блок газовый
	6084	Насос для перекачки нефти
	6086	Разгрузочный насос
	6090	Подпорный насос
	6091	Блок автом. подачи реагента
	6093	Техблок ЗУ-2
	6274	Компрессор
	6907	Выкидные линии ЗУ-2
	8626	Насос для перекачки пластовой воды
	8627	Насос для перекачки пластовой воды
	8628	Подпор воды на ПН-210
	8629	Подпор воды на ПН-210
(004) Замерная установка ЗУ-3	0053	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G301
	0054	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G302
	0055	Резервуары для сбора нефти (63м3)
	0058	Дренажная емкость 8 м3
	6082	Площадка скважин ЗУ-3
	6095	Дренажная емкость 12,5 м3
	6096	Емкость сбора конденсата 8м3
	6097	Шламонакопитель
	6098	Сепаратор 3-х фазный " SIVALLS"
	6100	Газовый сепаратор факельный
	6101	Насос для перекачки нефти
	6103	Насос промывочный
	6106	Насос промывочный
	6107	Блок автом. подачи реагента
	6108	Подпор воды на ПН-303
	6110	Техблок ЗУ-3
	6116	Газовый сепаратор (скруббер)

	6193	Блок автом. подачи реагента
	6279	Компрессор
	6908	Выкидные линии скважин ЗУ-3
	8631	Подпор на экспортные насосы
	8632	Центробежный насос для откачки дренажа
	8703	СЦВГ
(005) Замерная установка ЗУ-5	0060	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G501
	0061	Сепаратор подогревателя " SIVALLS" Н- G502
	0062	Резервуары для замера нефти (63м3)
	0065	Дренажная емкость 8 м3
	6102	Площадка скважин ЗУ-5
	6111	Дренажная емкость 12,5 м3
	6112	Емкость сбора конденсата 8м3
	6113	Шламонакопитель
	6114	Сепаратор 3-х фазный
	6117	Разгрузочный насос
	6118	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6120	Блок автом. подачи реагента
	6121	Техблок ЗУ-5
	6281	Компрессор
	6909	Выкидные линии скважин ЗУ-5
	8634	Подпор на экспортные насосы
	8635	Подпор на экспортные насосы
	8636	Центробежный насос для откачки дренажа
	8704	СЦВГ
	8704	СЦВГ (на газовом узле)
(006) Замерная установка ЗУ-6	6044	Шламонакопитель
	6119	Площадка скважин ЗУ-6
	6129	Блок автом. подачи реагента
	6131	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6134	Техблок ЗУ-6
	6147	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6434	Центробежный насос для откачки дренажа
(007) Манифольная станция 8 (МС-8)	6910	Выкидные линии скважин ЗУ-6
	6138	Техблок MS-8
(008) Замерная установка ЗУ-9	0071	Печь косвенного подогрева нефти HJ2300-H/1, 6-Q H-2001
	0072	Нагревательная печь для пластовый воды HJ2300-S/ 10-Q/Q H- 2)
	0073	Резервуары технологические (63м3)
	6127	Площадка скважин ЗУ-9
	6140	Дренажная емкость 17,5 м3
	6141	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6142	Шламонакопитель
	6144	Сепаратор 2-х фазный
	6145	Газовый сепаратор (скруббер)
	6149	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6151	Подпор на экспортные насосы
	6152	Насос промысловый
	6153	Блок автом. подачи реагента
	6154	Техблок ЗУ-9
	6287	Компрессор
	6911	Выкидные линии скважин ЗУ-9
	8639	Центробежный насос для откачки дренажа
	8705	СЦВГ
(009) Замерная установка ЗПУ-10	0077	Печь косвенного подогрева нефти HJ2300-H/1, 6-Q H-2001
	0078	Нагревательная печь для пластовый воды HJ2300-S/ 10-Q/Q H- 2)
	0079	Резервуары буферные (63м3)
	6156	Дренажная емкость 17,5 м3

	6157	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6158	Шламонакопитель
	6160	Сепаратор 2-х фазный
	6161	Газовый сепаратор (скруббер)
	6163	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6165	Подпор на экспортные насосы
	6166	Насос промывочный
	6167	Блок автом. подачи реагента
	6168	Техблок ЗУ-10
	6190	Площадка скважин ЗУ-10
	6204	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6289	Компрессор
	6912	Выкидные линии скважин ЗУ-10
	8641	Центробежный насос для откачки дренажа
	8706	СГВЦ
(010) Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-11	0083	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0084	Нагревательная печь для пластовый воды НЈ2300-S/ 10-Q/Q Н- 2)
	0085	Резервуары буферные (63м3)
	6170	Дренажная емкость 16 м3
	6171	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6172	Шламонакопитель
	6174	Сепаратор 2-х фазный
	6175	Газовый сепаратор (скруббер)
	6177	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6179	Подпор на экспортные насосы
	6180	Техблок ЗУ-11
	6209	Площадка скважин ЗУ-11
	6290	Компрессор
	6913	Выкидные линии скважин ЗУ-11
	8642	Подпор на экспортные насосы
	8645	Насос перекачки нефти на ЦППН
	8707	СЦВГ
(011) Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-12	0087	Дренажная емкость 16 м3
	0089	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0091	Резервуары для сбора нефти (63м3)
	6182	Дренажная емкость 12,5 м3
	6183	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6184	Шламонакопитель
	6186	Сепаратор 2-х фазный
	6187	Газовый сепаратор (скруббер)
	6187	СЦВГ
	6189	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6191	Подпор на экспортные насосы
	6192	Насос промывочный
	6194	Техблок ЗУ-12
	6253	Площадка скважин ЗУ-12
	6293	Компрессор
	6395	Центробежный насос для откачки дренажа
	6914	Выкидные линии скважин ЗУ-12
(012) Перекачивающая установка ПС-13	0096	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001 А
	0097	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001 В
	0098	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001 С
	0101	Печь для нагрева воды НЈ300- S/1,6-Q (для отопления)
	0102	Печь косвенного подогрева нефти Н- 2001D
	0103	Подогреватель " Kvaerner"
	0104	Резервуары буферные (500м3)
	0108	Печь косвенного подогрева нефти НЈ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0109	Нагревательная печь для пластовый воды НЈ2300-S/ 10-Q/Q Н- 2
	0333	Продувочные свечи печей
	0557	Резервуары пластовой воды 500 м3

	6196	Дренажная емкость 15,75 м3
	6197	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6198	Шламонакопитель
	6199	Дренажная емкость 25 м3
	6200	Дренажная емкость 3 м3
	6201	Сепаратор 2-х фазный
	6203	Газовый сепаратор (скруббер)
	6205	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6206	Сепаратор газовый 2-ой ступени
	6207	Факельный сепаратор
	6208	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6211	Насос промывочный
	6212	Подпор на экспортные насосы
	6214	Блок автом. подачи реагента
	6215	Техблок ЗУ-13
	6291	Площадка скважин ЗУ-13
	6298	Компрессор
	6915	Выкидные линии скважин ЗУ-13
	8307	Дренажная емкость 80 м3
	8308	Сосуд электростатич.очистки нефти Kvaerner
	8325	Охладитель воздушный
	8649	Центробежный насос для откачки дренажа
	8650	Центробежный насос для откачки дренажа
	8651	Центробежный насос для откачки дренажа
	8652	Подпорный циркуляционный насос
	8654	Дренажный насос
	8696	откачка из пескоуловителя
	8708	СЦВГ
	8714	Центробежный насос перекачки пластовой воды
	8715	Центробежный дренажный насос
(013) Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-15	0110	Резервуары буферные (63м3)
	6217	Дренажная емкость для сбора конденсата 8 м3
	6218	Дренажная емкость 17,5 м3
	6219	Шламонакопитель
	6221	Газовый сепаратор (скруббер)
	6221	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6222	Сепаратор газовый 1-й ступени
	6228	Подпорный центробежный насос
	6230	Техблок ЗУ-15
	6310	Охладитель воздушный
	6335	Площадка скважин ЗУ-15
	6916	Выкидные линии скважин ЗУ-15
	8653	Центробежный насос для откачки дренажа
(014) Перекачивающая станция ПС-17	0114	Нагревательная печь для пластовый воды HJ2300-S/ 10-Q/Q H- 22
	0115	Печь косвенного подогрева нефти HJ2300-H/1, 6-Q H-2001 PBC-63
	0116	Резервуары буферные (63м3)
	0335	Продувочные свечи печей
	6232	Дренажная емкость 17,5 м3
	6233	Шламонакопитель
	6234	Газовый сепаратор (скруббер)
	6235	Сепаратор 2-х фазный
	6236	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6238	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6240	Подпор на экспортные насосы
	6242	Насос промывочный
	6243	Центробежный насос для откачки дренажа
	6244	Охладитель воздушный
	6245	Компрессорная станция
	6246	Техблок ЗУ-17
	6352	Площадка скважин ЗУ-17

	6917	Выкидные линии скважин 3У-17
	8561	Центробежный насос для откачки дренажа
	8562	Подпор на экспортные насосы
	8697	Песконакопитель
	8697	Насос откачки пескоуловителя
	8698	Песконакопитель
	8709	СЦВГ
(015) Перекачивающая станция ПС-18	0120	Печь косвенного подогрева нефти НJ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0121	Нагревательная печь для пластовый воды НJ2300-S/ 10-Q/Q Н- 22
	0122	Резервуары для сбора нефти (63м3)
	0336	Продувочные свечи печей
	6248	Дренажная емкость 17,5 м3
	6249	Шламонакопитель
	6250	Газовый сепаратор (скруббер)
	6251	Сепаратор 2-х фазный
	6254	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6255	Сепаратор газовый 2-ой ступени
	6256	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6257	Подпорный центробежный насос
	6260	Охладитель воздушный
	6261	Компрессорная станция
	6262	Техблок 3У-18
	6368	Блок автом. подачи реагента
	6373	Дренажная емкость 8 м3
	6379	Площадка скважин 3У-18
	6918	Выкидные линии скважин 3У-18
	8657	Центробежный насос для откачки дренажа
(016) Замерно- перекачивающая установка ЗПУ-19	0126	Печь косвенного подогрева нефти НJ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0128	Резервуары буферные (63м3)
	0337	Продувочные свечи печей
	6263	Компрессор
	6264	Дренажная емкость 17,5 м3
	6265	Шламонакопитель
	6266	Газовый сепаратор (скруббер)
	6267	Сепаратор 2-х фазный
	6269	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6271	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6273	Подпорный центробежный насос
	6275	Насос промывочный
	6276	Центробежный насос для откачки дренажа
	6277	Блок автом. подачи реагента
	6278	Охладитель воздушный
	6280	Техблок 3У-19
	6300	Дренажная емкость 8 м3
	6381	Дренажная емкость 8 м3
	6442	Площадка скважин 3У-19
	6919	Выкидные линии скважин 3У-19
	8536	Центробежный насос для откачки дренажа
	8710	СЦВГ
(017) Замерно- перекачивающая установка ЗПУ-21	0132	Печь косвенного подогрева нефти НJ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0134	Резервуары буферные (63м3)
	0338	Продувочные свечи печей
	6282	Дренажная емкость 17,5 м3
	6283	Шламонакопитель
	6284	Газовый сепаратор (скруббер)
	6285	Сепаратор 2-х фазный
	6286	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6288	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6292	Насос промывочный
	6294	Блок автом. подачи реагента

	6295	Охладитель воздушный
	6296	Компрессор
	6297	Техблок ЗУ-21
	6400	Дренажная емкость 8 м3
	6406	Площадка скважин ЗУ-21
	6920	Выкидные линии скважин ЗУ-21
	8660	Центробежный насос для откачки дренажа
	8661	Центробежный насос для откачки дренажа
	8662	Центробежный насос для откачки дренажа
	8711	СЦВГ
(018) Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-22	0138	Печь косвенного подогрева нефти НУ2300-Н/1, 6-Q Н-2001
	0140	Резервуары для сбора нефти (63м3)
	0339	Продувочные свечи печей
	6268	Компрессор
	6299	Дренажная емкость 17,5 м3
	6301	Шламонакопитель
	6302	Сепаратор 2-х фазный
	6303	Газовый сепаратор (скруббер)
	6304	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6305	Сепаратор газовый 2-ой ступени
	6306	Компрессор
	6307	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6309	Подпорный центробежный насос
	6311	Насос промывочный
	6312	Блок автом. подачи реагента
	6313	Техблок ЗУ-22
	6347	Площадка скважин ЗУ-22
	6921	Выкидные линии скважин ЗУ-22
	8327	Охладитель воздушный
	8361	Насос скважины НВ 1043-1
	8566	Площадка ПС-22 насос
	8663	Центробежный насос для откачки дренажа
	8664	Центробежный насос для откачки дренажа
	8719	Насос перекачки нефти на ЦППН
(019) Замерно-перекачивающая установка ЗПУ-23	6270	Компрессор
	6317	Шламонакопитель
	6319	Газовый сепаратор (скруббер)
	6320	Сепаратор газовый 1-ой ступени
	6321	Сепаратор газовый 2-й ступени
	6329	Техблок ЗУ-23
	6417	Охладитель воздушный
	6423	Площадка скважин ЗУ-23
(020) Замерная установка НВ-3 (ЗУ НБ-3)	6922	Выкидные линии скважин ЗУ-23
	0150	Печь косвенного подогрева нефти (Н-2001)
	0151	Печь косвенного подогрева нефти (Н-2002)
	0152	Резервуар технологический (63м3)
	6060	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6308	Компрессор
	6331	Дренажная емкость 12 м3
	6332	Сепаратор 2-х фазный
	6334	Газовый сепаратор (скруббер)
	6340	Техблок НБ-3
	6426	Блок автом. подачи реагента
	6428	Площадка скважин НБ-3
	6923	Выкидные линии скважин НБ-3
(021) Установка предварительного сброса воды-1 (УПСВ-1)	0016	Сепаратор-подогреватель V-100A
	0039	Сепаратор-подогреватель V-100B
	0106	Сепаратор-подогреватель V-100A
	0111	Сепаратор-подогреватель V-100B
	0156	Сепаратор подогреватель "SIVALLS" №1

	0157	Сепаратор подогреватель " SIVALLS" №2
	0158	Сепаратор подогреватель " SIVALLS" №3
	0159	Сепаратор подогреватель " SIVALLS" №4
	0343	Продувочные свечи печей
	6314	Компрессор
	6342	Дренажная емкость 63м3
	6343	Шламонакопитель
	6344	Горизонтальный 3- хфазный сепаратор
	6348	Газовый сепаратор (скруббер)
	6359	Блок автом. подачи реагента
	6360	Техблок УПСВ-1
	6429	Дренажная емкость (конденсатосборник)
	6431	Расширитель газовый ВД
	6432	Сепаратор гидроциклонный
	6433	Факельный сепаратор
	6926	Горизонтальный 3- хфазный сепаратор-55 м3
	6928	Газовый сепаратор (сетчатый)
	8500	Площадка НГС V-104А/В (Модернизация УПСВ-1)
	8501	Площадка межплот., трубопроводов (Модернизация УПСВ-1)
	8668	Центробежный погружной насос
	8699	Песконакопитель
	8699	Центробежный погружной насос
(022) Установка предварительного сброса воды-2 (УПСВ-2)	0166	Печь подогрева Н-100 №1
	0167	Печь подогрева Н-100 №2
	0168	Печь подогрева Н-100 №3
	0169	Печь подогрева Н-100 №4
	0170	Резервуары пластовой воды 3000м3
	0288	Резервуары пластовой воды 200м3
	0289	Резервуары пластовой воды 200м3
	0344	Продувочные свечи печей
	6315	Компрессор
	6365	Дренажная емкость 8м3
	6366	Дренажная емкость 12,5 м3
	6367	Сепаратор нефтегазовый
	6371	Газовый сепаратор (скруббер)
	6372	Насос для перекачки нефти
	6374	Насос для закачки воды в пласт
	6378	Центробежный подпорный насос
	6382	Блок автом. подачи реагента
	6383	Техблок УПСВ-2
	6436	Факельный сепаратор
	6437	Дренажная емкость 100 м3
	6438	Центробежный погружной насос
	6905	Шламонакопитель
	8611	Центробежный промывочный насос
	8614	Центробежный погружной насос для откачки дренажа
	8615	Центробежный погружной насос для откачки дренажа
	8616	Центробежный погружной насос для откачки дренажа
	8700	Центробежный погружной насос
	8712	СЦВГ
(024) Закачка гелеполимерного раствора скважины	0049	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0050	Емкость для набора сточной воды -60 м3
	0051	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0064	Емкость для набора сточной воды -60 м3
	0075	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0080	Емкость для набора сточной воды -60 м3
	0081	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0086	Емкость для набора сточной воды -60 м3
	0092	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0093	Емкость для набора сточной воды -60 м3

	0174	Емкость для набора сточной воды -63 м3
	0175	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0176	Емкость для набора сточной воды -63 м3
	0177	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0178	Емкость для набора сточной воды -60 м3
	0179	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0180	Емкость для набора сточной воды -63 м3
	0181	Емкость для сбора утечек - 10 м3
	0182	Емкость для набора сточной воды -63 м3
	0183	Емкость для сбора утечек - 10 м3
(025) Манифольдные станции	6025	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6026	Техблок CPF-1
	6028	Техблок MC-5
	6031	Техблок НБ-22
	6032	Техблок MC-7
	6036	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6039	Техблок НБ-23
	6040	Техблок MS-23.1
	6042	Техблок MS-23.2
	6414	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6416	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6418	Мультифазный насос перекачки нефти
	6570	Техблок MC-GS7/3
	6571	Техблок MC-GS2/3
	6572	Техблок MC-GS6/3
	6573	Техблок MC-31/2
	6574	Техблок MC-23/2
	6575	Техблок тестового манифольда станция MC-31/1
	6576	Техблок экспл. манифольда станция MC-31/1
	6577	Техблок тестового манифольда MC-GS11/2
	6578	Техблок экспл. манифольда станции MC-GS11/2
	6579	Техблок экспл. манифольда станции MC-23/3
	6580	Техблок MC-GS2/4
	6581	Техблок манифольда УПСВ
	6582	Техблок MC-22/6
	6583	Техблок MC-22/7
	6584	Техблок тестового манифольда станции MC- GS11/1
	6585	Техблок экспл. манифольда станции MC- GS11/1
	6587	Техблок экспл. манифольда станции MC- NB23/1
	6588	Техблок экспл. манифольда станции MC- GS7/2
	6589	Техблок экспл. манифольда станции MC- NB3/5
	6606	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6608	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6609	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6630	Техблок экспл. манифольда станции MC- NB23/5
	8251	Техблок экспл. манифольда станции MC- NB23/7
	8252	Площадка манифольда MC- 21/6
	8253	Площадка манифольда MC GS-11/3
	8358	Техблок экспл. манифольда станции MC- NB23/5
	8514	Площадка MC - CPF2
	8716	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	8717	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
(026) Промежуточные манифольдные станции	6479	Промежуточные манифольдные станции
(027) Система газосбора	6551	ЗРА и ФС узлов подключения газопроводов
	6568	ЗРА и ФС. Технологических трубопроводов
	6569	ЗРА и ФС. Межплощадочных трубопроводов
	6597	Линейная часть газопровода

	8386	Площадка узла врезки
(029) Лаборатория	0184	Вытяжная система лаборатории
	6411	Дренажная емкость 8 м3
(030) Скважины	0190	Водогрейный котел (NB-10) CPEEC-HJ-1100W/10-Q- 200
	0192	Водогрейный котел (NB-633) YZG- 057-6,4/95/ 40-G
	0193	Водогрейный котел (NB-655) YZG- 045-6,4/95/ 40-G
	0194	Водогрейный котел (NB-1077) YZG- 032-6, 4/95/40-G
	0195	Водогрейный котел (NB-1011) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0196	Водогрейный котел (NB-1018-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0197	Водогрейный котел (NB-1019-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0198	Водогрейный котел (NB-1027) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0199	Водогрейный котел (NB-1027-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0200	Водогрейный котел (NB-1028) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0201	Водогрейный котел (NB-1028-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0202	Водогрейный котел (NB-1042) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0203	Водогрейный котел (NB-1067) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0204	Водогрейный котел (NB-1091A) YZG0,82-6,
	0205	Водогрейный котел (NB-25) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0206	Водогрейный котел (NB-1045) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0207	Водогрейный котел (NB-20) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0208	Водогрейный котел (NB-1049) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0209	Водогрейный котел (NB-1051) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0210	Водогрейный котел (NB-1069) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0211	Водогрейный котел (NB-1071) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0214	Водогрейный котел (NB-1092) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0215	Водогрейный котел (NB-635) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0216	Водогрейный котел (NB-637) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0217	Водогрейный котел (NB-657) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0218	Водогрейный котел (NB-659) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0219	Водогрейный котел (NB-677-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0220	Водогрейный котел (NB-677-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0221	Водогрейный котел (NB-6156-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0222	Водогрейный котел (NB-6159-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0223	Водогрейный котел (NB-6172-3) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0224	Водогрейный котел (G141) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0225	Водогрейный котел (NB-7) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0226	Водогрейный котел (NB-8) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0227	Водогрейный котел (NB-33) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0228	Водогрейный котел (NB-1009) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0229	Водогрейный котел (NB-40) YZG0, 82-6,4/140/ 40-G
	0230	Водогрейный котел (NB-1021) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0231	Водогрейный котел (NB-1023) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0232	Водогрейный котел (NB-1025) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0233	Водогрейный котел (NB-1047) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0234	Водогрейный котел (NB-1094) YZG0,82-6, 4/140/40-G
	0556	Мобильная установка по удалению песка (пескоотделитель)
	8502	Площадка 5 скважин (ЗРА и ФС) (РП измен, назначений скважин)
	8503	Площадка 24 скважин (ЗРА и ФС) (РП измен, назначений скважин)
	8504	Площадка 7 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8505	Площадка 7 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8506	Площадка 32 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8507	Площадка 15 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8508	Площадка 2 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8509	Площадка 3 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8510	Площадка 2 скважин (РП замена подземных участков трубопровод)
	8511	Площадка выкидной линии NB42-МС21/4 (РП замена подземных участков трубопровод)
	8512	Площадка выкидной линии NB31-ПС 19 (РП замена подземных участков трубопровод)
	8701	Площадка скважин (новые)

(031) Парк ДЭС	8702	Выкидные линии скважин (новые скважины)
	0237	Дизельный агрегат Aksa- 940-1 ЦППН
	0238	Дизельный агрегат Aksa- 940-2 ЦППН
	0239	Дизельный агрегат VOLVO -400-1
	0240	Дизельный агрегат PERKINS-1 CAMP
	0241	Дизельный агрегат PERKINS-2 CAMP
	0242	Дизельный агрегат PERKINS-3 CAMP
	0243	Дизельный агрегат PERKINS-4 CAMP
	0244	Дизельный агрегат PERKINS-5 CAMP
	0246	Дизельный агрегат HIMOINSA-1
	0247	Дизельный агрегат GENPOWER 20 kV
	0249	Дизельный агрегат WILSON-110
	0253	Дизельный агрегат HIMOINSA-3
	0255	Дизельный агрегат HIMOINSA-4
	0260	ДГУ X6135JZB-23
	0263	Дизельный агрегат HIMOINSA-2
	0266	Дизельный агрегат PERKINS-80-1
	0269	Дизельный агрегат PERKINS-80-2
	0275	Дизельный агрегат PERKINS-80-3
	0276	Дизельный агрегат VOLVO-3
	0278	Дизельный агрегат VOLVO-5
	0279	Дизельный агрегат VOLVO-6
	0280	Дизельный агрегат VOLVO-7
	0281	Дизельный агрегат VOLVO-9
	0282	Дизельный агрегат VOLVO-10
	0283	Дизельный агрегат VOLVO -400-2
	0285	Сварочный агрегат (Linkoln Ranger 305D)
	0286	Сварочный агрегат (Linkoln Ranger 305D)
	0287	Сварочный агрегат (Linkoln Ranger 305D)
	0427	Дизельный агрегат Wilson P275Y-2
	0428	Дизельный агрегат Wilson P275Y-2
	0429	Сварочный агрегат (ДГУ Denyo-300 №3)
	0430	Дизельный агрегат PCAPOWER
	0431	Дизельный агрегат PCAPOWER
	0555	Дизельная электростанция Volvo Tadi 1232GE
	0558	ДГУ Denyo-300 №1
	0559	ДГУ Gummins Dingxin 400 кВт
(032) Слесарная мастерская	6554	Электрогазосварочные работы
	6555	Электрогазосварочные работы
	6556	Электрогазосварочные работы
	8633	Электрогазосварочные работы
(033) Ремонтно-механический цех	0290	Токарно-винторезный станок 16P25П-2
	0292	Сверлильный станок 2С132
	0292	Сверлильный станок JDP15M
	0293	Стенд по испытанию винт.насосов "KUDU"
	0294	Фрезерный станок 6Т82Ш
	0294	Станок ножовочный 8725
	0295	Станок точильно-шлифовальный ТШ-2
	0296	Станок точильно-шлифовальный JET JBG-200
	0297	Стенд по испытанию предохранительных клапанов СИ-14М
	0298	Пресс гидравлический
	0299	Стенд по испытанию НКТ труб
	6316	Компрессор
(034) Автотранспортный парк	6563	Автостоянка
	6564	Авторемонтный участок
	6565	Покрасочные работы
(035) ГЗУ-31	0009	Сепаратор-подогреватель Н-101А
	0014	Сепаратор-подогреватель Н-101 В
	0095	Сепаратор-подогреватель Н-101А
	0105	Сепаратор-подогреватель Н-101 В

	0301	Резервуары для сбора нефти (50м3)
	0303	Резервуары пластовой воды 50 м3
	0304	Резервуар очищенной воды 400м3
	0305	Резервуар очищенной воды 400м3
	0306	Дренажная емкость TS31-D-63
	0342	Продувочные свечи печей
	0605	Резервуар очищенной воды 400м3
	6027	Мультифазный насос перекачки нефти на ЦППН
	6133	Шламонакопитель
	6272	Компрессор
	6330	Техблок ЗУ-31
	6566	Газовый сепаратор
	6567	Газовый сепаратор
	6590	Пескоуловитель
	6599	Блок автом. подачи реагента
	6601	Центробежный насос перекачки пластовой воды
	6602	Насос перекачки нефти на ЦППН
	6603	Центробежный насос для откачки дренажа
	6924	Выкидные линии скважин ЗУ-31
	6929	Площадка скважин ЗУ-31
	8304	Факельный сепаратор
	8309	Трехфазный сепаратор
	8565	Насос для откачки из пескоуловителя
	8666	Разгрузочный
	8722	Центробежный насос перекачки пластовой воды
	8723	Центробежный насос перекачки пластовой воды (резервный)
(036) Расширение УПСВ-1Р	0312	Резервуары пластовой воды 200м3
	0313	Резервуары пластовой воды 3000м3
	0315	Дренажная емкость 8 м3
	6075	Отстойник пластовой воды
	6318	Компрессор
	6592	Пескоуловитель
	6593	Шламонакопитель
	6627	Дренажная емкость 12,5 м3
	6628	Дренажная емкость (конденсатосборник)
	6629	Сепаратор подогреватель
	6906	Песконакопитель
	8313	Резервуары пластовой воды 200 м3
	8314	Дренажная емкость 100 м3
	8670	Центробежный дренажный насос
	8671	Центробежный дренажный насос
	8672	Центробежный дренажный насос
	8673	Подпорный центробежный насос
	8674	Подпорный центробежный насос
	8675	Подпорный центробежный насос
	8676	Промывочный центробежный насос
	8677	Насос для закачки воды в пласт
	8678	Насос для закачки воды в пласт
	8679	Насос для закачки воды в пласт
	8680	Насос для закачки воды в пласт
	8681	Насос перекачки нефти
	8682	Насос перекачки нефти
	8683	Центробежный дренажный насос
	8713	Центробежный дренажный насос
(037) Автомойка на месторождении Северные Бузачи	7687	Автомойка
(038) Мерные емкости	6425	Мерные емкости
	0391	Продувочная свеча

[illegible]

	8868	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8869	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8870	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8871	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8872	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8873	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8874	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8875	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8876	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8877	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8878	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
	8879	Насос дазаторов реагентов (ингибитор солеотложения) УПСВ - 1Р
(068) Факела	0037	Факельная установка на ЦППН
	0038	Факельная установка УПСВ-2
	0107	Факельная установка ЗУ-13
	0165	Факельная установка УПСВ-1
(071) Фаза XVI. Ступень 1	8724	ЗРА и ФС скважины
	8725	ЗРА и ФС скважины
	8726	ЗРА и ФС скважины
	8727	ЗРА и ФС скважины
	8728	ЗРА и ФС скважины
	8729	ЗРА и ФС скважины
	8730	ЗРА и ФС скважины
	8731	ЗРА и ФС скважины
	8732	ЗРА и ФС скважины
	8733	ЗРА и ФС скважины
	8734	ЗРА и ФС скважины
	8735	ЗРА и ФС скважины
	8736	ЗРА и ФС скважины
	8737	ЗРА и ФС скважины
	8738	ЗРА и ФС скважины
	8739	ЗРА и ФС скважины
	8740	ЗРА и ФС скважины
	8741	ЗРА и ФС скважины
	8742	ЗРА и ФС скважины
	8743	ЗРА и ФС скважины
	8744	ЗРА и ФС скважины
	8745	ЗРА и ФС скважины
	8746	ЗРА и ФС скважины
	8747	ЗРА и ФС скважины
	8748	ЗРА и ФС скважины
	8749	ЗРА и ФС скважины
	8750	ЗРА и ФС скважины
	8751	ЗРА и ФС скважины
	8752	ЗРА и ФС скважины
	8753	ЗРА и ФС скважины
	8754	ЗРА и ФС скважины
	8755	ЗРА и ФС скважины
	8756	ЗРА и ФС скважины
	8757	ЗРА и ФС скважины
	8758	ЗРА и ФС скважины
	8759	ЗРА и ФС скважины
	8760	ЗРА и ФС скважины
	8761	ЗРА и ФС скважины
	8762	ЗРА и ФС скважины
	8763	ЗРА и ФС скважины
	8764	ЗРА и ФС скважины
	8765	ЗРА и ФС скважины
	8766	ЗРА и ФС скважины
	8767	ЗРА и ФС скважины

	8768	ЗРА и ФС скважины
	8769	ЗРА и ФС скважины
	8770	ЗРА и ФС скважины
	8771	ЗРА и ФС скважины
	8772	ЗРА и ФС скважины
	8773	ЗРА и ФС скважины
	8774	ЗРА и ФС скважины
	8775	ЗРА и ФС скважины
	8776	ЗРА и ФС скважины
	8777	ЗРА и ФС скважины
	8778	ЗРА и ФС скважины
	8779	ЗРА и ФС скважины
	8780	ЗРА и ФС скважины
	8781	ЗРА и ФС скважины
	8782	ЗРА и ФС скважины
	8783	ЗРА и ФС скважины
	8784	ЗРА и ФС скважины
	8785	ЗРА и ФС скважины
	8686	ЗРА и ФС скважины
	8787	Насосы на скважинах
	8788	Насосы на скважинах
	8789	Насосы на скважинах
	8790	Насосы на скважинах
	8791	Насосы на скважинах
	8792	Насосы на скважинах
	8793	Насосы на скважинах
	8794	Насосы на скважинах
	8795	Насосы на скважинах
	8796	Насосы на скважинах
	8797	Насосы на скважинах
	8798	Насосы на скважинах
	8799	Насосы на скважинах
	8800	Насосы на скважинах
	8801	Насосы на скважинах
	8802	Насосы на скважинах
	8803	Насосы на скважинах
	8804	Насосы на скважинах
	8805	Насосы на скважинах
	8806	Насосы на скважинах
	8807	Насосы на скважинах
	8808	Насосы на скважинах
	8809	Насосы на скважинах
	8810	Насосы на скважинах
	8811	Насосы на скважинах
	8812	Насосы на скважинах
	8813	Насосы на скважинах
	8814	Насосы на скважинах
	8815	Насосы на скважинах
	8816	Насосы на скважинах
	8817	Насосы на скважинах
	8818	Насосы на скважинах
	8819	Насосы на скважинах
	8820	Насосы на скважинах
	8821	Насосы на скважинах
	8822	Насосы на скважинах
	8823	ЗРА и ФС манифольда
	8824	ЗРА и ФС манифольда
(072) Фаза XV. Ступень 2	8774	ЗРА и ФС скважины
	8775	ЗРА и ФС скважины
	8776	ЗРА и ФС скважины

	8777	ЗРА и ФС скважины
	8780	ЗРА и ФС скважины
	8781	ЗРА и ФС скважины
	8782	ЗРА и ФС скважины
	8783	ЗРА и ФС скважины
	8784	ЗРА и ФС скважины
	8785	ЗРА и ФС скважины
	8786	ЗРА и ФС скважины
	8787	ЗРА и ФС скважины
	8810	ЗРА и ФС скважины
	8811	ЗРА и ФС скважины
	8812	ЗРА и ФС скважины
	8813	ЗРА и ФС скважины
	8814	ЗРА и ФС скважины
	8815	ЗРА и ФС скважины
	8816	ЗРА и ФС скважины
	8817	ЗРА и ФС скважины
	8818	ЗРА и ФС скважины
	8819	ЗРА и ФС скважины
	8820	ЗРА и ФС скважины
	8821	ЗРА и ФС скважины
	8822	ЗРА и ФС скважины
	8880	ЗРА и ФС скважины
	8881	ЗРА и ФС скважины
	8882	ЗРА и ФС скважины
	8883	ЗРА и ФС скважины
	8884	ЗРА и ФС скважины
	8885	ЗРА и ФС скважины
	8886	ЗРА и ФС скважины
	8887	ЗРА и ФС скважины
	8888	ЗРА и ФС скважины
	8889	ЗРА и ФС скважины
	8890	ЗРА и ФС скважины
	8892	ЗРА и ФС скважины
	8893	ЗРА и ФС скважины
	8894	ЗРА и ФС скважины
	8895	ЗРА и ФС скважины
	8896	ЗРА и ФС скважины
	8897	ЗРА и ФС скважины
	8898	ЗРА и ФС скважины
	8899	ЗРА и ФС скважины
	8900	ЗРА и ФС скважины
	8901	ЗРА и ФС скважины
	8902	ЗРА и ФС скважины
	8903	ЗРА и ФС скважины
	8904	ЗРА и ФС скважины
	8905	Насосы на скважинах
	8906	Насосы на скважинах
	8907	Насосы на скважинах
	8908	Насосы на скважинах
	8909	Насосы на скважинах
	8910	Насосы на скважинах
	8911	Насосы на скважинах
	8912	Насосы на скважинах
	8913	Насосы на скважинах
	8914	Насосы на скважинах
	8915	Насосы на скважинах
	8916	Насосы на скважинах
	8917	Насосы на скважинах
	8918	Насосы на скважинах

	8919	Насосы на скважинах
	8920	Насосы на скважинах
	8921	Насосы на скважинах
	8922	Насосы на скважинах
	8923	Насосы на скважинах
	8924	ЗРА и ФС манифольда
	8925	ЗРА и ФС манифольда
(073) Фаза XIV. Ступень 3	8926	ЗРА и ФС скважины
	8927	ЗРА и ФС скважины
	8928	ЗРА и ФС скважины
	8929	ЗРА и ФС скважины
	8930	ЗРА и ФС скважины
	8931	ЗРА и ФС скважины
	8932	ЗРА и ФС скважины
	8933	ЗРА и ФС скважины
	8934	ЗРА и ФС скважины
	8935	ЗРА и ФС скважины
	8936	ЗРА и ФС скважины
	8937	ЗРА и ФС скважины
	8938	ЗРА и ФС скважины
	8939	ЗРА и ФС скважины
	8940	ЗРА и ФС скважины
	8941	ЗРА и ФС скважины
	8942	ЗРА и ФС скважины
	8943	ЗРА и ФС скважины
	8944	ЗРА и ФС скважины
	8945	ЗРА и ФС скважины
	8946	ЗРА и ФС скважины
	8947	ЗРА и ФС скважины
	8948	ЗРА и ФС скважины
	8949	ЗРА и ФС скважины
	8950	ЗРА и ФС скважины
	8951	ЗРА и ФС скважины
	8952	ЗРА и ФС скважины
	8953	ЗРА и ФС скважины
	8954	ЗРА и ФС скважины
	8955	ЗРА и ФС скважины
	8956	ЗРА и ФС скважины
	8957	ЗРА и ФС скважины
	8958	ЗРА и ФС скважины
	8959	ЗРА и ФС скважины
	8960	ЗРА и ФС скважины
	8961	ЗРА и ФС скважины
	8962	ЗРА и ФС скважины
	8963	ЗРА и ФС скважины
	8964	ЗРА и ФС скважины
	8965	ЗРА и ФС скважины
	8966	ЗРА и ФС скважины
	8967	ЗРА и ФС скважины
	8968	ЗРА и ФС скважины
	8969	Насосы на скважинах
	8970	Насосы на скважинах
	8971	Насосы на скважинах
	8972	Насосы на скважинах
	8973	Насосы на скважинах
	8974	Насосы на скважинах
	8975	Насосы на скважинах
	8976	Насосы на скважинах
	8977	Насосы на скважинах
	8978	Насосы на скважинах

	8979	Насосы на скважинах
	8980	Насосы на скважинах
	8981	Насосы на скважинах
	8982	Насосы на скважинах
	8983	Насосы на скважинах
	8984	Насосы на скважинах
	8985	Насосы на скважинах
	8986	Насосы на скважинах
	8987	Насосы на скважинах
	8988	Насосы на скважинах
	8989	Насосы на скважинах
	8990	Насосы на скважинах
	8991	Насосы на скважинах
	8992	Насосы на скважинах
	8993	ЗРА и ФС манифольда
(080) ТОО "КапРемСервис" (КРС)	0602	Установка самоходная для бурения и ремонта скважин XJ 75, R 919 BV
	0603	Установка самоходная для бурения и ремонта скважин XJ 75, R 949 BV
	0604	Установка самоходная для бурения и ремонта скважин KZ 895, AK 12
	0606	Цементировочный агрегат Краз 250, R 241 BO
	0607	Цементировочный агрегат Краз 65101, R 241 R 588 HRM
	0608	Цементировочный агрегат Краз 250, KZ 577 NHA 12
	0609	Паровая промысловая установка Урал ППУА-А 1600 KZ 322 AP 12
	0615	Вакуумная машина МАЗ (25 куб), KZ 353 AH 12
	0616	Вакуумная машина МАЗ (15 куб), R 562 BX
	0623	Дизель-электростанция 220 кВт
	0624	Дизель-электростанция 50 кВт
	0625	Дизель-электростанция 50 кВт
	0626	Дизель-электростанция 50 кВт
(081) Вахтовый поселок, цементная база ТОО "Буровая компания "Великая стена"	0630	Компрессор
	0631	ДЭС резервный, мощность -440 кВт
	6635	Резервуар хранения дизтоплива V24 м3
	6636	Резервуар хранения дизтоплива V30 м3
	6637	Резервуар хранения дизтоплива V40 м3
	6638	Резервуар хранения дизтоплива V7 м3
	6639	Емкость отработанного масла V-220 л
	6640	Емкость отработанного масла V-200 л
	6641	Сварочный пост
	6642	Сварочный пост
(082) ТОО "OS Technology Services"(КРС)	6643	Заточной станок
	6644	Заточной станок
	0632	Подъемник XJ-90Z-3 R200AKD
	0633	Подъемник XJ-90Z-3 R149AKD
	0634	Подъемник XJ-250 058YN/12
	0635	Подъемник XJ-250 R187ADD
	0636	Подъемник XJ-250 H794007
	0637	Подъемник УПА 60/80 kz488 AT/11
	0638	Подъемник УПА 60/80 N268 AFD
	0639	ППУ Урал H3034/12
	0640	ППУ Урал R486AB/11
	0641	ГИС УРАЛ H750684
	0642	ГИС УРАЛ H3021/12
	0643	Насосный агрегат FQNB-72/43
	0644	Насосный агрегат FQNB-72/43
	0645	Насосный агрегат FQNB-72/43
	0646	Насосный агрегат FQNB-72/43
	0647	Насосный агрегат FQNB-72/43
	0648	Дизель-генератор VOLVO/Penta
	0649	Дизель-генератор VOLVO/Penta
	0650	Дизель-генератор VOLVO/Penta
	0651	Диз.генератор, 88 кВт

	0652	Диз.генератор CAT
	0653	Диз.генератор Weichai
	0654	Вакуум HOWO KZ 734 AS/11
	0655	Вакуум RENO KZ 571 AJ/11
	0656	Цементировочный Агрегат-320, Урал KZ 518 AJ/11
	0657	Цементировочный Агрегат-320, KZ 487 AB/11
(083) ГИС ТОО "ГеоМунайРесурс"	0658	Дизельный генератор TSS SDG 7000EH
	0659	Дизельный генератор DG 500E
	0660	Бензиновый генератор RV12000E
	0661	Бензиновый генератор TSS SDG 7500E3U
(084) Установка резервного мультифазного насоса на МС-12 месторождения	6645	Мультифазный насос PM-1200C (резервный)
	6646	ЗРА и ФС Площадка МС-12
	6647	Площадка технологических трубопроводов
(085) Расширение ГЗУ-31	0662	Отстойник пластовой воды V=200м3 TS31-V-200C
	0663	Отстойник пластовой воды V=2000м3 TS31-T-2000A/B
	6648	Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ TS31-V-200A/B
	6649	Емкость подземная дренажная V=63м3 TS31-D-101
	6650	Емкость подземная дренажная V=63м3 TS31-D-102
	6651	Насос погружной НВ-Е-50/80
	6652	Насос для закачки пластовой воды TS31-P-101A
	6653	Насос для закачки пластовой воды TS31-P-101B (резервный)
	6654	Погружной электронасосный агрегат НВ-Е-50/80 (TS31-НВ-102)
	6655	Насос для закачки пластовой воды P-101A/B (резервный)
	6656	Погружной электронасосный агрегат НВ-Е-50/80 (TS31-НВ-102)
	6657	Экспортный трех плунжерный насос откачки нефти TS31-P-100C
	6658	Экспортный трех плунжерный насос откачки нефти TS31-P-100C (резервный)
	6659	Насос перекачки нефти из автоцистерн модели Roper 3648-3748 GНBF
	6660	Площадка входного эксплуатационного манифольда ГЗУ-31
	6661	Площадка дренажной емкости V=63м3 TS31-D-101
	6662	Площадка дренажной емкости V=63м3 TS31-D-1021
	6663	Площадка отстойника пластовой воды V=200м3 TS31-V-200C
	6664	Площадка резервуаров пластовой воды PBC-2000 TS31-T-2000A/B
	6665	Технологические трубопроводы

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

Применяемая технология на месторождении «Северные Бузачи» соответствует научно-техническому уровню в стране и за рубежом.

Используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направленные на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды, соответствуют лучшим стандартам.

Технологии являются доступными, потому что они разработаны в масштабе, необходимом для реализации в соответствующих промышленных секторах, с экономическими условиями, на основе выгод и затрат, приемлемых для производства предприятия.

На месторождении Северные Бузачи реализованы программы утилизации добываемого газа, что привело к снижению негативного воздействия на окружающую среду и к более рациональному использованию углеводородного сырья.

Попутный газ месторождения Северные Бузачи используется в качестве топлива для работы печей подогрева нефти, БМК и котельная в вахтовом поселке.

На месторождении Северные Бузачи ведётся планомерная работа по повышению эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин, снижению затрат на добычу нефти, выводу из эксплуатации нерентабельных скважин. Для этих целей разработаны и широко внедряются новые эффективные технологии и оборудование, позволяющие значительно повысить

МРП скважин и снизить число часто ремонтируемых скважин: внедрение винтовых насосов производства КНР, частотных преобразователей, стеклопластиковых НКТ, цепных приводов скважинных штанговых насосов и другие.

Вся система сбора и транспорта нефти выполнена герметично и исключает в рабочем режиме вредные выбросы в атмосферу

Технологии предприятия являются также и наилучшими, т.к. они эффективны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды.

Наилучшие доступные технологии – это технологии и организационные мероприятия, которые позволяют свести к минимуму воздействие на окружающую среду, в целом, и осуществление которых не требует больших затрат. Понятие технология – включает в себя как саму используемую технологию, так и ее разработку, строительство, введение в эксплуатацию, работу и вывод из эксплуатации.

В 2021 г. силами НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» был проведен комплексно – технологический аудит (КТА) на соответствие принципам наилучших доступных технологий.

В рамках проекта КТА в информационной справке ФК «BuzachiOperatingLtd» приведена информация о внедрении наилучших доступных технологий из разных областей: общие НДТ добычи нефти и газа, НДТ снижения эмиссии в атмосферный воздух и НДТ по энергоэффективности.

В выводах КТА отмечено, что:

При сравнении действующего производства со справочниками по НДТ (российскими и европейскими) выявлен ряд технологий, соответствующих критериям НДТ, действующих (**внедренных**) на предприятии, но не отмеченных в Информационной справке:

- Уменьшение выбросов резервуарных парков **НДТ 4. ИТС НДТ 28-2021 Добыча нефти;**
- Подготовка нефтепромысловых сточных вод для закачки в нагнетательные скважины **НДТ 20. ИТС НДТ 28-2017 Добыча нефти;**
- Использование сепараторов для очистки гравитационным методом от жидкости и мехпримесей, поступающих из скважин **НДТ 9. ИТС НДТ 29-2017 Добыча газа.**

Изучение технологии действующего производства, а также сравнительный анализ с российскими и европейскими справочниками по наилучшим доступным технологиям (НДТ), позволили выявить ряд решений, соответствующих критериям НДТ и **рекомендуемых к внедрению на предприятии:**

ИТС НДТ 28-2021. Добыча нефти

НДТ 1. Система экологического менеджмента

Система экологического менеджмента является частью системы менеджмента организации, которая направлена на предотвращения загрязнений, связанных с производственно-хозяйственной деятельностью, на защиту окружающей среды и постоянное улучшение общей экологической результативности предприятия.

Настоящая НДТ включает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- ☐ определение экологических приоритетов предприятия;
- ☐ разработка планов действий на основе ответственности и компетентности персонала, системности действий; обучения, информированности и участия персонала в реализации мероприятий, связанных с внедрением принципов экологического менеджмента;
- ☐ анализ достигнутых результатов на основе производственного экологического контроля, внутреннего и (или) независимого внешнего аудита и проведение корректирующих мероприятий с ведением соответствующего учета.

В состав дополнительных мероприятий, которые являются желательным, но необязательным условием соответствия НДТ 1, входят:

- ☐ внедрение и соблюдение требований добровольных стандартов и систем, признанных на международном уровне ISO 14001, ISO 18001, EMAS;

☐ регулярная подготовка и издание (возможно, при внешней проверке) экологической декларации с описанием всех существенных экологических аспектов деятельности предприятия, что позволяет сопоставлять решение экологических задач и достижение экологических целей, как с предшествующими годами, так и достижениями других предприятий отрасли.

НДТ 2. Система энергетического менеджмента

Воздействие предприятий добычи нефти на окружающую среду обусловлено высокой энергоемкостью технологических процессов, следовательно, система энергетического менеджмента может стать инструментом повышения энергоэффективности и сокращения негативного воздействия на окружающую среду.

Настоящая НДТ включает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- ☐ формирование и анализ выполнения целевых показателей энергоэффективности (удельный расход электроэнергии и др.);
- ☐ формирование и реализация Программы повышения энергоэффективности;
- ☐ проведение аудитов энергоменеджмента предприятия;
- ☐ поиск и внедрение новых технологий энергосбережения;
- ☐ разработка проектов технического учета энергии;
- ☐ формирование энергетических целей и задач;
- ☐ проведение рейтинговой оценки предприятия;
- ☐ проведение перекрестных внутренних аудитов системы энергоменеджмента;
- ☐ организация и проведение обучающих семинаров для сотрудников основных процессных управлений по требованиям системы энергетического менеджмента;
- ☐ информационное сопровождение функционирования системы энергоменеджмента (подготовка статей, газет, плакатов, брошюр по энергоэффективности и др.);
- ☐ реализация IT-проектов, информационно-аналитических систем по направлению энергоменеджмента;
- ☐ разработка, утверждение и актуализация нормативно-методологической документации в части энергоменеджмента.

НДТ 3. Система менеджмента измерений

Эффективная система менеджмента измерений обеспечивает пригодность измерительного оборудования и процессов измерений для их предполагаемого использования и имеет большое значение для достижения целей в области качества продукции благодаря снижению вероятности появления недостоверных результатов измерений. Цель системы менеджмента измерений состоит в управлении измерительным оборудованием и процессами измерений, позволяющем контролировать достоверность результатов измерений характеристик, влияющих на качество продукции. Система менеджмента измерений предусматривает проверку измерительного оборудования и применение статистических методов управления процессом измерений.

НДТ 4. Регламентная работа в штатной ситуации и наличие плана действий в нештатной или аварийной ситуации

Настоящая НДТ предусматривает, в зависимости от конкретных условий, следующие подходы и мероприятия:

- ☐ установление договорных отношений между двумя или более юридическими и (или) физическими лицами, эксплуатирующими отдельные производственные объекты, находящиеся на территории одной технологической (промышленной) площадки, с целью развития сотрудничества по вопросам охраны окружающей среды и безопасности, организации труда и здоровья персонала;
- ☐ разработка, утверждение и актуализация планов действий при возникновении нештатной или аварийной ситуации как на уровне предприятия, так и на всех производственных объектах или промышленных площадках предприятия;
- ☐ проведение практических учений, тренировок по локализации и ликвидации нештатной или аварийной ситуации;
- ☐ анализ нештатной или аварийной ситуации, произошедших на предприятии, а также на других подобных предприятиях с целью извлечения уроков и выработки мер по предупреждению ЧС.

НДТ 5. Подготовка и обучение персонала

НДТ включает наличие у предприятия программы повышения квалификации персонала (стажировок, переподготовки, аттестаций и т.п.), задействованного в технологических процессах добычи нефти.

НДТ 6. Добыча, сбор и транспорт продукции нефтяных скважин

НДТ включает технологию добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин с использованием подъема продукции нефтяных скважин за счет природной (естественное и фонтанирование, бескомпрессорный газлифт, плунжерный лифт) и подводимой извне энергии (механизированная эксплуатация скважин, включающая способы глубинно-насосной эксплуатации и компрессорного газлифта) и транспортирование продукции до объекта подготовки.

Технологические показатели (удельное значение) кг/т продукции (год) определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного применяемого оборудования и установок по данной НДТ, с учетом запорно-регулирующей арматуры установленной на: добывающих скважинах; измерительных установках; дренажных емкостях; установках дозирования реагентов; выкидных линиях скважин; станциях управления установками электроприводного лопастного насоса, трансформаторах для погружных насосов; блоках системы телемеханики; трансформаторных подстанциях; промышленных трубопроводах всех назначений надземного, наземного и подземного исполнений, с учетом транспортирования нефтегазоводяной смеси до объекта подготовки продукции, к годовым показателям получаемой продукции (в тоннах).

НДТ 17. Поддержание пластового давления (закачка воды в пласт) НДТ включает метод разработки нефтяных месторождений, позволяющий обеспечивать высокие текущие дебиты нефтяных скважин поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт, с целью вытеснения нефти к забою добывающих скважин и достижения повышенного отбора извлекаемых запасов нефти.

Технологические показатели определяются на основании отношения годовых данных массы выбросов загрязняющих маркерных веществ (в килограммах) от основного оборудования системы ПДД методом закачки воды в пласт, с учетом установленной запорно-регулирующей арматуры, в зависимости от конкретных условий предприятия (за исключением оборудования, используемого в НДТ 7 «Подготовка нефти, газа и воды» данного Справочника), к годовым показателям закачанной в пласт воды (в тоннах).

ИТС НДТ 29-2017 Добыча природного газа

НДТ 7. Технология эксплуатации скважин без выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

НДТ являются технологии, обеспечивающие эксплуатацию скважин без выпуска добываемого флюида и продуктов его сгорания в атмосферу в том числе:

- проведение газодинамических и геофизических исследований без выпуска природного газа в атмосферу с использованием средств телеметрии (при технологической возможности обеспечения необходимого диапазона расходов газа в газосборную сеть), за исключением обязательных выбросов газа из лубрикаторов;

- использование закрытой системы продувки скважин (при технологической возможности обеспечения необходимого диапазона расходов газа в газосборную сеть) за исключением вариантов, когда на момент необходимой продувки скважины она по технологическим условиям не может быть включена в систему сбора и транспортировки. Поступивший в коллектор после продувки скважины газ расходуется на обеспечение технологических потребностей в границах промысла (не является доступным с экономической точки зрения для месторождений, находящихся на завершающем этапе эксплуатации, с аномально низким пластовым давлением и извлекаемыми остаточными запасами менее 1 млрд м³);

- ремонт скважин с применением колтюбинговой техники (при технологической необходимости применения именно колтюбинга в зависимости от целей ремонта). Технология также применима для капитального ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением и обеспечивает герметизацию устья скважины в широком диапазоне давлений и скоростей перемещения гибких труб за счет ее гладкой наружной поверхности герметизирующего устройства.

Технология имеет более двух примеров успешного внедрения.

3.4 Перспектива развития производства

Согласно предоставленным исходным данным, на срок действия разработанных нормативов НДВ увеличение объемов производства не планируется, реконструкция не предусматривается. В случае дополнительного увеличения объемов производства необходимо провести корректировку проекта НДВ.

Настоящий проект разработан на период с 01.01.2026 г. по 31.12.2026 г.

3.5. Характеристика пылегазоочистного оборудования

Пылегазоочистное оборудование для улавливания загрязняющих веществ из отходящих газов на месторождении Северные Бузачи отсутствует.

3.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Данный раздел должен содержать краткое описание возможных аварийных ситуаций при проведении данного вида работ и возможные уровни загрязнения атмосферы с учетом залповых выбросов, характерных для данного производства.

К опасным объектам на месторождении Северные Бузачи относятся объекты и сооружения, в производственном процессе которых обращаются взрывопожароопасные вещества (попутный газ, пары углеводородов).

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Основными сценариями аварий являются отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, создание избыточного давления в резервуарах, повышение температуры в резервуарах, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти и конденсата на скважинах при буровых работах и проведении КРС, пожар, взрыв, ошибки операторов.

К залповым выбросам на предприятии относятся продувочные свечи и свечи травливания газа с оборудования при проведении ремонтных работ.

Анализ аварий (экологической опасности) включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации и ликвидации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств; промышленных сооружений и оборудования;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления (землетрясения, оползни и др.).

К потенциально возможным аварийным ситуациям на промысле можно отнести следующие:

- разлив нефти или дизельного топлива при их транспортировке в автоцистернах;
- неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- выброс попутного газа при неполадках на факеле.

Технологией производства обеспечивается рациональное использование природных ресурсов и исключается возможность необратимых техногенных изменений природной среды, в том числе и в случае возможных аварийных выбросов вредных веществ.

Незапланированные выбросы возможны только в случае возникновения внештатной ситуации, при которой возникает необходимость остановки или ремонта оборудования и трубопроводов.

К авариям, которые могут вызвать чрезвычайные ситуации, на территории месторождения относятся:

- нарушение технологического режима, правил техники безопасности, ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта.
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, загрязнение

окружающей среды;

- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, при появлении источника инициирования - воспламенение истекшего продукта, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей, загрязнение атмосферы продуктами горения;
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов с образованием облака газо-воздушной смеси, при появлении источника инициирования - взрыв, воздействие взрывной ударной волны на окружающие объекты и людей.

При возникновении аварийных ситуаций реальную опасность для окружающей среды, объектов и людей, попавших в зону возможных воздействий, представляют случаи загорания истекшего продукта, взрыв облака топливно-воздушной смеси, тепловое воздействие.

На предприятии ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от последствий при них при эксплуатации объекта выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) используется современное нефтяное оборудование, строительная техника, проводится ежедневный контроль за оборудованием, газопроводами и нефтепроводами. На предприятии предусмотрена герметизированная система сбора и подготовки нефти и газа с технологическим режимом по нормам проектирования, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны правила эксплуатации контроля и правила техники безопасности на предприятии.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- компоновка основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации;
- расположение арматуры на трубопроводах в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;
- оснащение оборудования и трубопроводной арматуры стационарными площадками обслуживания, лестницами, мостиками, колодцами и пр. в необходимом количестве, а зданий и помещений - выходами и проемами;
- применение высоконадежных средств сигнализации, блокировок, защит;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- оснащение трубопроводов необходимым количеством воздушников и дренажей для заполнения и опорожнения;
- обеспечение надежного электроснабжения оборудования;
- обеспечение дистанционного управления технологическими объектами из операторной;
- взрывозащищенное исполнение электроприводов и электродвигателей отсечной арматуры и насосов;
- заземление и молниезащита резервуаров, трубопроводов.
- организационно-технические решения, направленные на предотвращение, локализацию, ликвидацию возможных аварий и обеспечение безопасности работников предприятия и местного населения при возможных аварийных ситуациях;
- создание аварийно-спасательной службы предприятия с соответствующим материально-техническим обеспечением;
- материально-техническое обеспечение спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ;
- определен порядок эвакуации из аварийной зоны и места сбора работников предприятия и местного населения;

предусмотрены:

- охраняемый периметр территории предприятия, оборудованный контрольно-пропускным пунктом и системой электронного контроля, что гарантирует как от злоумышленного, так и непреднамеренного вмешательства посторонних лиц в работу установок объекта;
- автономная (на случай ЧС) система аварийной связи и оповещения, - для оперативного информирования работников и населения о возможной опасности;
- автоматизированная система контроля воздушной среды предприятия на наличие в ней вредных выбросов (сероводород, углеводороды);
- обеспечение всех работников средствами защиты органов дыхания от вредных выбросов (противогазы).

Вопросы, связанные с возможностью возгорания объектов, проработаны и предусмотрены необходимые средства ликвидации пожаров. Порядок предотвращения возникновения аварий, связанных с возможностью взрывов и возгорания на технологических объектах, объектах инфраструктуры и вспомогательных сооружениях, решен в каждом конкретном случае.

Вероятность возникновения крупномасштабной аварии исключается мероприятиями по локализации (ликвидации) аварий, проводимыми эксплуатирующей организацией, а также техническими решениями, способствующими реализации мероприятий повышения безопасных условий труда и предотвращению аварийных ситуаций.

По данным компании за 2023-2024 гг. аварий на объектах ФК «BUZACHI OPERAT-ING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) не было.

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

ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех планируемых работ на месторождении, и планирует взаимодействие с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения.

Специалисты Компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы безопасности на нефтепромысле. По результатам этого анализа и имеющихся внутренних требований Компании готовятся руководства, положения и инструкции по безопасному проведению работ, обеспечивающие снижение факторов риска по отношению к безопасности труда и охраны здоровья рабочих, охраны окружающей среды (ТБ, ОТ и ООС).

Разработанные документы по ТБ, ОТ и ООС обязательны к исполнению для всего персонала промысла. Они охватывают весь спектр работ по бурению, обустройству, эксплуатации и ликвидации нефтяного месторождения и сопутствующих объектов. Процедуры ликвидации аварий отражаются так же в Технологическом регламенте технологического оборудования.

Таблица 13

Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час	Годовая величина залповых выбросов
		По регламенту	Залповый выброс			
Газопровод	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
Газопровод	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
ЗУ-6	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
ЗУ-11	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
ЗУ-12	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
МС-8	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №1	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №4	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №14	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №10	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП № на линии	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
ЗУ-5	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №13	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
УП №7	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
Узел запорной арматуры №1	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355
Узел запорной арматуры №2	Смесь углевод. C1-C5	16	15,46355	24	0,8	15,46355

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, их качественные и количественные характеристики на 2026 год приведен в таблице 14

В таблице 15 приведены группы суммаций загрязняющих веществ на 2026 год по месторождению Северные Бузачи.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2026 год

Мангистауская область, Северные Бузачи

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0.04		3	0.2342	0.121532	3.0383
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.01	0.001		2	0.0061942	0.0059495	5.9495
0146	Медь (II) оксид (в пересчете на медь) (Медь оксид, Меди оксид) (329)			0.002		2	0.00005769	0.000054	0.027
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				0.01		0.0000917	0.00251	0.251
0164	Никель оксид (в пересчете на никель) (420)			0.001		2	0.00007692	0.000072	0.072
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	30.392897222	325.02877196	8125.7193
0302	Азотная кислота (5)		0.4	0.15		2	0.0035	0.0959	0.63933333
0303	Аммиак (32)		0.2	0.04		4	0.0959	0.00943	0.23575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.814697866	52.815137225	880.252287
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.2	0.1		2	0.000924	0.0253	0.253
0322	Серная кислота (517)		0.3	0.1		2	0.000187	0.00512	0.0512
0326	Озон (435)		0.16	0.03		1	0.00008175	0.0000765	0.00255
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.411528011	9.322963538	186.459271
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	8.314322259	152.031618642	3040.63237
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000004	0.000018	0.00225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	25.520763006	277.33266405	92.4442214
0338	диФосфор пентаоксид (Фосфор(V) оксид, Фосфорный ангидрид) (612)		0.15	0.05		2	0.0782	1.1526	23.052
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0007906	0.004161	0.8322
0344	Фториды неорганические плохо		0.2	0.03		2	0.001807	0.004409	0.14696667

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2026 год

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)								
0410	Метан (727*)				50		5.398781006	112.89132805	2.25782656
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		305.210523651	1612.69511097	32.2539022
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		14.2762505549	462.472449409	15.4157483
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.08362194652	2.8054942065	28.0549421
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.09980842787	1.6189187379	8.09459369
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.205679429	2.3741662033	3.95694367
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000345097	0.000253794	253.794
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)		4	0.7		2	0.00345	0.0945	0.135
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0.2		4	0.0278	0.876	4.38
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0.1			3	0.046695	0.195	1.95
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0.5		3	0.12788	4.025	8.05
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0.04283	0.45	0.09
1097	1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)				0.05		0.18371	5.77506	115.5012
1119	2-Этоксизэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0.7		0.024904	0.104	0.14857143
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0.1			4	0.03113	0.13	1.3
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.331622266	2.036152	203.6152
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0.35			4	0.026251	0.2131	0.60885714
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)		0.2	0.06		3	0.001344	0.0368	0.61333333
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1.5		4	0.0254	0.086525	0.05768333
2732	Керосин (654*)				1.2		0.1562285	4.929452965	4.10787747
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.000042	0.000457	0.00914

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2026 год

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2750	Сольвент нафта (1149*)				0.2		0.275	8.668	43.34
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0.0585	0.2925	0.2925
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	7.992876	49.230955	49.230955
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.33345	4.75106768	31.6737845
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.001807	0.004409	0.04409
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0032	0.00064512	0.016128
	В С Е Г О :						405.845042515	3094.71563255	13169.0528

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 15

Таблица групп суммаций на существующее положение

Мангистауская область, Северные Бузачи

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
		Площадка:01,Площадка 1
03(05)	0303	Аммиак (32)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
07(31)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
33(24)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0326	Озон (435)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
41(35)	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
42(28)	0322	Серная кислота (517)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
46(40)	0302	Азотная кислота (5)
	0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)
	0322	Серная кислота (517)
59(71)	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
	0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)
Пыли	2902	Взвешенные частицы (116)
	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
	2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
Примечание: В колонке 1 указан порядковый номер группы суммации по Приложению 1 к СП, утвержденным Постановлением Правительства РК от 25.01.2012 №168. После него в круглых скобках указывается служебный код групп суммаций, использовавшийся в предыдущих сборках ПК ЭРА.		

3.7. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Параметры выбросов загрязняющих веществ для расчета нормативов допустимых выбросов на 2026 год по промплощадке приведены в таблице 3.3, Приложения 6.

3.8 Обоснование полноты исходных данных принятых для расчета

На основании проведенных расчетов, а также по уточненным исходным данным об используемых материалах, реагентах, составах технологических сред, паспортных данных оборудования, объемах работ по эксплуатации определены количественные и качественные характеристики выбросов загрязняющих веществ в атмосферу расчетным путем по утвержденным нормативным документам.

В настоящей работе предусмотрены и рассчитаны предельно-допустимые выбросы от эксплуатации предприятия.

Определение величин выбросов загрязняющих веществ от оборудования проведено расчетными методами в соответствии со следующими методическими документами:

- РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005 г.;
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996 г.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчеты по п. 6-8;
- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории п.6. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от химических лабораторий Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 4.7. Ремонт РТИ) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (раздел 4) Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988.

4. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВРЕДНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ.

4.1 Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы вредными веществами

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен по комплексной программе ЭРА, версия 4.0. фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск, входящей в перечень основных программ, утвержденных МООС РК, которая предназначена для расчета полей концентраций и рассеивания вредных примесей в приземном слое атмосферы, содержащихся в выбросах, с целью установления нормативно-допустимых выбросов (НДВ).

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Климат района резко континентальный, с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Самый холодный месяц - январь, самый теплый - июль. Для климата района характерна интенсивная ветровая деятельность. Характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Рельеф местности равнинный.

Основные метеорологические характеристики района приведены в таблице 9, раздел 2 настоящего проекта.

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций См.

Селитебная зона вблизи территории предприятия отсутствует, постов наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в районе расположения месторождения нет (справка об отсутствии постов выдана РГП «Казгидромет», приложение 14).

Расстояние до ближайшей жилой село Таушик, который расположен в 173 км от месторождения Северные Бузачи, ближайшая жилая зона от месторождения Северные Бузачи - вахтовый поселок ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд) и вахтовый поселок подрядчиков расположены на расстоянии примерно 7 км. Расстояние от месторождения до с. Таушик – 173 км (рисунок 2), Жынгылды – 191 км, Шетпе – 202 км.

Расчет приземных концентраций выполнен в расчетном прямоугольнике 100750x77500 м с шагом расчетной сетки 7750 м в заводской системе координат.

Рельеф местности по данным инженерных изысканий ровный, отдельные изолированные препятствия отсутствуют, поэтому безразмерный коэффициент h , учитывающий влияние рельефа местности, принимается равным единице.

Коэффициент A , зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия горизонтального и вертикального рассеивания атмосферных примесей на территории Казахстана равен 200.

В сводной таблице результатов расчетов приведены значения максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ на 2026 год на границе СЗЗ.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	РП	СЗЗ	Колич ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	ПДКсс мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.005561	0.004269	6	0.4000000*	0.0400000	3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.004911	0.003769	6	0.0100000	0.0010000	2
0146	Медь (II) оксид (в пересчете на медь) (Медь оксид, Меди оксид) (329)	0.000028	0.000022	3	0.0200000*	0.0020000	2
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	См<0.05	См<0.05	1	0.0100000	0.0010000*	-
0164	Никель оксид (в пересчете на никель) (420)	0.000075	0.000058	3	0.0100000*	0.0010000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.357182	0.235788	195	0.2000000	0.0400000	2
0302	Азотная кислота (5)	См<0.05	См<0.05	1	0.4000000	0.1500000	2
0303	Аммиак (32)	0.005665	0.003272	1	0.2000000	0.0400000	4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.029019	0.019088	194	0.4000000	0.0600000	3
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	См<0.05	См<0.05	1	0.2000000	0.1000000	2
0322	Серная кислота (517)	См<0.05	См<0.05	1	0.3000000	0.1000000	2
0326	Озон (435)	См<0.05	См<0.05	3	0.1600000	0.0300000	1
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015783	0.010850	85	0.1500000	0.0500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.055661	0.030903	187	0.5000000	0.0500000	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.014737	0.008161	194	5.0000000	3.0000000	4
0338	дифосфор пентаоксид (Фосфор(V) оксид, Фосфорный ангидрид) (612)	0.010358	0.004424	1	0.1500000	0.0500000	2
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000620	0.000512	6	0.0200000	0.0050000	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000088	0.000068	4	0.2000000	0.0300000	2
0410	Метан (727*)	0.000820	0.000432	107	50.0000000	5.0000000*	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.066104	0.056105	757	50.0000000	5.0000000*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.005662	0.002592	731	30.0000000	3.0000000*	-
0602	Бензол (64)	0.001281	0.000686	344	0.3000000	0.1000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.005664	0.004315	345	0.2000000	0.0200000*	3
0621	Метилбензол (349)	0.005006	0.003817	344	0.6000000	0.0600000*	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.006354	0.004340	79	0.0000100*	0.0000010	1
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	См<0.05	См<0.05	1	4.0000000	0.7000000	2
1023	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0.000477	0.000254	1	2.0000000*	0.2000000	4
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.008983	0.006854	1	0.1000000	0.0100000*	3
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.004388	0.002334	23	1.0000000	0.5000000	3
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0.000120	0.000091	2	5.0000000	0.5000000*	4
1097	1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)	0.021100	0.010345	110	0.0500000	0.0050000*	-
1119	2-Этоксизэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)	0.000684	0.000522	1	0.7000000	0.0700000*	-
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.005989	0.004569	1	0.1000000	0.0100000*	4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.021116	0.014203	79	0.0500000	0.0100000	2
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.001198	0.000914	2	0.3500000	0.0350000*	4
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	См<0.05	См<0.05	1	0.2000000	0.0600000	3
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	См<0.05	См<0.05	5	5.0000000	1.5000000	4
2732	Керосин (654*)	0.001628	0.001123	112	1.2000000	0.1200000*	-
2750	Сольвент нефти (1149*)	0.017585	0.011891	110	0.2000000	0.0200000*	-
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.001125	0.000859	1	1.0000000	0.1000000*	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 /в пересчете на C/; Растворитель РПК-265П) (10)	0.025411	0.017154	83	1.0000000	0.1000000*	4
2902	Взвешенные частицы (116)	0.002645	0.002035	11	0.5000000	0.1500000	3

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000059	0.000045	4	0.3000000	0.1000000	3
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.000848	0.000353	2	0.0400000	0.0040000*	-
03	0303 + 1325	0.021313	0.014203	80			
07	0301 + 0330	0.412843	0.250735	195			
33	0301 + 0326 + 1325	0.373215	0.249991	195			
41	0330 + 0342	0.056000	0.030985	193			
42	0322 + 0330	0.055661	0.030903	188			
46	0302 + 0316 + 0322	Cm<0.05	Cm<0.05	1			
59	0342 + 0344	0.000692	0.000569	10			
ПЛ	2902 + 2908 + 2930	0.002645	0.002035	15			

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{мр}(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК_{сс}.
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК_{сс}" означает, что соответствующее значение взято как ПДК_{мр}/10.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне) приведены в долях ПДК_{мр}.

Карты рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы сформированы в ПК ЭРА 4.0 с нанесением на них значений концентраций в долях ПДК (приложение 11). Концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Таблица «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на 2026 год» представлена в табл.16.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2026 год.

Мангистауская область, Северные Бузачи

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзве- шенная высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость проведе- ния расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0.04		0.2342	2	0.5855	Да
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.01	0.001		0.0061942	2	0.6194	Да
0146	Медь (II) оксид (в пересчете на медь) (Медь оксид, Меди оксид) (329)		0.002		0.00005769	2	0.0029	Нет
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01	0.0000917	2	0.0092	Нет
0164	Никель оксид (в пересчете на никель) (420)		0.001		0.00007692	2	0.0077	Нет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		4.814697866	2.94	12.0367	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		1.411528011	3.21	9.4102	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		25.520763006	3.23	5.1042	Да
0338	диФосфор пентаоксид (Фосфор(V) оксид, Фосфорный ангидрид) (612)	0.15	0.05		0.0782	2	0.5213	Да
0410	Метан (727*)			50	5.398781006	2.79	0.108	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	305.210523651	2.81	6.1042	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	14.2762505549	5.21	0.4759	Да
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.08362194652	9.16	0.2787	Да
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.09980842787	4.91	0.499	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.205679429	3.81	0.3428	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.0000345097	2.79	3.451	Да
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	4	0.7		0.00345	2	0.0009	Нет
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)		0.2		0.0278	2	0.0139	Нет
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.046695	2	0.467	Да
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		0.12788	2	0.1279	Да
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.04283	2	0.0086	Нет

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2026 год.

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1097	1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)			0.05	0.18371	2	3.6742	Да
1119	2-Этоксизэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.024904	2	0.0356	Нет
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.03113	2	0.3113	Да
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.026251	2	0.075	Нет
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0.2	0.06		0.001344	2	0.0067	Нет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.0254	4.62	0.0051	Нет
2732	Керосин (654*)			1.2	0.1562285	2	0.1302	Да
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.000042	2	0.0008	Нет
2750	Сольвент нефтяной (1149*)			0.2	0.275	2	1.375	Да
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	0.0585	2	0.0585	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			7.992876	2.85	7.9929	Да
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.33345	3.02	0.6669	Да
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.001807	2	0.006	Нет
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0032	2	0.080	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		30.392897222	2.92	151.9645	Да
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.0035	2	0.0087	Нет
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.0959	2	0.4795	Да
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.000924	2	0.0046	Нет
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000187	2	0.0006	Нет
0326	Озон (435)	0.16	0.03		0.00008175	2	0.0005	Нет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		8.314322259	3.21	16.6286	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.000004	2	0.0005	Нет
0342	Фтористые газообразные соединения /в	0.02	0.005		0.0007906	2	0.0395	Нет

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2026 год.

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0344	пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые – (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.001807	2	0.009	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.331622266	2.85	6.6324	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(N_i \cdot M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где N_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

4.2 Обоснование принятия размеров санитарно-защитной зоны

Проект нормативов НДВ разработан с учетом Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, согласно которым нормативный размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) составляет 1000 м, предприятие относится к 1 классу опасности.

Согласно ст. Экологического Кодекса РК к I категории опасности относятся виды деятельности, относящиеся к 1 и 2 классам опасности согласно санитарной классификации производственных объектов. ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (Бузачи Оперейтинг Лтд), как предприятие, основной производственной деятельностью которого является разведка и добыча нефти и газа имеет I категорию и соответствующим размером санитарно-защитной зоны — 1000 м.

Как показали расчеты рассеивания, приземные концентрации по всем загрязняющим веществам на границе санитарно-защитной зоны составляют менее 1 ПДК

4.3 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов ПДВ

Рассчитанные максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ и за ее пределами не превышают установленных санитарно-гигиенических нормативов для населенных мест, то есть менее 1 ПДК.

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения приведены в таблице 3.5.

На предприятии предусмотрены мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ от неплотностей ЗРА, ФС.

В период эксплуатации объектов предприятия основными мероприятиями, направленными на снижение выбросов вредных веществ, а также на предупреждение и предотвращение выделений вредных и взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- ✓ регулирование топливной аппаратуры газовых турбин (техосмотр и ремонт), дизельного генератора;
- ✓ планово-предупредительный ремонт печей подогрева нефти;
- ✓ контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- ✓ обеспечение прочности и герметичности трубопроводов. Все соединения трубопроводов выполнены на сварке, исключение составляют участки установки фланцевой запорно-регулирующей арматуры;
- ✓ строгое соблюдение всех технологических параметров;
- ✓ осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- ✓ осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- ✓ обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- ✓ наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля воздуха;
- ✓ проведение практических занятий, учебных тревог и других мероприятий с целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий.
- ✓ подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- ✓ трапы, сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением";

- ✓ при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- ✓ высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- ✓ контроль выбросов дымовых газов на печах подогрева нефти и газотурбинных электростанций.

4.4. Предложения по нормативам НДВ

Проект нормативов эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу для ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД) разрабатывается на 2026 год.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (г/сек), поступающих в атмосферу определялись по действующим нормативным документам и методикам расчетным способом по программе «ЭРА-4.0».

Выбросы определены расчетным путем, так инструментальные замеры проведены только на 100 источниках выбросов ЗВ в атмосферу. По результатам замеров выбросы ЗВ в атмосферу значительно ниже чем расчетные цифры, поэтому нормативные выбросы в г/сек и далее валовые выбросы для проекта НДВ рассчитаны по существующим методикам расчетным путем.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу произведен для оборудования, работающего при максимальной нагрузке действующего оборудования за последние 3 года.

Перечень загрязняющих веществ в атмосферу в целом по предприятию и нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2026 год приведены в табл.14 и 3.6.

Таблица «Нормативы выбросов загрязняющих веществ» представлены в таблице 3.6, приложения 7

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на грани це СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Существующее положение (2026 год.) Загрязняющие вещества :									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2357881/0.0471576		59697/ 8067	0240		14.2	производство: Парк ДЭС
						0241		14.2	производство: Парк ДЭС
						0242		14.2	производство: Парк ДЭС
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0190881/0.0076352		59697/ 8067	0240		14.2	производство: Парк ДЭС
						0241		14.2	производство: Парк ДЭС
						0242		14.2	производство: Парк ДЭС
0326	Озон (435)		0.018249/0.0029198		*/*	6554		33.3	производство: Слесарная мастерская
						6555		33.3	производство: Слесарная мастерская
						6556		33.3	производство: Слесарная мастерская
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0108497/0.0016275		59697/ 8067	0240		14.5	производство: Парк ДЭС
						0241		14.5	производство: Парк ДЭС
						0242		14.5	производство: Парк ДЭС
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0309026/0.0154513		-2305/ 1000	0631		5.7	производство: ТОО "Буровая компания " Великая стена"

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0561051/2.8052555		59697/8067	0634 0635 0391 0392 0393		5.3 5.3 6.2 6.2 6.2	производство: ТОО "OS Technology Services" производство: ТОО "OS Technology Services" производство: Продувочные свечи газопровода производство: Продувочные свечи газопровода производство: Продувочные свечи газопровода
1097	1-(n-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)		0.0103452/0.0005173		67498/1311	8568 8575 6091		2.1 2.1 2.1	производство: Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) производство: Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) производство: Замерная установка ЗУ-2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0142033/0.0007102		59697/8067	0240 0241 0242		14.8 14.8 14.8	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		0.041554/0.20777		*/*	6563 0660		43.5 24.7	производство: Атотранспортный парк производство:

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2750	Сольвент нафта (1149*)		0.0118909/0.0023782		59697/ 8067	0661 8599		20.3 1.5	ТОО "ГеоМунайРесурс" производство: ТОО "ГеоМунайРесурс" производство: Установка предварительного сбора воды-2 (УПСВ-2)
						8602		1.5	производство: Установка предварительного сбора воды-2 (УПСВ-2)
						8598		1.5	производство: Установка предварительного сбора воды-2 (УПСВ-2)
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)		0.0171544/0.0171544		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.7 14.7 14.7	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
03(05) 0303 1325	Аммиак (32) Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0142033		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.8 14.8 14.8	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
07(31) 0301 0330	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.2507353		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.2 14.2 14.2	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
33(24) 0301	Азота (IV) диоксид (		0.2499914		59697/	0240		14.2	производство:

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0326 1325	Азота диоксид) (4) Озон (435) Формальдегид (Метаналь) (609)				8067	0241		14.2	Парк ДЭС производство:
41(35) 0330	Сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0309846		-2305/ 1000	0242 0631		14.2 5.7	Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство:
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)					0634		5.3	Парк ДЭС производство: ТОО "Буровая компания "
42(28) 0322 0330	Серная кислота (517) Сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0309027		-2305/ 1000	0631 0634		5.7 5.3	Великая стена" производство: ТОО "OS Technology Services"
46(40) 0302 0316	Азотная кислота (5) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.015041		*/*	0635 0184		5.3 100	производство: ТОО "OS Technology Services"
0322	Серная кислота (517)								Лаборатория
2. Перспектива (НДВ)									
Загрязняющие вещества :									
0301	Азота (IV) диоксид (		0.2357881/0.0471576		59697/ 8067	0240 0241		14.2 14.2	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
	Азота диоксид) (4)								

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0190881/0.0076352		59697/ 8067	0242 0240 0241 0242		14.2 14.2 14.2 14.2	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
0326	Озон (435)		0.018249/0.0029198		*/*	6554 6555 6556		33.3 33.3 33.3	производство: Слесарная мастерская производство: Слесарная мастерская производство: Слесарная мастерская
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.0108497/0.0016275		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.5 14.5 14.5	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0309026/0.0154513		-2305/ 1000	0631 0634 0635		5.7 5.3 5.3	производство: ТОО "Буровая компания " Великая стена" производство: ТОО "OS Technology Services" производство: ТОО "OS Technology Services"
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0561051/2.8052555		59697/ 8067	0391 0392		6.2 6.2	производство: Продувочные свечи газопровода производство: Продувочные

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1097	1-(n-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)		0.0103452/0.0005173		67498/ 1311	0393 8568		6.2 2.1	свечи газопровода производство: Продувочные свечи газопровода производство: Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) 2.1 производство: Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) 2.1 производство: Замерная установка ЗУ-2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0142033/0.0007102		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.8 14.8 14.8	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		0.041554/0.20777		*/*	6563 0660		43.5 24.7	производство: Атотранспортный парк производство: ТОО "
2750	Сольвент нафта (1149*)		0.0118909/0.0023782		59697/ 8067	8599 8602		1.5 1.5	ГеоМунайРесурс" производство: ТОО " ГеоМунайРесурс" производство: Установка предварительного сбора воды-2 (УПСВ-2) производство: Установка предварительного

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.0171544/0.0171544		59697/ 8067	0240 0241 0242		1.5 14.7 14.7 14.7	о сбора воды-2 (УПСВ-2) производство: Установка предварительного сбора воды-2 (УПСВ-2) производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
03(05) 0303 1325	Аммиак (32) Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0142033		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.8 14.8 14.8	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
07(31) 0301 0330	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.2507353		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.2 14.2 14.2	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
33(24) 0301 0326 1325	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Озон (435) Формальдегид (Метаналь) (609)		0.2499914		59697/ 8067	0240 0241 0242		14.2 14.2 14.2	производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС производство: Парк ДЭС
41(35) 0330 0342	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.0309846		-2305/ 1000	0631 0634 0635		5.7 5.3 5.3	производство: ТОО "Буровая компания " Великая стена" производство: ТОО "OS Technology Services" производство:

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауская область, Северные Бузачи

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42(28) 0322 0330	Серная кислота (517) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0309027		-2305/ 1000	0631		5.7	ТОО "OS Technology Services" производство: ТОО "Буровая компания " Великая стена"
						0634		5.3	производство: ТОО "OS Technology Services"
						0635		5.3	производство: ТОО "OS Technology Services"
46(40) 0302 0316 0322	Азотная кислота (5) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163) Серная кислота (517)		0.015041		*/*	0184		100	производство: Лаборатория
Примечание: X/Y=*/* - расчеты не проводились. Расчетная концентрация принята на уровне максимально возможной (теоретически)									

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОУСЛОВИЯХ (НМУ)

Разработка мероприятий по регулированию выбросов в атмосферу осуществляется непосредственно на предприятиях, в организациях и учреждениях, являющихся источниками загрязнения атмосферы, в проектных и отраслевых институтах промышленных министерств с учетом специфики конкретных производств. Разработки проводятся как для действующих, так и для проектируемых предприятий. При разработке мероприятий учитываются особенности рассеивания примесей в атмосфере и в связи с этим вклад различных источников в создание концентраций примесей в приземном слое воздуха. В периоды НМУ следует добиваться необходимого для каждого из трех режимов работы предприятия снижения концентраций при наименьших усилиях. Учитывается также приоритетность загрязняющих веществ. При этом учитываются: уровень фактического загрязнения воздуха в городе, технологические возможности производства, пылегазоулавливающего оборудования, особенности метеорологического режима и т.д.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, расположенные в населенных пунктах, где органами Казгидромета проводится или планируется проведение прогнозирования НМУ.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ.

Степень предупреждения и соответствующий ей режим работы предприятий в каждом конкретном городе устанавливают местные органы Казгидромета:

- предупреждение первой степени составляются в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;
- второй степени – если предсказывается два таких комплекса одновременно (например, при опасной скорости ветра ожидается и приподнятая инверсия), и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;
- предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких вредных веществ выше 5 ПДК.

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму – 10-20 %;
- по второму режиму – 20-40 %;
- по третьему режиму – 40-60 %.

При первом режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы 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.

Эти мероприятия носят организационный характер и включают в себя:

- усиление контроля за технологическим регламентом производственного процесса;
- ограничение работ, связанных со значительными выделениями загрязняющих веществ.

При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 20-40%. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- ограничить движение транспорта по территории;
- снизить производительность отдельных агрегатов 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.

При третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 40-60%, а в некоторых особо опасных условиях предприятиям следует полностью прекратить выбросы.

Мероприятия третьего режима включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, осуществление которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет временного сокращения производительности предприятия.

Мероприятия общего характера:

- снизить нагрузку или остановить производство, сопровождающиеся значительным выделением загрязняющих веществ.

В перспективных планах мероприятий по достижению критерия качества атмосферного воздуха должны быть указаны сроки выполнения и источник финансирования. Планы должны быть согласованы с вышестоящей организацией и контролирующими организациями в установленном порядке.

Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

План мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в периоды НМУ, приведен в табл. 3.8, приложения 8.

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ, приведены в табл. 3.9, приложения 9.

6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Согласно «Руководства по контролю источников загрязнения», ч. 2, стр. 36 обязательному контролю подлежат источники, выделяющие основные загрязняющие вещества, по которым наблюдается основное фоновое загрязнение атмосферы: диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы, пыли.

После установления нормативов ДВ для источников вредных выбросов необходимо организовать систему контроля над соблюдением НДВ.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 21.3.01.06-97 (ОНД-90).

В основу системы контроля должно быть положено определение величины приземных концентраций в приземном слое и сопоставление их с нормативами ДВ.

Если по результатам анализа концентрации вредных веществ на контролируемых источниках равны или меньше это отвечает нормативу.

Превышение фактической концентрации вредного вещества над эталонной в каком-либо контролируемом источнике свидетельствует о нарушении нормативного режима выбросов. В этом случае должны быть выявлены и устранены причины, вызывающие нарушения.

Все контролируемые источники делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых:

$$C_m / \text{ПДК м.р.} > 0,5 \text{ и } M / (\text{ПДК})$$

где,

- C_m – максимальная приземная концентрация, мг/м³, определена согласно п. 2.1 ОНД-86;
- M – максимально-разовый выброс загрязняющих веществ, г/с;
- H – высота источника выброса, м. (при $H < 10$ принимают $H = 10$);
- ПДК м.р. – максимальная разовая предельно-допустимая концентрация, мг/м³.

Все источники, не относящиеся к 1-ой категории, относятся ко 2 –ой категории.

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, должны контролироваться 1 раз в квартал. Все остальные источники относятся ко второй категории и подлежат контролю 1 раз в год.

Определение и контроль количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ проводится с применением инструментальных или расчетных (расчетно-аналитических) методов.

Инструментальные методы являются преобладающими для источников с организованным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Инструментальные измерения массовой концентрации и определения значений массовых выбросов загрязняющих веществ в отходящих газах выполняются аккредитованными лабораториями на сертифицированном оборудовании и/или посредством автоматизированной системы мониторинга при наличии. К основным источникам с организованным выбросом относятся: дымовые и вентиляционные трубы, дефлекторы.

Контроль величин расчетным (расчетно-аналитическим) методом осуществляется специалистами ООС предприятия.

Ответственность за организацию своевременную отчетность возлагается на руководителя предприятия.

Контроль на источниках выбросов необходимо осуществлять в соответствии с планом графиком, представленным в табл. 3.10, в приложении 10.

Примечание к табл.3.10

0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.

0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.;
2. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемио-логические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».
3. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду».
4. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденные Приказом Министра здравоохранения РК от 02 августа 2022 года № ҚР-70. СНиП РК 2.04.-11-2017 (МСН 2.04.01-98) Строительная климатология.
5. ОНД-86 РНД 211.2.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», Астана, 2005 г.
6. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории
7. Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 июля 2014 года № 9585.
8. «Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами», Алматы, 1996 г.
9. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа (Приложение №1 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100 –п).
10. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004 г.
11. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00, 2001 г.
12. РД 34.02.305-90. Методика определения валовых выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций.
13. «Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от объектов 4 категории». Приложение № 9 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п.
14. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии (Приложение №2 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п).
15. РД 153-39.0-111-2001. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий.
16. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей (утв. приказом МООС РК от 30 января 2007 года № 23-п).
17. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, утвержденные Приказом Министра здравоохранения РК от 02 августа 2022 года № ҚР-70.
18. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение №12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года №221- ө).
19. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.).

ПРИЛОЖЕНИЯ
К ПРОЕКТУ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ
ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ
ФК «BUZACHI OPERATING LTD» (БУЗАЧИ ОПЕРЕЙТИНГ ЛТД)
НА 2026 ГОД

Приложение 1. Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды



The image shows a state license document with a blue border and a central white area. At the top center is the coat of arms of the Republic of Kazakhstan. Below it, the title "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ" is printed in bold. The license is issued to "ТОО 'Мунай Энерджи Групп'" (JSC "Munay Energy Group") located in Aktau, Prospekt K. Nekkina, 3. The license is for the execution of work and provision of services in the field of environmental protection, specifically for the design and construction of industrial facilities. The license is valid until 2015. It was issued by the Committee for Ecological Regulation and Control of the Ministry of Natural Resources and Environmental Protection of the Republic of Kazakhstan. The license number is 0043182, and it was issued on January 14, 2013, in Astana. A blue circular stamp of the issuing authority is visible on the right side of the document.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана **ТОО "Мунай Энерджи Групп"**
г. Актобе, проспект К. Неккина, 3.

Тип лицензии: **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**
проектирование, строительство, реконструкция объектов

Специальные условия действия лицензии: **в соответствии со статьей 4 Закона**

Орган, выдавший лицензию: **Комитет экологического регулирования и контроля МНУОС РК**

Руководитель (условноименное лицо): **Таутев А.З.**

Дата выдачи лицензии: **14 января 2013** г.

Номер лицензии: **0043182**

Город: **Астана**



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии _____ 01531P _____ № _____

Дата выдачи лицензии « 14 января 2013 » 20 ____ г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности _____

Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности;

Филиалы, представительства _____

укажите наименование, местонахождение, количество

ТОО "Мунай Энеолган Групп"
г.Актобе, проспект К. Носкина, 3.

Производственная база _____

укажите наименование

Орган, выдавший приложение к лицензии _____

укажите наименование, местонахождение

Комитет экологического регулирования и контроля МООН РК

укажите наименование

Руководитель (уполномоченное лицо) **Таттеев А.Э.**

фактическое наименование, наименование должности, наименование органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии **14 января 2013** 20 ____ г.

Номер приложения к лицензии _____ № **0075080**

Город **Астана**

Приложение 2. Решение об определении категории объекта



**Министерство экологии, геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан РГУ "Комитет экологического
регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и
природных ресурсов Республики Казахстан" Комитета
экологического регулирования и контроля Министерства
экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан**

**Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное
воздействие на окружающую среду**

«23» август 2021 г.

**Наименование объекта, оказывающего негативное воздействие на
окружающую среду: "ФК "Buzachi Operating Ltd" (Бузачи Оперейтинг Лтд)",
"06.10.0"**

**(код основного вида экономической деятельности и наименование (при
наличии) объекта, оказывающего негативное воздействие на
окружающую среду)**

Определена категория объекта: I

**(указываются полное и (при наличии) сокращенное наименование,
организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (при
наличии) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и
реквизиты документа, удостоверяющего его личность).**

**Бизнес-идентификационный номер юридического лица / индивидуальный
идентификационный номер индивидуального предпринимателя:
041241001357**

Идентификационный номер налогоплательщика:

Адрес (место нахождения, почтовый индекс) юридического лица или место жительства индивидуального предпринимателя: Мангистауская область

Адрес (место нахождения) объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду: (Мангистауская область, Тупкараганский район)

Руководитель: АБДУАЛИЕВ АЙДАР СЕЙСЕНБЕКОВИЧ (фамилия, имя, отчество (при его наличии))
«23» август 2021 года

подпись:



Приложение 3. Свидетельство об учетной регистрации юридического лица



МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ДЕПАРТАМЕНТ ЮСТИЦИИ МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
СВИДЕТЕЛЬСТВО
об учетной регистрации
филиала юридического лица
1106 – 1943 – Ф-л (ИН)
(регистр. номер)
041241001357
бизнес-идентификационный номер

город Актау « 28 » 12. 2004 г.

Наименование филиала:
Филиал компании «Buzachi Operating Ltd» (Бузачи Оперейтинг Лтд)

Наименование юридического лица:
Компания «Buzachi Operating Ltd» (Бузачи Оперейтинг Лтд)

Местонахождение (адрес) юридического лица:
Великобритания, Британские Виргинские Острова, остров Тортоса, город Роуд Таун, н/я 146,
Триденит Чамберс, офис компании Триденит Траст (B.V.I.) Лимитед

Местонахождение (адрес) филиала:
РК, Мангистауская область, 130000, город Актау, 3 микрорайон, 82 «А» дом

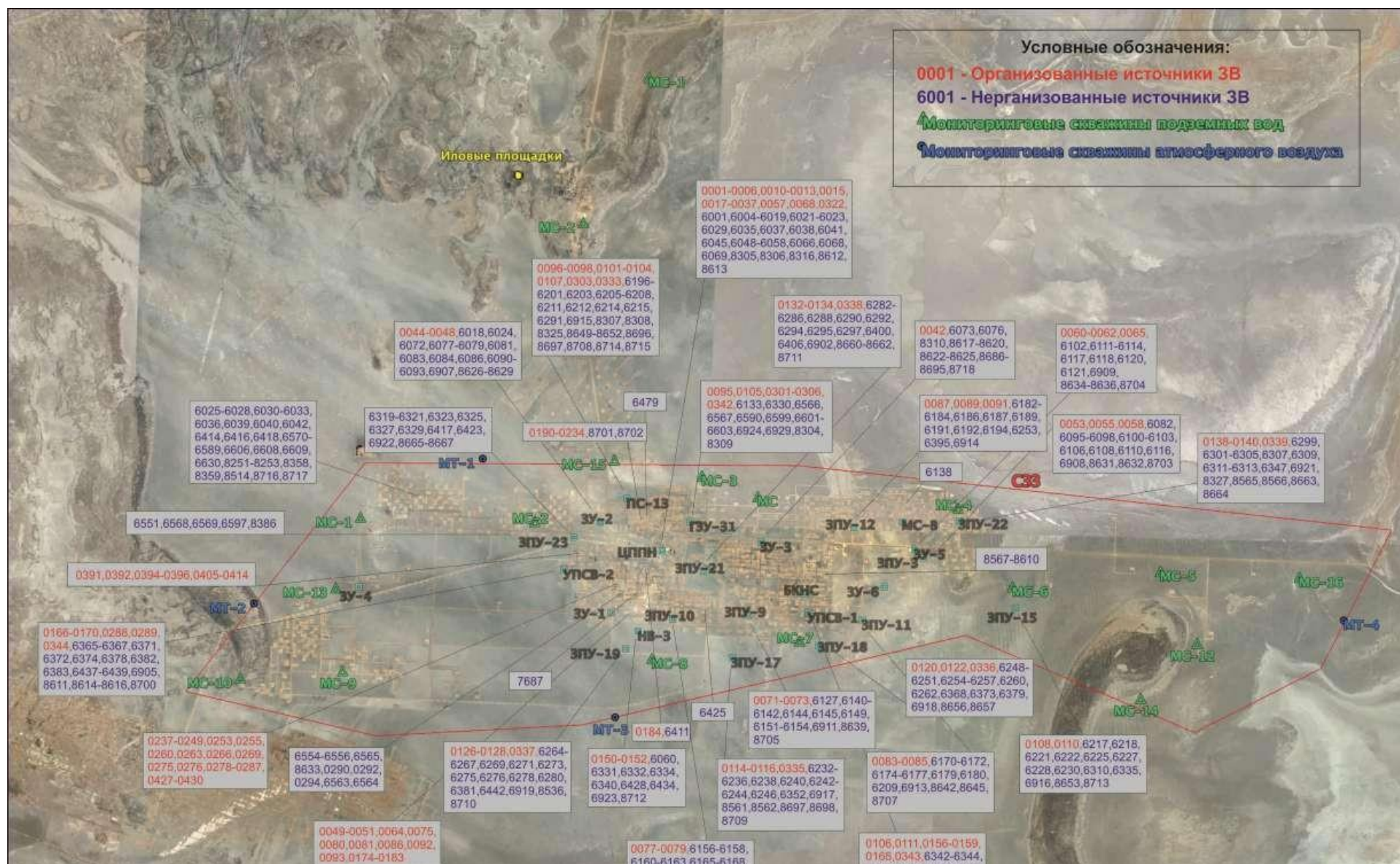
**Свидетельство дает право осуществлять деятельность
в соответствии с положением в рамках законодательства
Республики Казахстан**

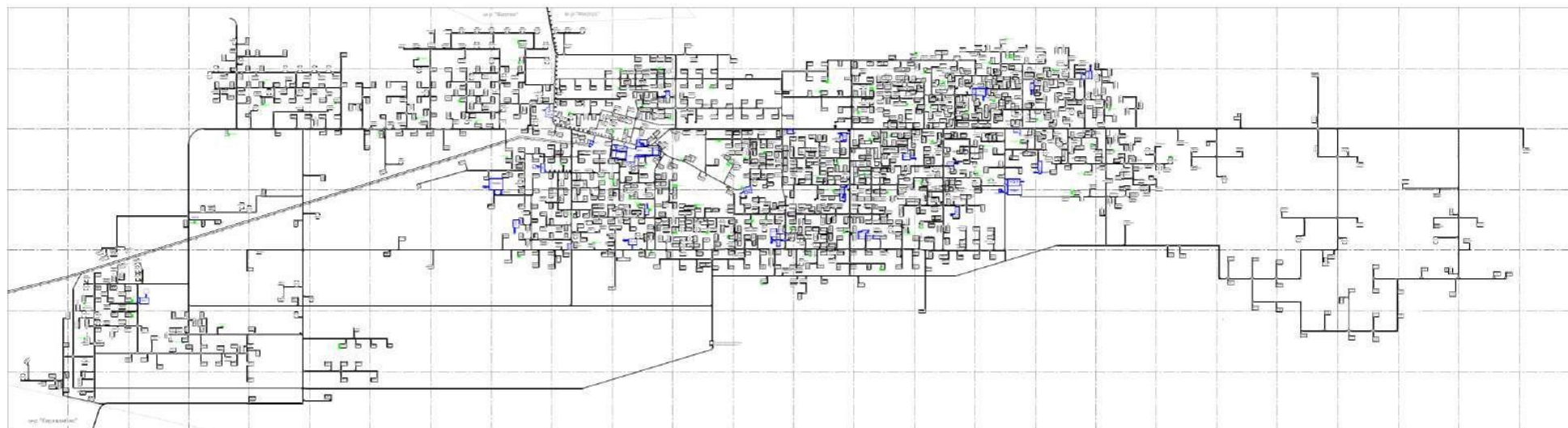
И.о. начальника
Департамента юстиции Т. Каджиков



Серия В № 0297775

Приложение 4. Карта- схема территории предприятия с указанием источников загрязнения





Приложение 14. Справка об отсутствии фоновых постов РГП «Казгидромет»

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК

ҚАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ,
ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

03.10.2025

1. Город -
2. Адрес - **Мангистауская область, Тупкараганский район, Таушыкский сельский округ**
4. Организация, запрашивающая фон - **ТОО «Мунай Энерджи Групп»**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **ФК «Buzachi Operating Ltd» («Бузачи Оперейтинг Лтд»)**
6. Разрабатываемый проект - **НДВ**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид,**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Мангистауская область, Тупкараганский район, Таушыкский сельский округ выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.