



Товарищество с ограниченной  
ответственностью «ГеоПроект»



Товарищество с ограниченной  
ответственностью «Казахойл  
Актобе»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ТОО «Казахойл Актобе»  
Союнов Н.Д.

2025 г.



ПРОЕКТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ  
ТОО «КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»  
НА 2026 -2035 ГГ.

Согласовано:

Главный технический руководитель по БиОТ  
ТОО «Казахойл Актобе»

Мухранов Ю.В.

Разработчик:  
Директор  
ТОО «ГеоПроект»

Ұлықпан М.Е.



г. Актобе – 2025 г.

### Список исполнителей

№ п/п	Должность исполнителя	Подпись исполнителя	Инициалы и фамилия исполнителя
1	Руководитель проекта		Мухамеджанова А. Ж.

## Аннотация

Справочник по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202 (далее – Справочник по НДТ) разработан в целях реализации Экологического кодекса Республики Казахстан в рамках реализации бюджетной программы Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК 044 «Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций». При разработке Справочника по НДТ учтен наилучший мировой опыт и аналогичный и сопоставимый справочный документ Европейского союза по НДТ «Справочный документ по НДТ для Переработки нефти и газа (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas), официально применяемый в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе РК, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Справочник по НДТ предназначен для предприятий, осуществляющих деятельность в области добычи нефти и газа, а также для уполномоченного органа в области охраны окружающей среды для принятия решений в отношении выдачи комплексного экологического разрешения.

Технологические показатели, связанные с применением одной или нескольких в совокупности НДТ для технологического процесса определены технической рабочей группой по разработке Справочника по НДТ.

Заключение по наилучшим доступным техникам разработано на основании Справочника по НДТ.

Заключение по НДТ содержит описание техник, применяемых или предлагаемых к применению на объекте в целях предотвращения или снижения уровня его негативного антропогенного воздействия на окружающую среду, необходимого для соблюдения условий получения КЭР.

Заключение по НДТ определяет маркерные загрязняющие вещества (далее – МЗВ), уровни эмиссий МЗВ и уровни потребления энергии и (или) иных ресурсов, связанные с применением наилучших доступных техник, а также включают в себя положения, предусмотренные действующим законодательством Республики Казахстан.

Согласно ст. 40 Экологического кодекса Республики Казахстан под технологическими нормативами понимаются экологические нормативы, устанавливаемые в комплексном экологическом разрешении в виде:

- предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий;
- количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

Под маркерными загрязняющими веществами понимаются наиболее значимые для эмиссий конкретного вида производства или технологического процесса загрязняющие вещества, которые выбираются из группы характерных для такого производства или технологического процесса загрязняющих веществ и с помощью которых возможно оценить значения эмиссий всех загрязняющих веществ, входящих в группу.

Маркерные загрязняющие вещества, уровни эмиссий маркерных загрязняющих веществ и уровни потребления энергии и (или) иных ресурсов, связанные с применением наилучших доступных техник, определяются в заключениях по наилучшим доступным

техникам.

К технологическим нормативам относятся:

- технологические нормативы выбросов;
- технологические нормативы сбросов;
- технологические удельные нормативы потребления воды;
- технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии.

Технологические нормативы устанавливаются в комплексном экологическом разрешении и не должны превышать соответствующие технологические показатели (при их наличии), связанные с применением наилучших доступных техник по конкретным областям их применения, установленные в заключениях по наилучшим доступным техникам.

Обоснование технологических нормативов обеспечивается в проекте технологических нормативов, представляемом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды оператором объекта вместе с заявлением на получение комплексного экологического разрешения.

Деятельность ТОО «Казахойл Актобе» относится к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Решение по определению категории объекта от 31.08.2021 года.

ТОО «Казахойл Актобе» входит в Перечень пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду на 1 января 2021 года, утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 01.04.2022 года №187.

ТОО «Казахойл Актобе» добывает и осуществляет подготовку нефти на экспорт с нефтяных месторождений Алибекмола и Кожасай.

## СОДЕРЖАНИЕ

Аннотация .....	3
Введение .....	7
1. Определения и сокращения.....	8
1.1 Определения .....	8
1.2 Сокращения .....	11
2. Общие сведения об операторе .....	12
2.1 Характеристика объекта.....	12
2.2 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы .....	17
3. Характеристика текущего состояния территории, на которой планируется строительство, реконструкция и (или) эксплуатация объекта.....	47
3.1 Соотношение фактических концентраций МЗВ в атмосферный воздух с установленными технологическими показателями в СНДТ*/BREF** .....	47
3.2 Соотношение фактических концентраций МЗВ в сбросах с установленными в СНДТ*/BREF** .....	52
3.2.1 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования, используемого сырья и материалов, влияющих на качество и состав сточных вод .....	52
3.2.2 Краткая характеристика очистных сооружений, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.....	54
3.2.3 Сведения о концентрации загрязняющих веществ в сточных водах за последние три года. ....	60
3.2.4 Анализ объектов технологического нормирования сбросов.....	61
4. Характеристика используемой или предполагаемой к использованию техники с наилучшими доступными техниками, приведенными в заключениях о наилучших доступных техниках по соответствующим областям их применения .....	70
4.1 Оценка соответствия наилучшим доступным техникам.....	70
4.2 Предлагаемые технологические нормативы выбросов .....	76
5. Обоснование и описание ключевых мероприятий, представленных в ППЭ.....	79
5.1 Обоснование показателей технологического нормирования выбросов .....	79
5.2 Обоснование показателей технологического нормирования сбросов.....	81
5.3 Обоснование Программы повышения экологической эффективности .....	81
6. Технологические удельные нормативы потребления воды.....	82
7. Технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии.....	88
8. Система экологического менеджмента.....	92
9. Образование и управление отходами.....	93
10. Шумовое загрязнение .....	94
11. Требования по ремедиации.....	96

12.	Описание изменений (при внесении изменений в КЭР) .....	98
13.	Заключение.....	99
14.	Список литературы.....	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ .....	102
	Приложение 1 - Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды .....	103
	Приложение 2 - Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 31.08.2021 года .....	106
	Приложение 3 – Качество продукта .....	108
	Приложение 4 – Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий.....	113
	Приложение 5 – Расчетно-пояснительная записка к Программе повышения экологической эффективности .....	119
	Приложение 6 – Паспорта очистных сооружений ТОО «Казахойл Актобе».....	122

## Введение

Цель проекта – обоснование технологических нормативов, определение технологических процессов и/или оборудования технологического нормирования выбросов и сбросов загрязняющих веществ, удельные нормативы потребления воды, удельные нормативы потребления тепловой и электрической энергии на текущий момент и предполагаемые к использованию наилучшие доступные техники.

При разработке Проекта технологических нормативов для ТОО «Казахойл Актобе» выполнено:

- определение объектов технологического нормирования и маркерных загрязняющих веществ;
- анализ объектов технологического нормирования;
- определение технологических показателей для выбросов, сбросов маркерных веществ объектов технологического нормирования и технологических нормативов;
- определение мероприятий по достижению технологических нормативов, установленных Заключением по НДТ.

Проект технологических нормативов разработан на 2026-2034 годы.

Основными нормативными документами при разработке Проекта технологических нормативов являются:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (далее – ЭК РК);
- Справочник по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202 (далее – СНДТ);
- Заключение по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа», утвержденный Постановление Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года №159 (далее – Заключение по НДТ);
- Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на атмосферный воздух, утвержденные приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 сентября 2021 года №375 (далее – Правила №375);
- Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на водные объекты, утвержденные приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 16 июля 2021 года № 254 (далее – Правила №254);
- технологические регламенты ТОО «Казахойл Актобе»;
- отчеты производственного экологического контроля за 2022 – 2024 годы.

Работы по разработке Проекта технологических нормативов для ТОО «Казахойл Актобе» проводилась по Договору о закупке работ № 1079652/2025/1 от 04.04.2025 года (далее - Договор).

Подрядчик по Договору - ТОО «ГеоПроект» (далее – ТОО «ГеоПроект»).

Юридический адрес: Республика Казахстан, Атырауская область, г. Атырау; бизнес идентификационный номер: 980740004456; Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, подвид лицензируемого вида деятельности – природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности (Приложение 1).

## 1. Определения и сокращения

### 1.1 Определения

В настоящем разделе использованы следующие термины и соответствующие им определения:

**Выброс загрязняющих веществ:** поступление загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выброса.

**Выпуск сточных вод:** устройство и место сброса сточных вод в поверхностные и подземные водные объекты, недра или на земную поверхность.

**Действующая установка:** стационарный источник эмиссий, расположенный на действующем объекте (предприятие) и введенный в эксплуатацию до введения в действие настоящего справочника по НДТ. К действующим установкам не относятся реконструируемые и (или) модернизированные установки после введения в действие настоящего справочника по НДТ.

**Загрязнение окружающей среды:** присутствие в атмосферном воздухе, поверхностных и подземных водах, почве или на земной поверхности загрязняющих веществ, тепла, шума, вибраций, электромагнитных полей, радиации в количествах (концентрациях, уровнях), превышающих установленные государством экологические нормативы качества окружающей среды.

**Загрязняющие вещества:** любые вещества в твердом, жидком, газообразном или парообразном состоянии, которые при их поступлении в окружающую среду в силу своих качественных или количественных характеристик нарушают естественное равновесие природной среды, ухудшают качество компонентов природной среды, способны причинить экологический ущерб либо вред жизни и (или) здоровью человека.

**Заключение по наилучшим доступным техникам:** разрешительный документ уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, утвержденного на основании Справочников по наилучшим доступным техникам и включающего следующие положения: выводы по наилучшим доступным техникам; описание наилучших доступных техник; информацию, необходимую для оценки применимости наилучших доступных техник; уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник; иные технологические показатели, связанные с применением наилучших доступных техник, в том числе уровни потребления энергетических, водных и иных ресурсов; требования по мониторингу, связанные с применением наилучших доступных техник; требования по рекомендации.

**Комплексное экологическое разрешение:** документ, направленный на обеспечение комплексного предотвращения загрязнения окружающей среды с применением наилучших доступных техник, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

**Маркерные загрязняющие вещества:** наиболее значимые для эмиссий конкретного вида производства или технологического процесса загрязняющие вещества, которые выбираются из группы характерных для такого производства или технологического процесса загрязняющих веществ и с помощью которых возможно оценить значения эмиссий всех загрязняющих веществ, входящих в группу.

**Мониторинг:** систематическое наблюдение за изменениями определенной химической или физической характеристики выбросов, сбросов, потребления, эквивалентных параметров или технических мер и т.д.

**Наилучшие доступные техники:** наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и иных экологических условий, направленных на

предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

**Норматив допустимого выброса:** экологический норматив, который устанавливается в экологическом разрешении и определяется как максимальная масса загрязняющего вещества либо смеси загрязняющих веществ, допустимая (разрешенная) для выброса в атмосферный воздух.

**Норматив допустимого сброса:** экологический норматив, который устанавливается в экологическом разрешении и определяется как количество (масса) загрязняющего вещества либо смеси загрязняющих веществ в сточных водах, максимально допустимое (разрешенное) к сбросу в единицу времени.

**Норматив допустимого физического воздействия:** экологический норматив, который устанавливается для каждого источника в виде допустимых уровней воздействия тепла, шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей и иных физических воздействий на компоненты природной среды, при которых негативное физическое воздействие от такого источника в совокупности со всеми источниками не приведет к превышению установленных предельно допустимых уровней физических воздействий на природную среду.

**Нормативы эмиссий:** совокупность предельных количественных и качественных показателей эмиссий, устанавливаемых в экологическом разрешении.

**Объект I и II категории:** стационарный технологический объект (предприятие, производство), в пределах которого осуществляются один или несколько видов деятельности, указанных в разделе 1 (для объектов I категории) или разделе 2 (для объектов II категории) приложения 2 к Кодексу, а также технологически прямо связанные с ним любые иные виды деятельности, которые осуществляются в пределах той же промышленной площадки, на которой размещается объект, и оказывают существенное влияние на объем, количество и (или) интенсивность эмиссий и иных форм негативного воздействия такого объекта на окружающую среду.

**Объект технологического нормирования:** объект, оказывающий антропогенное воздействие, а также, его части, на которых реализуется или планируется реализация хозяйственной деятельности, в отношении которой в справочниках по НДТ описаны идентичные технологические процессы.

**Оператор объекта:** физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду.

**Предельно допустимый уровень негативного физического воздействия:** максимальный уровень отдельных видов физического воздействия (шума, вибрации, электрических, электромагнитных, магнитных полей, радиации, тепла) установленный для круглосуточного воздействия на население, при котором отсутствует вредное воздействие на состояние животных, растений, экологических систем и биоразнообразия.

**Программа повышения экологической эффективности:** приложение к комплексному экологическому разрешению, предусматривающее график планируемых мероприятий по реконструкции, перевооружению, модернизации объекта I категории, направленных на достижение технологических нормативов, нормативов эмиссий.

**Программа производственного экологического контроля:** приложение к экологическому разрешению для объектов I или II категорий, направленная на обеспечение экологической оценки эффективности производственного процесса на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

**Сброс загрязняющих веществ:** поступление содержащихся в сточных водах загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, недра или на земную поверхность.

**Техника:** используемые технологии, способы, методы, процессы, практики, подходы и решения, применяемые к проектированию, строительству, обслуживанию, эксплуатации, управлению и выводу из эксплуатации объекта.

**Технологические показатели, связанные с применением наилучших доступных техник:** уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник, выраженные в виде предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий (мг/Нм<sup>3</sup>, мг/л) и (или) количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги, которые могут быть достигнуты при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких наилучших доступных техник, описанных в заключении по наилучшим доступным техникам, с учетом усреднения за определенный период времени и при определенных условиях.

**Технологический норматив:** экологические нормативы, устанавливаемые в комплексном экологическом разрешении в виде: предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий; количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

**Экологическое разрешение:** документ, удостоверяющий право индивидуальных предпринимателей и юридических лиц на осуществление негативного воздействия на окружающую среду и определяющий экологические условия осуществления деятельности.

**Эмиссии:** поступления загрязняющих веществ, высвобождаемых от антропогенных объектов, в атмосферный воздух, воды, на землю или под ее поверхность.

## 1.2 Сокращения

В настоящем разделе использованы следующие сокращения:

**АВО** — аппарат воздушного охлаждения  
**АГЗУ** — автоматизированная групповая замерная установка  
**АСМ** — автоматизированная система мониторинга  
**УАО** — аминовая очистка газа от сероводорода  
**БИК** — блок измерения параметров качества нефти  
**ЗВ** — загрязняющие вещества  
**ЗНДТ** — Заключение по наилучшим доступным технологиям  
**КИПиА** — контрольно-измерительные приборы и автоматика  
**КОА** — ТОО «Казахойл Актобе»  
**КОС** — канализационные очистные сооружения  
**КСУ** — концевая сепарационная установка  
**КЭР** — комплексное экологическое разрешение  
**МДЭА** — метилдиэтаноламина  
**МЗВ** — маркерное загрязняющее вещество  
**МЗХЛ** — модульное здание химической лаборатории  
**НДВ** — нормативы допустимых выбросов  
**НДГ** — непрерывно-дискретный газлифт  
**НДС** — нормативы допустимых сбросов  
**НДТ** — наилучшие доступные техники  
**НТК** — низкотемпературная конденсация  
**НТС** — низкотемпературная сепарация  
**ПНГ** — попутный нефтяной газ  
**ППД** — поддержание пластового давления  
**ППН** — пункт подготовки нефти  
**ППЭЭ** — программа повышения экологической эффективности  
**ПХУ** — пропановая холодильная установка  
**СНДТ** — Справочник по наилучшим доступным техникам  
**СППД** — система поддержания пластового давления  
**СУГ** — сжиженные углеводородные газы  
**ТОО** — товарищество с ограниченной ответственностью  
**ТЭР** — топливно-энергетический ресурс  
**УАО** — установка аминовой очистки газа от сероводорода  
**УДН** — установка демеркаптанизации нефти  
**УКПГ** — установка комплексной подготовки газа  
**УОГ** — установка осушки газа  
**УПГ** — установка подготовки газа  
**УПН** — установка подготовки нефти  
**УПС** — установка производства серы  
**УПТГ** — установка подготовки топливного газа  
**УРС** — установка разделения смол  
**УЩО** — установка щелочной очистки  
**ЦДНГ** — цех добычи нефти и газа  
**ЦППГ** — цех по подготовке газа  
**ЦППД** — цех поддержания пластового давления  
**ЦППН** — цех по подготовке нефти  
**ШФЛУ** — широкая фракция лёгких углеводородов  
**ЭК РК** — Экологический кодекс Республики Казахстан

## 2. Общие сведения об операторе

### 2.1 Характеристика объекта

Товарищество с ограниченной ответственностью «Казахойл Актобе» (далее — Предприятие) осуществляет промышленную деятельность по добыче сырой нефти и попутного нефтяного газа (ПНГ) на двух месторождениях: Алибекмола и Кожасай (рис.1, 2).

Основной продукцией предприятия является товарная нефть, реализуемая в соответствии с утвержденными маршрутами сбыта.

Компания была образована в 1999 году. Участниками ТОО «Казахойл Актобе» на паритетной основе выступают:

—АО «Национальная компания «КазМунайГаз»;

—Caspian Investments Resources Ltd (дочерняя компания Sinoprec — Китайская интегрированная энергетическая и химическая компания).

С начала своей деятельности компания ведет разработку нефтегазоконденсатных месторождений Алибекмола и Кожасай, расположенных в Мугалжарском районе Актюбинской области.

Предприятие реализует добычу углеводородного сырья с соблюдением природоохранного законодательства Республики Казахстан и международных экологических стандартов, активно внедряя современные технологии и методы рационального природопользования.

В таблице 2.1.1 представлены основные производственные показатели предприятия.

**Таблица 2.1.1 – Производственные показатели (годовой, суточный)**

Показатели	Ед.изм	Годовой	Суточный
Нефть	тонн	480 149	1 315
Сырой газ	тыс. м <sup>3</sup>	420 000,00	1176,471
Товарный газ	тыс. м <sup>3</sup>	335 000,000	39 098,973
СУГ марки СПБТ	тонн	29 200,000	81,793
Конденсат газовый стабильный	тонн	17 700,000	49,580
Сера гранулированная	тонн	6 400,000	17,927

#### **Краткая характеристика деятельности:**

Вид деятельности: добыча нефти и попутного газа;

Местоположение: Актюбинская область, Мугалжарский район;

Продукция: товарная нефть, попутный газ (для технологических и энергетических нужд).

Ближайшими населенными пунктами являются к месторождению Алибекмола являются с. Жагабулақ, расположенное в 7,5 км к западу от месторождения, и поселок Шубарши, расположенный на расстоянии 45 - 50 км к западу от месторождения.

Ближайшей железнодорожной станцией и городом является ст. Эмба, расположенная в 50 - 55 км северо-восточнее месторождения. Расстояние до областного центра г. Актобе – 250 км.

Рядом с месторождением Алибекмола расположены действующие месторождения Жанажол и Кенкияк.

Месторождения Жанажол и Кенкияк связаны с областным центром автомобильной дорогой.

Месторождения Кожасай расположено на расстоянии 50 км от месторождения Алибекмола. Ближайшим населенным пунктом является пос. Кожасай, расположенный в 5 км к западу от месторождения.

Ситуационная карта-схема района размещения ТОО «Казахойл Актобе» представлена

на рисунке 3.

На рисунке 4 представлена принципиальная блок-схема ЦППГ м/р Алибекмала и УПГ м/р Кожасай

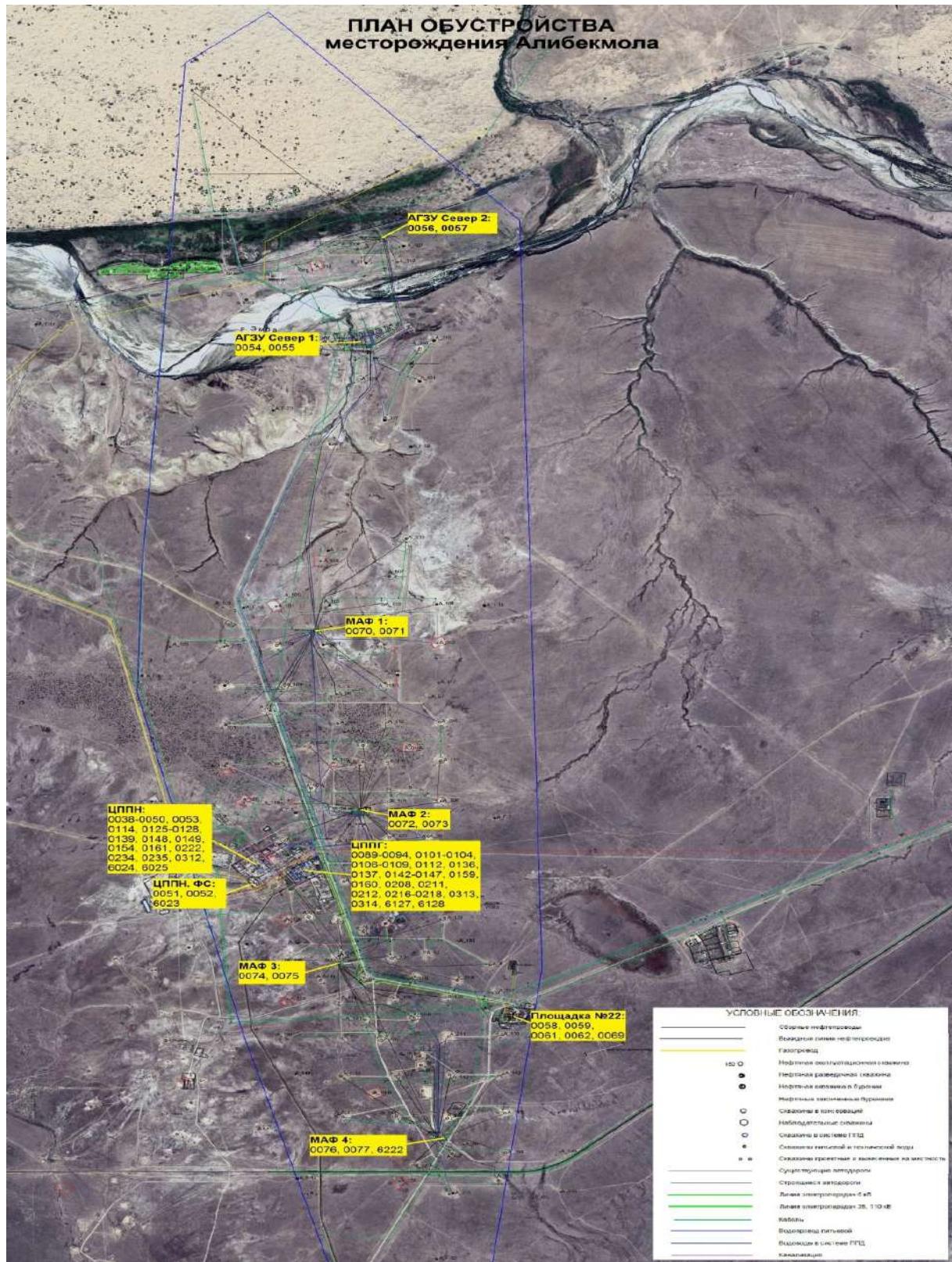
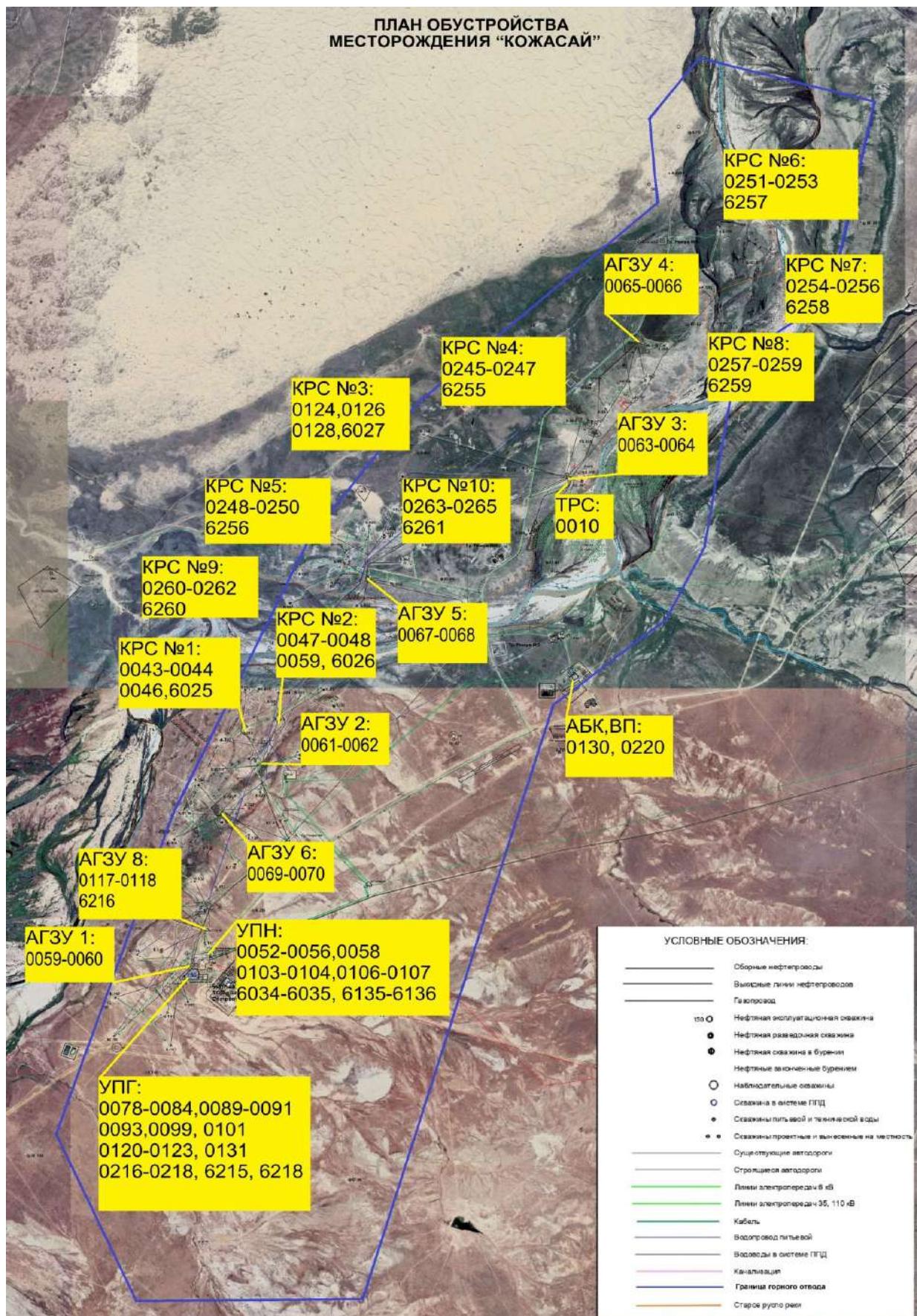


Рисунок 1 – Карта-схема месторождения Алибекмала с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу



**Рисунок 2 – Карта-схема месторождения Кожасай с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

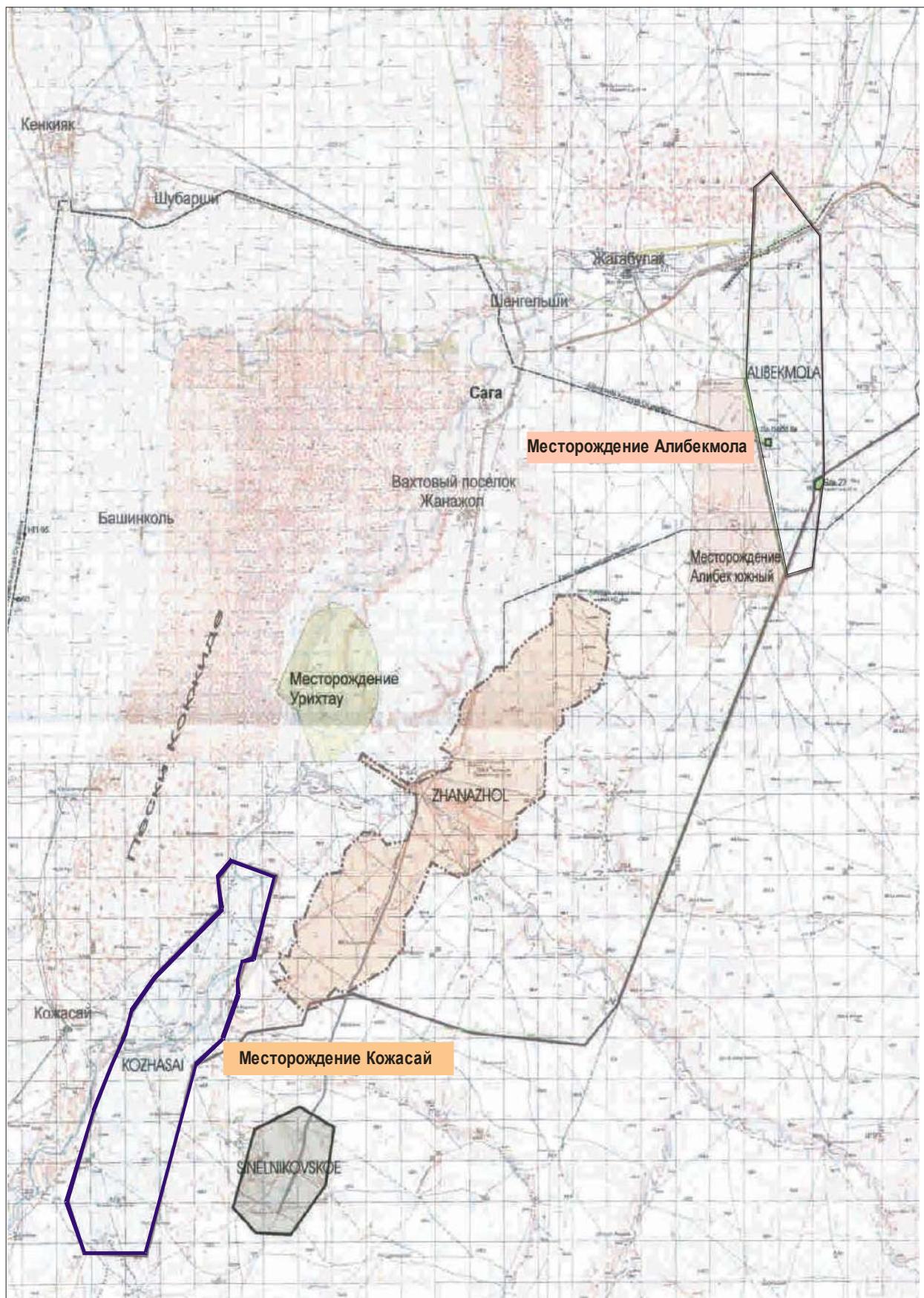


Рисунок 3 – Ситуационная карта-схема района размещения ТОО «Казахойл Актобе»

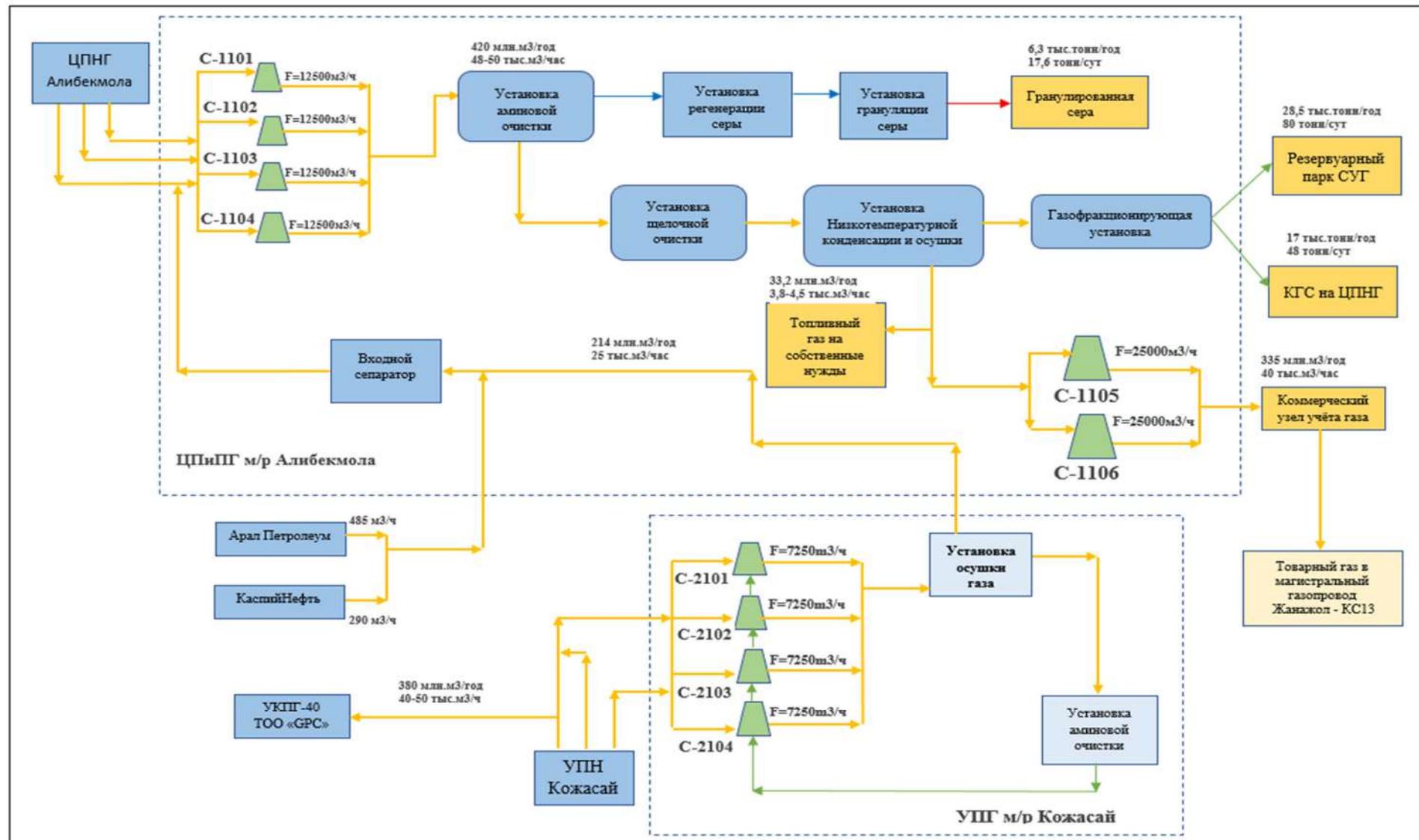


Рисунок 4 – Блок-схема ЦПиПГ м/р Алибекмала и УПГ м/р Кожасай

## **2.2 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы**

Общее количество стационарных источников выбросов в 2026 году по предприятию составит 285 единиц, в том числе:

Месторождение Алибекмола — 157 источников, из них:

- 138 организованных источников выбросов;
- 19 неорганизованных источников выбросов.

Месторождение Кожасай — 128 источников, из них:

- 105 организованных источников выбросов;
- 23 неорганизованных источников выбросов.

Организованные источники включают технологическое оборудование, факельные установки, резервуарные парки, котельные и др., оснащённые средствами контроля и учета выбросов.

Неорганизованные источники формируются за счёт испарений с открытых поверхностей, участков хранения, утечек и разгерметизаций, преимущественно при ведении наружных работ.

### **Месторождение Алибекмола**

#### ***Обустройство устьев скважин***

На месторождении принята эксплуатация скважин фонтанным способом.

На каждой скважине предусматривается размещение устьевого оборудования, рассчитанного на давление 35,0 МПа. Обустройство устьев скважин включает установку фонтанной арматуры, запорных и регулирующих устройств, обвязочных трубопроводов.

#### ***Цех по подготовке нефти (ЦППН)***

Нефтегазовая смесь с автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) поступает в эксплуатационный манифольд (площадка эксплуатационногоманифольда), схема которого предложена ТОО «Казахойл Актобе». Из манифольда нефтегазовый поток направляется через депульсатор (ДП) в нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации (площадка газовых сепараторов).

В связи с высокой коррозионной активностью нефтегазовой эмульсии и довольно большим содержанием парафина в трубопровод перед депульсатором производится подача ингибитора коррозии «Рауан-1005» и ингибитора парафиноотложений «СНПХ-7850» в количестве 30-50 г/м3. Дозировка производится насосами-дозаторами блоков реагентов (площадка блоков ввода реагентов № 1). В нефтегазовом сепараторе процесс сепарации осуществляется при давлении 1,8 МПа.

Для максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывоопасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусматривается установка для технологических блоков II и III категорий взрывоопасности запорных или отсекающих устройств с дистанционным управлением и временем срабатывания не более 120 секунд (в нашем случае кран шаровый с электроприводом).

Давление сепарации задается регулятором давления, установленным на газоотводящем трубопроводе. Газ из сепаратора первой ступени сепарации через регулятор давления и расходомер направляется в факельный сепаратор, где производится отделение газа от капель нефти и конденсата (площадка факельного сепаратора), и далее на факел высокого давления для сжигания.

Частично дегазированная нефть из сепаратора первой ступени направляется в печи подогрева с промежуточным теплоносителем (площадка печей подогрева нефти), где нагревается до температуры 60 °C и, далее, на вторую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор. Давление сепарации 0,5 МПа задается регулятором давления, установленным на газоотводящем трубопроводе. Газ через расходомер направляется в коллектор факела

высокого давления. Как уже отмечалось выше, на клапане за счет дросселирования газа происходит снижение температуры газа, поэтому и перед этим клапаном производится впрыск метанола в объеме 0,3-0,4 л/час. Подача метанола производится насосом-дозатором блока реагентов. Нефть через клапан, регулирующий уровень в сепараторе, направляется на третью ступень сепарации в КСУ (концевая сепарационная установка), где сепарация осуществляется при давлении 0,05 МПа. Газ из КСУ через газовый расширитель, где улавливается капельная жидкость, направляется на факел низкого давления для сжигания.

Нефть после третьей ступени сепарации насосами, направляется в отстойник (площадка отстойника нефти) объемом 200 м<sup>3</sup>. Для обессоливания нефти на все насосы производится дозированная подача пресной воды и деэмульгатора. Подача деэмульгатора производится насосом - дозатором блока реагентов. В отстойнике осуществляется обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоженная нефть из отстойника поступает на установку демеркаптанизации нефти (УДН).

Пластовая вода из отстойника через клапан, регулирующий уровень воды, направляется в существующий резервуар объемом 1000 м<sup>3</sup> (площадка резервуарного парка) для дальнейшей транспортировки на БКНС.

После УДН, через блок измерения параметров качества нефти (БИК) (площадка блока измерения качества нефти), товарная нефть направляется во вновь проектируемые вертикальные резервуары для хранения нефти объемом 5000 м<sup>3</sup> каждый (площадка резервуарного парка), а некондиционная нефть поступает в существующие резервуары объемом 1000 м<sup>3</sup> каждый.

Из резервуаров для хранения нефти товарная нефть поступает в насосное блочное исполнение и для дальнейшей транспортировки через коммерческий узел учета нефти (площадка блока коммерческого учета нефти) в магистральный нефтепровод.

Часть товарной нефти используется в качестве топлива в печах подогрева нефти для чего предусмотрена подача нефти шестеренным насосом из резервуаров в резервуар суточного расхода.

При наличии некондиционной нефти в резервуарах она направляется на повторную подготовку насосами в отстойник в объеме не более 25-30 % от объема исходной нефти.

Резервуары товарной нефти теплоизолированы и оборудованы системой обогрева. Резервуары снабжены приборами КИПиА для измерения температуры и текущего уровня. На коллекторах подачи и опорожнения нефти из резервуаров за пределами обвалования установлена электроприводная запорная арматура. По линии газа емкости через огнепреградители соединены между собой газоуравнительной системой. Газоуравнительная система соединена с газовой линией сепаратора КСУ и факельной линией низкого давления. Для максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывоопасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусматривается установка для технологических блоков II и III категорий взрывоопасности запорных или отсекающих устройств с дистанционным управлением и временем срабатывания не более 120 секунд (задвижка с электроприводом).

Резервуары некондиционной нефти и резервуар пластовой воды оборудованы и обвязаны аналогично.

Конденсат, образующийся в коллекторе факела высокого давления, улавливается в факельном сепараторе объемом 140 м<sup>3</sup>. Клапан, установленный на выходе из факельного сепаратора, работает по уровню в дренажной емкости, где накапливается конденсат перед откачкой в отстойник. При достижении верхнего уровня в дренажной емкости клапан закрывается и включается насос, после откачки до нижнего уровня насос останавливается и клапан открывается.

Конденсат, образующийся в коллекторе факела низкого давления, улавливается в газовом расширителе и накапливается в дренажной емкости. Затем насосом, работающим в автоматическом режиме по уровню, откачивается в отстойник.

Для аварийного и ремонтного опорожнения оборудования пункт подготовки нефти (ППН) предусмотрена система дренажных емкостей.

Опорожнение сепараторов, отстойника, насосов, резервуаров, трубного пространства печей осуществляется в систему дренажных емкостей, объединенных общим коллектором. Откачка из дренажных емкостей производится погружными насосами, работающими в автоматическом режиме - включение по верхнему уровню, отключение - по нижнему. Откачка производится в отстойник.

Опорожнение остального оборудования, в связи с их отдаленностью производится в отдельную дренажную емкость объемом 40 м<sup>3</sup>. Откачка нефти из дренажной емкости производится насосом также в отстойник. Насос тоже работает в автоматическом режиме.

Опорожнение манифольда производится в дренажную емкость объемом 16 м<sup>3</sup>. Откачка нефти из нее осуществляется по мере необходимости автотранспортом.

Опорожнение промежуточного теплоносителя (ДЭГ+вода) из печей подогрева нефти производится в существующую дренажную емкость. Откачка промежуточного теплоносителя осуществляется по мере необходимости автотранспортом.

Газ, выделяющийся в дренажных емкостях, сбрасывается в коллектор факела низкого давления. Дренажные емкости оборудованы системой обогрева, снабжены приборами КИПиА для измерения температуры и текущего уровня. Отключение насосов блокировано с нижним уровнем.

### ***Установка демеркаптанизации нефти (УДН)***

Установка предназначена для очистки нефти от отсутствия сероводорода и метилмеркаптана. Сырьем установки является нефть месторождений Алибекмоля и Кожасай

Отработанный воздух со стадии регенерации отработанного щелочного раствора в объеме до 250 м<sup>3</sup>/час, содержит в своем составе незначительное количество углеводородов, влагу, следы паров дисульфидов и меркаптанов. Наиболее надежным способом очистки отработанного воздуха является его прокалка в печи любой конструкции при высокой температуре, в результате чего сернистые соединения, содержащиеся в отработанном воздухе, превращаются в SO<sub>2</sub>. Прокаленный воздух после печи выбрасывается через дымовую трубу.

В случае отсутствия печи отработанный воздух может быть направлен на угольный фильтр, а оттуда в трубу рассеивания, выведенную на 5-8 м выше крыш зданий.

Установка демеркаптанизации состоит из следующих секций:

- секция хранения и приготовления щелочного раствора и раствора-катализатора (E-01, E-02, E-04 и новая емкость для хранения 46%-ного раствора едкого натра E-06; насосы H-04 A/B);
- секция экстракции (A-01, H-01A/B, M-01);
- секция регенерации щелочного раствора (K-01, C-04, C-02, E-05, B-1/2, C-03);
- секция окислительной каталитической демеркаптанизации (A-02, M-02, K-02H-02A/B, B-1/2, C-03).

### ***Автоматизированные групповые замерные установки месторождения Алибекмоля (АГЗУ)***

На месторождении имеется 2 АГЗУ. Площадка автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) предназначена для сбора нефтегазовой смеси со скважин, проведения замера дебита скважин и подачи продукции.

Площадка замерной установки «ОЗНА – Импульс 40-1-750» предназначена для периодического замера дебита добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь скважин поступает в замерную установку «ОЗНА – Импульс 40-1-750». После замера нефтегазовый поток по трубопроводу направляется на узел переключения, предусматривающий подачу продукции добывающих скважин в нефтяной коллектор для транспорта. Дренаж установки производится по трубопроводу в дренажную емкость.

Площадка блока дозирования реагентов БР-2,5М предназначена для автоматизированного приготовления и дозированного ввода ингибитора коррозии или ингибитора парафиноотложений в поток нефти. В состав блочной установки БР-2,5 М дозировочным насосом по трубопроводу подается под давлением 4,0 МПа в нефтегазовый поток на выходе из «ОЗНА – Импульс 40-1-750». Дренаж установки производится по трубопроводу в дренажную емкость.

Площадка дренажной емкости предназначена для сбора дренажа с установки «ОЗНА – Импульс 40-1-750» и БР-2,5М.

Откачка нефти из дренажной емкости производится в автоцистерну для транспортирования в амбары хранения нефти.

Газ с дренажной емкости, оборудованной дыхательным клапаном СМДК 100-ЧА, в случае срабатывания клапана отводится в атмосферу.

Дренажная емкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

Сток конденсата из газового расширителя предусматривается в емкость для сбора конденсата. Опорожнение емкости производится по мере заполнения в автоцистерну для транспортирования в амбары хранения нефти.

Емкость для сбора конденсата снабжена системой контроля по уровню жидкости.

#### Общие сведения о нефтепроводе

Нефтепровод «Кожасай - Алибекмона» предназначен для транспортировки разгазированной нефти с УПН «Кожасай» до ЦППГ м/р Алибекмона.

### ***Система сбора и транспорта нефти***

Система промыслового сбора месторождения Алибекмона начинается с места подключения выкидных линий к дроссельным клапанам на устье скважин и включает в себя всю необходимую систему трубной обвязки и оборудования до врезки в коллектор производственного манифольда на ЦППН.

Добыча нефти на месторождении осуществляется фонтанным способом.

Нефтегазовая смесь со скважин поступает по выкидным линиям на приемные манифольды №1, 2, 3, 4.

К каждому из промысловых коллекторов подключены по два приемных манифольда, которые собирают нефть от отдельных скважин.

К 1 коллектору подключены манифольды №1 и 2.

Ко 2 коллектору подключены манифольды №3 и 4.

#### Технологическая схема приемных манифольдов.

Каждый приемный манифольд состоит из трех коллекторов:

- эксплуатационный коллектор служит для сбора продукции скважин;
- тестовый коллектор направляет продукт каждой отдельной скважины к измерительным приборам;
- дренажный коллектор служит для опорожнения участка подводящего выкидного трубопровода при замене запорной арматуры.

Выкидная линия каждой скважины подключается к манифольду через два электроприводных клапана, которые переключают поток на эксплуатационном или тестовом коллекторе.

На трубопроводе подключения каждого манифольда к промысловому коллектору установлена отключающая запорная арматура.

Предусмотрена защита каждого из коллекторов от избыточного давления. В качестве поддерживающей системы на подключении к манифольдам линий подачи сырья от каждой скважины устанавливается датчик давления для закрытия электроприводных клапанов. В случае увеличения давления выше 3,6 МПа, электроприводные клапаны отключают линию подачи, которая является источником повышения давления. Клапаны не открываются автоматически и могут быть открыты только вручную.

Приемный манифольд №1 выполнен на 16 подключений (в т.ч. 2 резервные).

Производительность манифольда - 2295 т/сут.

Приемный манифольд №2 выполнен на 18 подключений (в т. ч. 3 резервных).

Производительность манифольда - 2160 т/сут.

Приемный манифольд №3 выполнен на 20 подключений (в т.ч. 2 резервных).

Производительность манифольда - 2700 т/сут.

Приемный манифольд №4 выполнен на 18 подключений (в т.ч. 2 резервные).

Производительность манифольда - 2430 т/сут.

Выкидные линии от скважин до электроприводных клапанов рассчитаны на давление 13,5 МПа. После клапанов система рассчитана на давление 4,0 МПа.

Каждый из приемных манифольдов должен обеспечивать измерение количества нефти и газа, поступающих от каждой скважины. Поток от каждой скважины автоматически направляется к расходомеру и контролируется РСУ.

Электроприводные клапаны дают возможность поочередного переключения скважин к прибору измерения расхода. Итоговые результаты измерения расхода передаются в диспетчерскую и хранятся в памяти компьютера.

Данные давления на выкидной линии каждой скважины передаются в диспетчерскую. Обеспечивается соответствующая обвязка КИП, кабельная разводка для подключения манифольдов к компьютеру диспетчерской РСУ.

Приемные манифольды оснащаются блоками ингибитора коррозии и блоками подачи депарафинизатора. Блоки выполнены в закрытом исполнении, с поддержанием необходимой температуры, принимая во внимание температуру окружающей среды - для предотвращения замерзания ингибитора коррозии и испарения депарафинизатора. Подача ингибитора коррозии и депарафинизатора будет осуществляться в эксплуатационный коллектор каждого манифольда:

- манифольд №1 оснащается блоком ингибитора коррозии и подачи депарафинизатора (Z-14001 и Z-14002) соответственно;
- манифольд №2 оснащается блоком ингибитора коррозии (Z-14005);
- манифольд №3 оснащается блоком ингибитора коррозии (Z-14006);
- манифольд №4 оснащается блоком ингибитора коррозии и подачи депарафинизатора (Z-14003 и Z-14004).

В целях предотвращения застывания нефти при ее транспортировании подземные промысловые коллекторы и надземные трубопроводы манифольдов запроектированы с электрообогревом.

### **Цех по подготовке газа (ЦППГ)**

Мощность УКПГ Алибекмала по переработке ПНГ - 400 млн.  $\text{nm}^3/\text{год}$ , из них с УПГ Кожасай поступает 232 млн.  $\text{nm}^3/\text{год}$ , с ЦППНГ Алибекмала - 232 млн.  $\text{nm}^3/\text{год}$ . Количество технологических линий - 1. Номинальная производительность технологической линии в рабочем режиме - 50 тыс.  $\text{nm}^3/\text{час}$  (диапазон устойчивой работы от -30 до +20% номинальной производительности).

ЦППГ представляет собой технологический комплекс переработки попутного нефтяного газа с получением сухого товарного газа, фракций сжиженных углеводородов, стабильного газового конденсата и товарной гранулированной серы, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю.

На УКПГ поступает два основных сырьевых потока: попутный нефтяной газ (ПНГ) с установки подготовки нефти Алибекмоля (ЦППН) и ПНГ месторождения Кожасай, прошедший предварительную подготовку на УПГ Кожасай. ПНГ с ЦППГ Алибекмоля поступает тремя потоками от сепараторов разгазирования нефти I, II и III ступеней с давлением ~0.6, 0.15 и 0.03 МПа и температурой ~30, 25 и 22 °C соответственно, без предварительной подготовки, - с практически 100 % относительной влажностью. ПНГ с УПГ Кожасай поступает по промысловому газопроводу со сложившимся давлением ~0.8 МПа и температурой -12 °C.

Все аппаратурные блоки технологических переделов оснащены контрольно-измерительными приборами и системами контроля, управления и противоаварийной защиты, которые обеспечивают проведение процесса в автоматическом режиме, его вывод в штатный режим при запуске и недопустимых отклонениях параметров, безопасный останов при аварийных ситуациях.

Система трубной обвязки для подачи/вывода технологических и вспомогательных агентов в аппараты установок снабжена необходимой запорной и предохранительной арматурой, обеспечивающей возможность отключения любого технологического аппарата от подводящих и отводящих трубопроводов и его опорожнение, в случае необходимости, в соответствующую систему дренажа.

#### Сепарация и компримирование входящего газа

Входящий поток ПНГ с УПГ Кожасай поступает на границу ЦППГ с давлением 0.8 МПа, температурой 12.4°C и направляется в ловушку конденсата, представляющую собой трехфазный нефтегазовый сепаратор для разделения многофазной жидкости на кислую воду, конденсат (жидкие углеводороды) и сырой газ. При штатных параметрах процесса содержание воды и тяжелых углеводородов в газе находится ниже соответствующих точек росы, и выделения жидкостей не происходит. Процесс возможен при сбоях работы УПГ Кожасай и в холодный период года, - при чрезмерном охлаждении газа в транспортном газопроводе (запуск после временного простоя, экстремально холодные погодные условия и т.п.)

Углеводороды (с примесью кислой воды) из ловушки конденсата отправляются на утилизацию в системе подготовки нефти существующей установки ЦППН Алибекмоля.

Конденсат также отправляется на ЦППН для утилизации в системе подготовки нефти.

Сырой газ из ловушки конденсата направляется на III-ю ступень четырехступенчатой установки компримирования входящего газа совместно с газом 1-ой ступени с ЦППН Алибекмоля (см. ниже).

Для компримирование попутного нефтяного газа выбраны поршневые компрессоры с газопоршневыми (газомоторными) двигателями. Установки оснащены выносными маслосистемами и системами охлаждения двигателей.

Установка компримирования входящего газа ЦППГ Алибекмоля состоит из компрессоров, каждый из которых включает в себя четыре ступени компримирования, скруббера на всасывании перед каждой ступенью и аппараты воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени, кроме I-ой, где промежуточного охлаждения не требуется. Подача газа на входные скруббера I ступени производится через манифольд, позволяющий распределять поток по линиям компрессии. На скруббера II и III ступени газ подается через локальные манифольды, где смешивается поток, поступающий с предыдущей ступени компримирования и ПНГ со 2-ой и 3-ей ступеней сепарации от соответствующего

манифольда его распределения по линиям компрессии. III-тъя и IV-ая ступени каждой из четырех линий компрессии связаны индивидуальными газопроводами. Выход газа с АВО IV-ых ступеней компрессии осуществляется через выходной манифольд, после которого газ объединенным потоком (поток 1000) направляется на установку аминовой очистки от сероводорода.

Попутный нефтяной газ 3-ей ступени с ЦППН Алибекмола с давлением поступает на входной манифольд I-ой ступени установки компримирования, на котором распределяется на 4 нитки компрессии и подается на скруббера на всасывании I-ых ступеней для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на 1-ые ступени компрессоров. Газ после компримирования (потоки 1103, 1203, 1303, 1403), с давлением 0.12 МПа и температурой 55°C, направляется на соответствующую II-ю ступень компримирования.

На II-ые, ступени компримирования подается объединенный поток газа от локальных манифольдов, где смешивается газ, прошедший соответствующую I-ую ступень компримирования, и ПНГ со 2-ой ступени сепарации. К этому потоку добавляются обратные газы от сепаратора выделенного амина, после чего он подается через манифольд, где распределяется по линиям компримирования. Объединенный газ с локальных манифольдов подается на скруббера на всасывании II-ых ступеней для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на II-ые ступени компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 0.62 МПа и температурой 104°C, поступает в АВО II-ой ступени компримирования, где охлаждается до 50Х, и с давлением 0.60 МПа направляется на соответствующую III ступень компримирования.

На III-ти ступени компримирования подается объединенный поток газа от локальных манифольдов, где смешивается газ, прошедший соответствующую 1-ую ступень компримирования, и ПНГ с 1-ой ступени сепарации. К этому потоку добавляется газ из ловушки конденсата на входе, после чего газ подается на манифольд, где распределяется по линиям компримирования. Объединенный газ с локальных манифольдов подается на скруббера на всасывании III-их ступеней для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на III-ти ступени компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 1.66 МПа и температурой 92°C, поступает в АВО III -ей ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 1.63 МПа направляется на соответствующую IV-ую ступень компримирования.

На IV-ые ступени компримирования подается газ, прошедший соответствующие III-ти ступени. Газ подается на скруббера на всасывании IV-ых ступеней для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на IV-ые ступени компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 4.14 МПа и температурой 121°C, поступает в АВО IV-ой ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 4.07 МПа поступает в выходной манифольд. Из манифольда компримированный газ подается на установку аминовой очистки газа от сероводорода.

#### **Аминовая очистка газа от сероводорода**

Комбинированный сырой газ - смесь ПНГ Алибекмола и ПНГ с УПГ Кожасай - сырьевой газ, после компримирования направляется на установку абсорбционной аминовой очистки газа от сероводорода (УАО). Установка состоит из блока очистки/доочистки входящего газа, контактного аппарата для обработки сероводородсодержащего газа амином и последующей очистки полученного малосернистого таза.

Газ, входящий в УАО, направляется в сепаратор входного газа для удаления капельной жидкости, образующейся в трубопроводе между компрессором газа и установкой аминовой очистки. Очень важно минимизировать загрязнения газового потока жидкостью и твердыми примесями, т.к. невыполнение этого условия ведет к накоплению загрязнений в циркулирующем в аминовом растворе.

Кислая вода выводится из сепаратора входного газа в систему дренажа кислой воды. Поток регулируется клапаном поддержания уровня.

Газ после сепаратора поступает в фильтр-коагулятор входного газа для удаления туманообразной влаги. Очень важно перед вводом в контактор минимизировать загрязненность газового потока жидкостью и твердыми примесями, особенно компрессорным маслом, т.к. невыполнение этого условия ведет к загрязнению амина, что резко увеличивает вероятность пенообразования в контакторе, и, как следствие, потери амина с очищенным от сероводорода газом. Условно сухой газ из коагулятора направляется в аминовый контактор колонного типа с тарельчатой насадкой.

Очищенный газ выводится из верхней части контактора на скруббер очищенного газа для отделения, вынесенного из контактора в виде брызг раствора амина. Для предотвращения подачи очищенного газа на скруббер с повышенной температурой предусмотрена установка охладителя между контактором амина и скруббером очищенного газа, включающегося в работу при достижении температуры газа 52°C, хотя при штатном течении процесса такая ситуация маловероятна. Это необходимо для того, чтобы конденсат собирался в скруббере и штатно отводился в дегазатор насыщенного амина. В противном случае, возможен проскок с горячим газом и дальнейшая конденсация углеводородов по тракту. Охладитель, видимо, будет необходим только в течение жарких летних дней. При нормальном режиме работы охладитель отключается, и газ из контактора амина подается через байпас. Охладитель представляет собой АВО с регулировкой скорости вращения вентиляторов и обводным байпасом для обеспечения работы в требуемом температурном диапазоне.

Раствор амина из скруббера очищенного газа выводится регулятором уровня в резервуар выделенного амина, как и основной поток насыщенного амина из контактора.

Очищенный от сероводорода газ направляется на установку щелочной очистки газа от меркаптанов (процесс MEROX фирмы UOP).

### **Регенерация амина**

Установка регенерации амина предназначена для выделения кислотных газов ( $H_2S$  и  $CO_2$ ) из насыщенного амина, образовавшегося на УАО, для получения кислого газа, который направляется далее в качестве сырья на установку производства серы (УПС). Регенерированный (тощий) амин, образующийся после выделения кислотных компонентов, направляется в цикл абсорбционной аминовой очистки; при необходимости проводится коррекция его состава по результатам химического анализа добавкой в систему свежего амина или деминерализованной воды. Термодинамической основой процесса регенерации амина является смещение равновесия реакции амина с кислыми компонентами газа. Номинальная температура процесса составляет 115+120°C и регулируется интенсивностью нагрева амина в ребайлере аминового дистиллятора колонного типа; температура в ребайлере составляет 123°C, температура кислого газа на выходе из колонны 110°C.

Для стабилизации работы сепарирующей секции аминового дистиллятора она снабжена байпасной линией от выкида насосов орошения, по которой часть орошающей жидкости постоянно циркулирует, объединяясь в трубопроводе газожидкостного потока из дефлегматора перед входом в сепаратор - для лучшей коагуляции влаги из охлажденного кислого газа. Кроме того, этот байпас необходим при переходных режимах работы схемы регенерации амина (пуск после останова и т.п.).

Восполнение технологических потерь агента происходит из резервуара для хранения свежего амина, из которого он, по мере необходимости, подается насосом в резервуар дегазации амина.

### **Установка щелочной очистки газа от меркаптанов**

#### **Секция извлечения.**

Газ, прошедший аминовую очистку от сероводорода (и попутно от углекислоты), подается в секцию извлечения установки щелочной очистки (УЩО), состоящей из секции извлечения и секции регенерации щелочи.

На вход УЩО газ поступает в отбойную емкость сырья, где очищается от выделившейся при следовании по газовому тракту кислой воды и направляется на щелочную обработку. Кислая вода выводится из отбойной емкости через клапан поддержания уровня жидкости в дренажную систему кислой воды.

Газ из отбойной емкости сырья подается в нижнюю секцию (предварительной промывки) комбинированной колонны, которая предназначена для его очистки от сероводорода и углекислоты, оставшихся после аминовой очистки. В верхнюю часть секции подается циркуляционный поток щелочного раствора (с концентрацией NaOH ~ 6+6.5 %), который подпитывается отработанной промывочной водой из секции промывки газа от щелочи и впрыском регенерированной щелочи с определенной периодичностью. Циркуляция раствора обеспечивается циркуляционными насосами. Проходя вниз по тарелкам колонны, щелочной раствор многократно контактирует с поднимающимся вверх газом, извлекая из него кислые компоненты и не затрагивая, в силу низкой концентрации щелочи, меркаптаны. Отработанная щелочь (с концентрацией NaOH ~ 6%) выводится через отпайку от циркуляционного трубопровода секции предварительной промывки посредством регулятора уровня в секции и направляется в емкость дегазации отработанной щелочи. Дегазированная отработанная щелочь выводится посредством насосов, работающих от уровня в дегазаторе, и направляется в резервуар для хранения отработанной щелочи, из которого, по мере накопления, отправляется на утилизацию насосами. Резервуар отработанной щелочи снабжен масляным нагревателем, запитанным от общей системы горячего масла УКПГ.

Газ, очищенный от кислых компонентов и меркаптанов, проходит вверх по колонне в секцию промывки водой, предназначенную для удаления из него захваченного щелочного раствора. В верхнюю часть секции подается циркуляционный поток промывочной воды, который подпитывается свежей деминерализованной водой от системы подготовки деминерализованной воды ЦППГ. Циркуляция воды обеспечивается циркуляционными насосами. Проходя вниз по тарелкам колонны, вода многократно контактирует с поднимающимся вверх газом, извлекая из него захваченный щелочной туман. Отработанная промывная вода выводится через отпайку от циркуляционного трубопровода секции промывки посредством регулятора уровня в секции и направляется на подпитку циркуляционного цикла предварительной промывки для утилизации.

Очищенный газ выводится из верхней секции колонны и направляется на установку НТС для дальнейшей переработки.

Основным аппаратом описанной схемы является комбинированная колонна, представляющая собой колонный аппарат тарельчатого типа, разделенный на три автономные (по обращающимся жидким агентам) секции, позволяющая провести последовательную обработку газа различными реагентами. Примененный метод циркуляционного движения агентов на стадии предварительной промывки и промывки очищенного газа водой позволяет организовать нормальный термодинамический режим в секциях с использованием минимального количества обедненного раствора щелочи и деминерализованной воды и, соответственно, сократить до минимума поток отработанной

щелочи, выводимый на утилизацию. Противоточное движение промывочной воды по колонне (со стадии промывки очищенного газа от щелочи на стадию предварительной промывки) сокращает общее потребление воды и позволяет технологично утилизировать щелочь, извлекаемую из отходящего газа.

#### Секция регенерации щелочи.

На регенерацию поступает насыщенный меркаптидами и укрепленный свежей щелочью раствор из секции извлечения УЩО. В этот поток добавляется раствор катализатора «MEROX WS» из специальной емкости насосами его впрыска, после чего он объединяется с циркулирующим потоком регенерированной щелочи и поступает в обогреваемый горячим маслом нагреватель щелочи. Нагреватель обеспечивает восполнение потерь тепла и поддержание температуры на уровне 50°C. Раствор из подогревателя направляется на смешение с воздухом, поступающим от воздуходувки УЩО с давлением 0.73 МПа и температурой 50°C. В образовавшуюся эмульсию вводится обратный раствор промывочного масла из отстойника промывочного масла, после чего трехфазная эмульсия поступает в окислитель, где происходят основные реакции регенерации и масляной экстракции образовавшихся дисульфидов, и температура поднимается до 57°C за счет тепла реакции. Реакционная смесь из окислителя направляется в трехфазный сепаратор дисульфидов, оборудованный колонной насадочной надставкой для лучшей очистки отходящего отработанного воздуха. В сепараторе смесь разделяется на три потока. Отработанный воздух с давлением 0.345 МПа и температурой 57°C отводится из верхней части колонной надставки сепаратора и направляется в продувочный резервуар, где очищается от капельной жидкости и через клапан поддержания давления отправляется на сжигание в инсинераторе УКПГ. Тракт отвода газов снабжен огнепреградителями на выходе из продувочного резервуара и на границе установки и системой аварийного сброса отработанного воздуха в атмосферу, которая оборудована сбросным отсечным клапаном и конденсационным горшком для отработанного пара.

Регенерированная щелочь выводится из нижней зоны сепаратора. В поток щелочи впрыскивается обратное промывочное масло из отстойника промывочного масла, дальше по ходу - свежее масло из расходного резервуара свежего масла, после чего эмульсия подхватывается насосами циркуляции щелочи и направляется в отстойник промывочного масла. Регенерированная щелочь из отстойника подается в секцию выделения УЩО на очистку газа от меркаптанов, а обратное промывочное масло разделяется на два потока. Один отправляется на впрыск в щелочь, поступающую на регенерацию, далее - в окислитель, где образуются и затем экстрагируются маслом дисульфиды, в сепаратор дисульфидов и через расходную емкость - на утилизацию. Другой на впрыск в регенерированную щелочь, выходящую из сепаратора дисульфидов, для ее промывки от захваченной органической фазы (дисульфидов) и далее назад в отстойник промывочного масла, замыкая, таким образом масляный цикл.

#### Установка низкотемпературной конденсации

Газ, прошедший щелочную очистку от меркаптанов, подается на Установку низкотемпературной конденсации (НТК). К этому потоку добавляется газ от компрессора дэстанизатора.

НТК состоит из теплообменников типа газ-газ и газ-сырье, охладителя газа и холодного сепаратора. На входе в Установку низкотемпературной конденсации газ охлаждается с ~51°C до ~15.5°F в трубном пространстве теплообменника газ/газ встречным потоком холодного газа из НТС. Далее по ходу газ охлаждается в трубах теплообменника газ/сырье потоком ШФЛУ с НТС, после чего направляется с температурой ~13°C в охладитель газа. В качестве хладагента межтрубной зоны теплообменника (пропанового

испарителя) НТК используется пропан от экономайзера хладагента пропановой холодильной установки.

В процессе обработки газа в пропановом испарителе происходит его охлаждение до температуры  $-20^{\circ}\text{C}$ , что приводит к конденсации жидких углеводородов и воды. Принятые параметры на установке охлаждения обеспечивают в товарном газе точку росы по влаге  $-20^{\circ}\text{C}$ , по углеводородам  $-10^{\circ}\text{C}$  при низшем теплотворной способности 32,5 МДж/м<sup>3</sup>, что соответствует требованиям ОСТ 51.40-93. «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

С учетом того, что температура гидратообразования обрабатываемого газа при давлении технологического процесса ( $\sim 3.7\text{ МПа}$ ) составляет, по термодинамическому расчету,  $\sim 16^{\circ}\text{C}$   $20^{\circ}\text{C}$ , в поток газа перед всеми экономайзерами и пропановым испарителем впрыскивается этиленгликоль (ЭГ), предотвращающий образование гидратных пробок в аппаратах, где происходит резкое снижение температуры сырого газа.

Газожидкостная смесь выходит из охладителя газа и направляется в холодный сепаратор, предназначенный для разделения холодного газа, широкой фракции углеводородов - так называемой ШФЛУ и раствора гликоля в воде.

Холодный отбензиненный газ из НТС поступает противотоком в теплообменник газ-газ с температурой  $\sim 20^{\circ}\text{C}$  на первую ступень охлаждения входящего на передел газа с УЩО, и далее с температурой  $\sim 42^{\circ}\text{C}$  направляется на транспортную компрессорную установку товарного газа. Часть отбензиненного газа отбирается в сеть топливного газа для собственных нужд УКПГ (питание газомоторных приводов компрессорных установок, печей подогрева теплоносителя, котельной, парогенератора, а также для технологических нужд и т.д.).

ШФЛУ подается через межтрубное пространство теплообменника газ-сырец с температурой  $\sim 20^{\circ}\text{C}$  и давлением  $\sim 3.6\text{ МПа}$  на вторую ступень охлаждения входящего газа, подогреваясь при этом до  $\sim 12^{\circ}\text{C}$ ; перед отправкой на установку газофракционирования - в колонну дегидратации - давление ШФЛУ снижается на входном клапане регулирования расхода питания колонны (FCV) до  $\sim 2.4\text{ МПа}$ , при этом заметно снижается его температура, соответственно, с  $-11.8^{\circ}\text{C}$  до  $-17.5^{\circ}\text{C}$ .

Смесь гликоля и воды с температурой  $\sim 20^{\circ}\text{C}$  и давлением  $\sim 3.6\text{ МПа}$ , направляется на дефлектирующий коллектор колонны МЭГ.

### **Компримирование товарного газа**

Товарный газ с установки НТК, пройдя теплообменники газ/газ, где подогревается встречным потоком газа, поступающего на обработку в НТК, направляется с температурой  $42.4^{\circ}\text{C}$  и давлением 3.53 МПа подается на входной манифольд установки компримирования товарного газа, на котором распределяется на 2 нитки компрессии и подается на скрубберы на всасывании для отделения жидкости. Жидкость (конденсат) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня (LCV) в закрытую дренажную систему, а газ направляется на сжатие в компрессоры. Газ после компримирования, с давлением 7.58 МПа и температурой  $116^{\circ}\text{C}$ , поступает в АВО, где охлаждается до, и с давлением 7.51 МПа направляется в коагуляторы на нагнетание. Жидкость (конденсат) выводится из коагуляторов через клапаны поддержания уровня (LCV) в закрытую дренажную систему, а газ поступает в выходной манифольд, где объединяется и направляется со сложившейся температурой  $<49^{\circ}\text{C}$  и давлением -7.5 МПа в транспортный газопровод.

### **Газофракционная установка (Установка фракционирования ШФЛУ)**

#### **Установка дегидратации.**

ШФЛУ из низкотемпературного сепаратора НТК через теплообменник газ/сырец подается через входной регулирующий клапан в колонну дегидратации. На входном

клапане регулирования расхода питания колонны происходит резкое снижение давления ШФЛУ с ~3.5 до ~2.4 МПа, при этом заметно снижается его температура, соответственно, с -11.8°C до -17.5°C. Снижение давления ШФЛУ и подвод тепла в нижнюю часть колонны являются движителями процесса деэтанизации ШФЛУ.

Тепло к колонне подводится из ребайлера деэтанизатора, в котором выпаривается некоторая часть кубового продукта посредством подачи горячего масла. Горячее масло (теплоноситель) поступает из общей системы теплоносителя УКПГ - от коллектора раздачи нагретого в печи горячего масла.

Пар, образующийся в ребайлере, возвращается в колонну. Проходя вверх по колонне, пар вступает в контакт с жидкостью на каждой тарелке колонны, обогащаясь при каждом контакте этаном; тяжелые составляющие поднимающейся по колонне пары - С3 и выше - конденсируются и стекают вниз по насадке колонны. Пар, выходящий с верха колонны, содержащий метан, этан, пропан и некоторое количество бутанов (~47.5, 38.0, 11.0 и 2.4 (суммы бутанов) % мол. соответственно), с давлением ~2.2 МПа и температурой ~6.2°C подается во входной скруббер компрессора верха деэтанизации. Пар из входного скруббера направляется на компримирование в компрессорной установке деэтанизации, где его давление поднимается до ~3.9 МПа, а температура - до 61°C. Горячий газ поступает на охлаждение в воздушном холодильнике, где температура снижается с 61 до ~49°C. Далее охлажденный газ направляется на объединение с основным газовым потоком, поступающим на НТК. Жидкая фракция из входного скруббера проходит регулятор уровня (VLV-100-2) и направляется в закрытую систему технологического дренажа.

По мере продвижения вниз по тарелкам колонны при многочисленных контактах с движущимся противотоком газом жидкость обогащается фракциями С3+ выше, так что на выходе концентрации в ней метана и этана невелики и составляют ~ 0.00 и 0.95% мол. соответственно.

#### Установка дебутанизации.

ШФЛУ после деэтанизации, выводится из нижней части ребайлера колонны деэтанизации с Температурой ~95°C, давлением ~2.3 МПа и направляется через регулирующий клапан в колонну дебутанизации в качестве питания; подача питания осуществляется в среднюю часть колонны. На клапане контроля уровня ребайлера перед подачей ШФЛУ в колонну дебутанизации происходит снижение давления потока с ~2.3 до 1.8 МПа, при этом его температура падает, соответственно, с ~85°C до ~64°C. Снижение давления ШФЛУ и подвод тепла в нижнюю часть колонны являются движителями процесса разделения ШФЛУ в дебутанизаторе на СУГ, пентановую фракцию и стабильный конденсат.

Тепло к колонне подводится из ребайлера дебутанизатора, в котором выпаривается некоторая часть кубового продукта посредством подачи горячего масла. Горячее масло (теплоноситель) поступает из общей системы теплоносителя УКПГ - от коллектора раздачи нагретого в печи горячего масла.

Пар, образующийся в ребайлере, возвращается в колонну. Проходя вверх по колонне, пар вступает в контакт с жидкостью на каждой тарелке колонны, обогащаясь при этом пропаном и бутаном. Верх колонны дебутанизации оборудован дефлегматором с воздушным охлаждением. Отходящий с верха колонны пар, содержащий в основном фракции С3\*С4 и некоторое количество С5+выш., конденсируется в дефлегматоре колонны и с температурой ~50°C поступает, в приёмник орошающей фракции дебутанизатора, откуда откачивается насосами.

Одна часть дистиллята, соответствующая производительности установки по СУГ, подается в АВО, где охлаждается до температуры 45°C и поступает на склад хранения СУГ для дальнейшей отправки потребителю.

Другая часть, находящаяся в обороте, направляется на верхнюю тарелку колонны дебутанизации в качестве орошения и поступает на верхнюю тарелку дигидратора. По мере продвижения вниз по тарелкам колонны при многочисленных контактах с движущимся противотоком газом жидкость обогащается фракциями углеводородов C5+высш.

Промежуточный продукт (пентановая фракция) выводится из колонны с 46 тарелки (используется колонна с 50 тарелками + ребойлер) и направляется с температурой 133°C и давлением 1.1 МПа на охлаждение в АВО до температуры 50°C и с давлением ~1.08 МПа (поток «Pentane Runddown») направляется для утилизации на ЦППНГ Алибекмола.

Кубовый продукт дебутанизатора с температурой ~161°C направляется в АВО, где охлаждается до температуры 50°C и с давлением ~1.08 МПа направляется на склад конденсата для дальнейшего использования на нужды УКПГ и в качестве товарной продукции. Концентрации легких фракций в этом продукте невелики и составляют 0.03+0.04 % мол. С4; более легкие углеводороды практически отсутствуют.

### Установка регенерации серы

Кислый газ (1701) с давлением 0.07 МПа и температурой 49.0°C с содержанием 63,684% мол. H<sub>2</sub>S, 34,64% мол. CO<sub>2</sub>, 1,070% мол. метана, ~ 0,42% мол. углеводородов C2+высш. и ~ 7.0% мол. паров воды поступает с установки регенерации амина во входной сепаратор кислого газа УРС для отделения сконденсированной при транспорте жидкости, которая насосами сепаратора кислотного газа отправляется в систему сбора кислых вод УКПГ. Кислый газ из сепаратора кислого газа подается в горелку термопрессора. Часть кислого газа сжигается в воздухе для получения диоксида серы, необходимого для протекания реакции Клауса. Воздух под давлением ~0.11 МПа поступает от нагнетателей воздуха.

Кроме того, на горелку термопрессора подается для утилизации небольшой рециркуляционный поток (~ 3.0% вес. от потока питания) с установки дегазации серы, содержащий воздух и небольшие количество паров серы, сероводорода и диоксида серы (давление 0.06\*0.65 МПа, температура 137.0\*138.0°C). Пары направляются на повторную переработку на УРС и таким образом утилизируются в основном процессе.

На горелку термопрессора подведен природный газ, используемый для производства горячего газа в процессе стехиометрического сжигания при пуске УРС; при нормальном течении процесса после пуска горение кислого газа при нужной температуре поддерживается самопроизвольно.

Горелка снабжена подводящим трубопроводом азота в соответствие нормативным противопожарным требованиям при эксплуатации горелок. Инертный газ пропускается по установке при останове УРС, в том числе аварийном, и перед розжигом горелки во избежание хлопка.

Продукты горения из форкамеры поступают в термопрессор, где при температуре 1100°C и давлении 0.057 МПа проходит реакция Клауса (и другие реакции). Горячие продукты реакции из реактора направляются на охлаждение (рекуперацию тепла) в трубное пространство двухпроходного котла-utiлизатора (поз.Е-1252), производящего пар высокого давления (4.2 МПа), отправляемый в систему пароснабжения установки. Продукты реакции с температурой ~316°C поступают в первый трубный проход четырехпроходного конденсатора серы, охлаждаемого водой. В конденсаторе происходит охлаждение газов до температуры ~163°C и конденсация свободной серы; попутно производится пар низкого давления (0.345 МПа), направляемый в систему пара низкого давления. Жидкая сера с температурой 162+163°C отводится из конденсатора через секцию гидрозатвора на выпускной линии серы в серный отстойник.

Описываемая схема Клаус - процесса спроектирована для переработки кислых газов с широким концентрационным диапазоном H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> и, соответственно, соотношением их концентраций в кислом газе. Для обеспечения гибкости управления схемой предусмотрен перепуск части кислого газа из каплеуловителя кислого газа на вход первого прохода конденсатора серы. Это позволяет обеспечить в термопрессоре достаточную для протекания реакции Клауса температуру путем повышения стехиометрии прямого сжигания по реакции H<sub>2</sub>S + 1,5 O<sub>2</sub> → SO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O, что важно при работе реактора на низких нагрузках.

Газ после выделения серы в первом трубном проходе четырехпроходного конденсатора серы с температурой 162+163°C, давлением ~0.05 МПа направляется в теплообменник повторного нагрева №1, где нагревается паром высокого давления до температуры 237+238°C, и поступает в секцию №1 каталитического реактора со стационарным слоем катализатора на основе активированного оксида алюминия.

Каталитический реактор разделен на четыре секции, в которых последовательно проходит каталитическая фаза реакции Клауса. Между каталитическими стадиями продукт проходит охлаждение в соответствующей секции четырехпроходного конденсатора серы с отделением и выводом серы и промежуточным подогревом реакционного газа в следующем по ходу теплообменнике повторного нагрева. Тепло во все теплообменники повторного нагрева подается с паром высокого давления (4.2 МПа) из системы пароснабжения. В процессе экзотермической каталитической реакции происходит разогрев реакционной массы.

Продукты реакции из секции №1 каталитического реактора направляются с температурой ~311°C (подъем температуры за счет тепла реакции) во второй проход конденсатора серы, где удаляется дополнительно выделившаяся свободная сера. Жидкая сера с температурой 165.5+166°C отводится из конденсатора через секцию гидрозатвора на выпускной линии серы в серный отстойник.

Пары из второго прохода конденсатора серы направляются в теплообменник повторного нагрева №2, где нагреваются паром высокого давления до температуры 200+201°C, и поступают в секцию №2 каталитического реактора. Продукты реакции из секции №2 каталитического реактора направляются с температурой ~224.5°C в третий проход конденсатора серы, где удаляется дополнительно выделившаяся свободная сера.

Те же операции повторяются еще дважды: в четвертом проходе конденсатора серы, теплообменниках повторного нагрева №3 и №4 и в слоях секций №3, №4 каталитического реактора. Температура и давление потоков газа по мере прохождения каталитических реакторов плавно снижаются. На реактор №1 приходит газ с температурой ~238°C, давлением ~0.05 МПа, на реактор №2 с температурой ~201°C, давлением ~0.035 МПа, на реактор №3 с температурой ~188°C, давлением ~0.026 МПа, на реактор №4 с температурой ~177°C, давлением ~0.017 МПа. Параметры соответственно снижаются и в секциях (проходах) конденсатора серы.

Пары из последнего слоя каталитического реактора №4, с давлением ~0.015 МПа и температурой ~179°C, с остаточным содержанием H<sub>2</sub>S ~ 0.2% мол. и 0.05% мол. парообразной серы (S8), направляются в концевой конденсатор серы, который конденсирует и удаляет серу, образовавшуюся на последней ступени, генерируя пар низкого давления (0.1 МПа).

Отходящий газ из концевого конденсатора серы направляется в печь дожига хвостовых газов, где остаточный сероводород, частицы серы в паре и все прочие серосодержащие примеси сжигаются перед выбросом в атмосферу в избытке воздуха в диоксид серы, являющийся наименее вредным из всех производных серы, входящих в данную систему. На печь дожига подается газ следующих параметров и состава: давление ~0.011 МПа, температурой 129-130°C.

Необходимо отметить, что состав примесей в хвостовых газах будет варьироваться в зависимости от характера поступающего на установку Клауса кислого газа, состав которого, в свою очередь, зависит от содержания основных примесей ( $H_2S$ ,  $C0_2$ ) в перерабатываемом природном газе, влияющих на режим работы узла аминовой очистки от сероводорода. Впрочем, при всех условиях, уровень конверсии сероводорода на установке будет неизменно высоким, > 98.0%, и уровень сброса с хвостовыми газами элементарной серы (S8) - неизменно низким, что обеспечивается достаточным количеством каталитических ступеней установки Клауса, заложенных в ее технологическую схему и применением эффективного апробированного катализатора на основе активированного оксида алюминия.

Жидкая сера с температурой ~152-166°C отводится из соответствующих секций конденсатора через гидрозатворы на выпускных линиях серы, снабженные манометрами для контроля пропускной способности, в буферный резервуар серы - серный отстойник для отправки на дегазацию и накопление в хранилище дегазированной серы на границе установки. Гидрозатворы снабжены паровыми рубашками для обогрева, в которые подается пар низкого давления из системы пара, вырабатываемого в конденсаторе серы.

Жидкая сера из концевого конденсатора серы с температурой ~129.5°C отводится через секцию гидрозатвора на выпускной линии серы, аналогичную по устройству остальным, и также направляется в серный отстойник.

#### Печь дожига. (Установка термического окисления - УТО)

Хвостовые газы из конечного конденсатора серы, а также хвостовые газы, поступающие от редуктора W1-1950 серного отстойника, и газы от продувочного резервуара УЩО V-1446, направляются на установку термического окисления, представляющую собой печь эффективного сжигания природного газа, в пламени которой проходит процесс инсинерации. Печь оборудована воздуходувкой для подачи воздуха на горелку и снабжена трубопроводом подачи топливного газа от скруббера топливного газа. Сжигание хвостового газа на термическом окислителе - табельный процесс установки Клауса.

Направляемые на установку термического окисления хвостовые газы проходят весь комплекс сепарирования, сероочистки от сероводорода аминовым раствором BASF purple (процессы абсорбции и десорбции), установку очистки газа от меркаптанов, установку регенерации серы методом Клауса (термическая стадия и каталитическая стадия катализаторами Porocel марки Maxcel/Durocel), установку осушки газа.

Кроме того, в штатном режиме в термический окислитель подаются сдувки из резервуара выделенного гликоля установки регенерации гликоля и скруббера колонны МЭГ. Все потоки, направляемые на печь дожига, объединяются в трубопроводе и перед подачей на сжигание проходят в отбойную емкость термического окислителя для отделения капельной влаги, из которой газ направляется в термический окислитель, а выделившаяся жидкость насосом отправляется в систему сбора кислой воды УКПГ.

Для экстренного принятия мер по сжиганию кислых газов в заштатных ситуациях к печи дожига выполнена подводка кислых газов от сепаратора кислого газа установки аминовой очистки и газов дегазации серы от колонны дегазации. Эти потоки сжигаются только при работе установки в заштатном режиме, при экстренном останове, пусконаладочных работах на установке получения серы и т.п.

#### Пропановая холодильная установка (ПХУ).

Назначение холодильной установки - обеспечение охлаждения, необходимого для схемы низкотемпературной конденсации (НТК).

Пропановая холодильная установка работает по замкнутому дроссельному холодильному циклу, основанному на испарении пропана (хладагент). Принцип охлаждения основан на разнице температуры кипения вещества при разных давлениях. Отвод тепла от конденсируемого хладагента производится при высоком давлении на высоком температурном уровне (охлаждение компримированных паров хладагента и их конденсация в охладителе), а подвод - при его испарении под низким давлением (потребители холода).

Перегретые пары компримированного пропана, поступающие от трех параллельных компрессоров пропана с давлением ~1.61МПа и температурой ~86°C, охлаждаются в воздушном конденсаторе хладагента и нацело конденсируются. Сконденсированный пропан, представляющий собой насыщенную жидкость с давлением ~1.58МПа и температурой 48.5-\*~49.0оС, собирается в сборнике хладагента. Насыщенный пропан из сборника хладагента проходит через осушитель хладагента, дросселируется на регулирующем клапане расхода до давления ~0.46МПа, при этом его температура снижается до 5.2\*5.5°C, и попадает в экономайзер хладагента.

Пропан из экономайзера хладагента подается в охладитель газа установки НТК. В охладителе газа НТК пропан испаряется за счет отбора тепла встречного газового потока. Отработанные насыщенные пары пропана с охладителя газа НТК с давлением ~0.094МПа и температурой -25.0°C поступают в скруббер хладагента на всасывании. После очистки пары с давлением 0.088МПа и температурой ~-23°C подаются на первую ступень двухступенчатых холодильных компрессоров пропана винтового типа. На входы вторых ступеней компрессоров, совместно с парами из скруббера хладагента, прошедшими первую ступень, подаются пары из экономайзера хладагента с давлением ~0.45МПа и температурой ~5.0°C.

Перегретые пары после компримирования направляются в конденсаторы хладагента для конденсации. Таким образом, холодильный цикл замыкается.

Схемой предусмотрен обходной путь горячего пропана (минуя конденсаторы) в сборник хладагента, необходимый при пуске в зимних условиях и в моменты эксплуатации установки при очень холодной погоде.

Масло системы охлаждения винтовых компрессоров циркулирует через масловодяные теплообменники хладагента, в которых в качестве теплоносителя с «холодной» стороны используется 60% водный раствор гликоля. Применение системы с промежуточным теплоносителем, циркулирующим в замкнутом контуре, помогает избежать чрезмерного охлаждения компрессорного смазочного масла в холодный период эксплуатации, так как позволяет регулировать температуру теплоносителя.

Циркуляция раствора гликоля обеспечивается насосами охлаждающей воды хладагента. Теплоноситель проходит через теплообменники гликоль-масло, забирая тепло от циркулирующего через теплообменники масла, после чего направляется на охлаждение в охладители воды хладагента. Возможное тепловое расширение раствора гликоля компенсируется встроенными в схему барабанами для охлаждающей воды хладагента.

### **Факельное хозяйство**

Для сжигания сбросов природного газа предусмотрен вертикальный факел, оборудованный двумя дежурными горелками с системой автоматического розжига - горелка системы факельного сжигания газа. Сброс газа возможен:

из системы подготовки газа и производства СУГ и стабилизации конденсата при пуске процесса и выводе его на режим;

при продувках шлейфов, оборудования и трубопроводов УКПГ и склада СУГ, и СГБ;

при локальном (и по сигналам противоаварийных защит) срабатывании предохранительных клапанов аппаратов, работающих под давлением.

### Система горячего масла

В технологических процессах ряда технологических переделов ЦППГ применяется нагревательное оборудование (ребайлеры, теплообменники), требующее использования циркулирующего высокотемпературного греющего агента. В качестве греющего агента в данной технологической схеме используется высококипящее масло (типа THEOL-55), циркулирующее в замкнутом тепловом контуре. Пройдя печь нагрева, масло через раздаточный коллектор подается циркуляционными насосами в тепловой контур потребителя, где отдает необходимое количество тепла, и выводится для очистки от механических примесей и повторного нагрева, после чего возвращается в цикл процесса.

Проектом предусмотрен один производительный тепловой масляных контур, обслуживающий всех потребителей ЦППГ.

Ниже приведено описание работы системы горячего масла.

Отдавшие тепло (условно холодные) потоки теплоносителя возвращаются от потребителей, объединяются в манифольде и объединенным потоком поступают с температурой ~166°C и давлением 0.19 МПа в расширительный сосуд горячего масла, обеспечивающий буфер для тепловых колебаний объема теплоносителя и работающий под избыточным давлением, для чего к резервуару подведен топливный газ. Подача топливного газа, наряду с поддержанием необходимого избыточного давления, создает в резервуаре газовую подушку, предотвращающую ухудшение свойств горячего масла, которое происходит при его контакте с воздухом. Теплоноситель из резервуара поступает на вход насосов горячего масла, обеспечивающих его циркуляцию в тепловом контуре, и направляется в нагреватель масла. Часть теплоносителя от нагнетания насоса отводится по отпайке от основного трубопровода и постоянно циркулирует через фильтр горячего масла обратно в резервуар. Горячий теплоноситель, после нагревателя, поступает с температурой ~230°C и давлением 0.33 МПа в раздаточный коллектор, где распределяется и отправляется потребителям. Подача теплоносителя на каждый потребитель регулируется клапанами-регуляторами температуры. Трубопровод горячего теплоносителя, выходящего из печи нагрева, соединен байпасом с расширительным резервуаром, что обеспечивает постоянный расход теплоносителя через нагреватель за счет демпфирования колебаний его расхода на потребителей.

В процессе работы установок месторождения Алибекмола в атмосферу выделяются основные загрязняющие вещества: серы диоксид, углерода оксид, азота оксиды, смесь углеводородов предельных С1-С5, С6-С10, С12-С19, Углерод (Сажа, Углерод черный), метан, сероводород выброс которых составляет более 99.8 % от общего объема выбросов.

### **Месторождение Кожасай**

#### ***Освоение и испытание скважин***

Эксплуатационные скважины подключены к выкидным линиям, по которым продукция (нефть и попутный газ) поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) №1–6 и 8. После замера и предварительного разделения поток направляется на подготовку нефти (ППН).

При проведении операций по освоению и испытанию скважин предусмотрены технологические мероприятия, сопровождающиеся сжиганием газоконденсатной смеси на факельных установках.

#### ***АГЗУ***

Замерная установка «ОЗНА - Импульс 40-1-750» - блочного исполнения, обеспечивает измерение количества нефти и газа, поступающих от каждой скважины. Сброс дренажа с замерной установки и с коллекторов промежуточного манифольда предусматривается в дренажную емкость  $V=8 \text{ м}^3$ . Опорожнение дренажной емкости производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну для

транспортирования на существующий полигон производственных отходов (Эко Плюс). Сброс газа с дренажной емкости отводится на свечу рассеивания, высотой 3 м. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь дренажной емкости предусмотрен огневой предохранитель. С АЗГУ нефть поступает на ППН. Всего на месторождении Кожасай расположено 7 АГЗУ (АГЗУ 1-6 и 8).

#### **Установка подготовки нефти (УПН)**

Нефтегазовая смесь от замерных установок поступает на существующий манифольд и далее по успокоительному коллектору (Ду 200) поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации (V-1 объемом 25 м<sup>3</sup>). Давление сепарации задается регуляторами давления, установленными на газоотводящем трубопроводе. Уровень жидкости контролируется регуляторами уровней. Контроль температуры осуществляется местными приборами.

Успокоительный коллектор предназначен для предварительного расслоения газожидкостной смеси.

Отделившись от нефти газ от сепаратора V-1 направляется на факел высокого давления для сжигания. Давление газа регулируется регулятором давления.

Из сепаратора I ступени сепарации жидкость поступает в буферную емкость (II ступень сепарации) - V-2 объемом 25м<sup>3</sup>. В буферной емкости происходит отделение газа от нефти, отстой и накопление. Давление в буферной емкости контролируется регуляторами давления, уровень жидкости контролируется регулятором уровней. Контроль температуры осуществляется местными приборами.

Образовавшаяся газовая смесь направляется на факел низкого давления для сжигания. Давление газа регулируется регулятором давления.

После 2-ой ступени сепарации нефть направляется на третью ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор V-3 объемом 25м<sup>3</sup> (концевая сепарационная установка) для окончательного отделения газа от нефти при давлении 0,105 МПа (абс).

Для защиты аппаратов V-1, V-2 и V-3 от превышения давления на аппаратах устанавливаются предохранительные клапаны. Сброс газа с предохранительных клапанов этих аппаратов предусматривается на соответствующий факел (низкого или высокого давления) для последующего сжигания.

На газопроводах высокого и низкого давления устанавливаются конденсатосборники, предназначенные для сбора конденсата с газовой линии, и огнепреградители. Сброс жидкости из конденсатосборников осуществляется в индивидуальные передвижные емкости. Трубопроводы газа теплоизолируются. Розжиг факела - электрический с дистанционным управлением, осуществляется за счет подачи на запальную горелку топливного газа.

Для приема жидкостных сбросов с нефтегазосепаратора 1-ой ступени, буферной емкости (2-ая ступень), сепаратора 3-ей ступени, подогревателя нефти во время аварийных ситуаций и ремонта, а также планового дренажа предусмотрена подземная дренажная емкость ДЕ-1, марки ЕП-12,5-2000-1, V=12,5 м<sup>3</sup>. Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижной техникой. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (верхнего) с подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной. Газ отводится по газоуравнительной линии на вытяжную свечу.

Подготовленная нефть направляется в существующие резервуары отгрузки в нефтепровод «Кожасай – Алибекмала» предназначен для транспортировки разгазированной нефти с УПН «Кожасай» до ППН м/р Алибекмала.

Резервуары предназначены для отгрузки нефти, поступающей со скважин месторождения Кожасай. Общий объем резервуаров отгрузки составляет 1200 м<sup>3</sup>.

Существующие резервуары отгрузки установлены на металлических опорах высотой 5,0 м. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (нижнего и верхнего) с

подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной. Так же осуществляется текущий контроль уровней резервуаров. Резервуары обвязаны трубопроводом газоуравнительной системы. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь резервуара на трубопроводе газоуравнительной системы предусмотрены огневые предохранители.

Остаточная нефть, продукты зачистки из резервуаров отгрузки поступают в дренажную емкость  $V=20$  м<sup>3</sup>, откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижной техникой. Уровень жидкости контролируется датчиками уровней (верхнего) с подачей светового и звукового сигнала в помещение операторной.

Газ отводится по газоуровнительной линии на вытяжную свечу, которая устанавливается на высоту 10 м от уровня земли.

#### **Установка подготовки газа (УПГ)**

Мощность УПГ по проекту «УПГ Кожасай» составляет 232 млн нм<sup>3</sup>/год. Установлена одна технологическая линия с номинальной производительностью 29 тыс. нм<sup>3</sup>/ч (рабочий диапазон — от -30 % до +20 %).

В соответствии с принятыми техническими решениями, конечным продуктом является осущененный попутный нефтяной газ, транспортируемый на УКПГ Алибекмола для совместной переработки с ПНГ Алибекмола. Также предусмотрена подготовка топливного газа для собственных нужд УПГ.

Установка подготовки газа включает:

- четырёхступенчатую компрессию;
- установку осушки газа (УОГ);
- установку подготовки топливного газа;
- аминовую очистку от H<sub>2</sub>S;
- адсорбционную очистку от меркаптанов.

Дополнительно предусмотрены:

- инженерные и дренажные системы (в т. ч. ливневая канализация);
- системы контроля, автоматизации и противоаварийной защиты (ПАЗ);
- факельное хозяйство;
- система пожаротушения.

Режим «холодного» пуска реализуется через электроприводной компрессор малой мощности, обеспечивающий подачу газа в систему топливоподготовки для запуска одного основного компрессора. После выхода на режим запускаются все блоки, включая УОГ, и пусковой компрессор отключается.

Сырьё — ПНГ с УПН Кожасай, поступающий двумя потоками от сепараторов I-II и III ступеней с давлением -0,25 и 0,01 МПа, температурой около 20 °C, с высокой влажностью (до 100 %).

Все технологические блоки оснащены приборами КИП, системами автоматизации и ПАЗ. Обвязка аппаратов позволяет их отключение, опорожнение и вывод в дренажные системы при необходимости.

#### **Компримирование входящего газа**

Для компримирования попутного нефтяного газа выбраны поршневые компрессоры с газопоршневыми (газомоторными) двигателями. Установки оснащены выносными маслосистемами и системами охлаждения двигателей. Установка компримирования входящего газа УПГ Кожасай состоит из четырех компрессоров, каждый из которых включает в себя четыре ступени компримирования, скруббера на всасывании перед каждой ступенью и аппараты воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени. Подача газа на входные скруббера I ступени производится через манифольд, позволяющий распределять поток по линиям компрессии. На скруббера II ступень газ подается через локальные манифольды, где смешивается поток, поступающий с предыдущей ступени

компримирования и ПНГ с 1-ой и 2-ой ступеней сепарации от соответствующего манифольда его распределения по линиям компрессии. III-тья и IV-ая ступени каждой из четырех линий компрессии связаны индивидуальными газопроводами. Выход газа с АВО IV-ых ступеней компрессии осуществляется через выходной манифольд, после которого газ объединенным потоком направляется на установку гликолевой осушки.

Попутный нефтяной газ 3-ей ступени с УПН Кожасай с давлением 0.01 МПа поступает в коллектор, на который подаются так же сдувки от емкости выделенного гликоля и сборника орошающей фракции колонны амина, на которых в качестве затворного агента используется топливный газ. В этот же коллектор направляются для утилизации пары из дефлегматора колонны гликоля Е-2262. Из входного коллектора объединенный газ с давлением 0,01 МПа и температурой ~39°C поступает на входной манифольд 1-ой ступени установки компримирования, на котором распределяется на 4 нитки компрессии и подается на скруббера на всасывании 1-ой ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на I-ую ступень компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 0.3 МПа и температурой 126°C, поступает в АВО 1-ой ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 0.25МПа направляется на соответствующую II-ю ступень.

На II-ую ступень компримирования подается объединенный поток газа от локальных манифольдов, где смешивается газ, прошедший соответствующую I-ую ступень компримирования, и объединенный ПНГ с 1-ой и 2-ой ступеней сепарации УПН Кожасай. К этому потоку добавляются обратные газы от резервуара выделенного амина, после чего он подается на манифольд, где распределяется по линиям компримирования. Объединенный газ с локальных манифольдов подается на скруббера на всасывании II-ой ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на II-ую ступень компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 0,83 МПа и температурой 103°C, поступает в АВО II-ой ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 0,71 МПа направляется на соответствующую III ступень.

На III-ью ступень компримирования подается газ, прошедший соответствующую II-ую ступень компримирования. Газ подается на скруббера на всасывании III-ей ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на III-ью ступень компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 1,87 МПа и температурой 118°C, поступает в АВО III-ей ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 1,73 МПа направляется на соответствующую IV-ую ступень.

На IV-ую ступень компримирования подается газ, прошедший соответствующую III-ью ступень. Газ подается на скруббера на всасывании IV-ой ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скрубберов через клапаны поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на IV-ую ступень компрессоров. Газ после компримирования, с давлением 4.52 МПа и температурой 128.5°C, поступает в АВО IV-ой ступени компримирования, где охлаждается до 50°C, и с давлением 4.45 МПа направляется в выходной манифольд.

Из манифольда компримированный газ подается на установку гликолевой осушки газа (УОГ).

#### *Установка осушки газа (УОГ)*

Весь ПНГ месторождения Кожасай должен быть утилизирован совместно с ПНГ месторождения Алибекмола через УКПГ Алибекмола. Для обеспечения транспортировки

газа по существующему газопроводу давление на выходе УПГ должно составлять 3,4–3,5 МПа.

Поскольку ПНГ поступает с ППН в водонасыщенном состоянии, при компримировании возрастает риск гидратообразования (расчётная температура образования гидратов при 3,5 МПа — около 18,5 °C). Кроме того, кислый газ вызывает коррозию трубопроводов из углеродистой стали. Для предотвращения этих эффектов предусмотрена осушка газа с применением ТЭГ, с расчётной точкой росы –10 °C (летом) и –20 °C (зимой).

Установка включает:

- абсорбер колонного насадочного типа для осушки газа;
- систему регенерации гликоля (прямая огневая схема).

Перед абсорбера газ проходит фильтр-коагулятор для удаления жидкостных и масляных примесей. Отвод жидкости осуществляется в закрытую дренажную систему.

Осушка газа производится противоточным способом. Гликоль (содержание воды ~0,76 % мол.) подаётся сверху, газ — снизу. После осушки газ направляется в теплообменник газ/газ, охлаждается до ~50 °C и поступает в газопровод Кожасай–Алибекмала под давлением 3,45 МПа.

Насыщенный гликоль, поступающий из абсорбера, содержит до 3,14 % воды, примеси H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и C<sub>2</sub>+. После дросселирования и охлаждения он направляется в сепаратор (выветриватель), где выделяются лёгкие углеводороды и газы. Паровая фаза возвращается на компримирование. Жидкие углеводороды сбрасываются в закрытую дренажную систему.

Далее гликоль проходит через систему фильтрации (фильтр ТЭГ, угольный фильтр и тетраэтиленгликольный), где удаляются механические и поверхностно-активные примеси. Отфильтрованный гликоль подаётся в дистиллятор с прямым нагревом, где регенерируется.

Ребойлер работает при температуре ~198 °C, ниже порога термического разложения ТЭГ. Регенерированный гликоль охлаждается и подаётся на вход абсорбера с температурой ~81,4 °C и давлением ~4,5 МПа.

Пары от дистиллятора содержат ~9,6 % H<sub>2</sub>S, ~1,7 % CO<sub>2</sub>, ~20 % CH<sub>4</sub>, ~11 % C<sub>2</sub>+, ~56 % H<sub>2</sub>O, и менее 0,01 % ТЭГ. Они направляются на компримирование и утилизируются в составе основного газового потока.

#### *Установка подготовки топливного газа (УПТГ)*

Топливный газ на УПГ Кожасай используется для питания газомоторных приводов компрессорной установки сырьевого газа, на установке огневой регенерации гликоля, в качестве продувочного газа факельной системы, и затворного - в ряде технологических аппаратов. Проектом принята идеология подготовки топливного газа для собственных нужд из части осущенного на УОГ газа. Для пуска УПГ после останова, когда на установке отсутствует топливный газ, предусмотрена схема «холодного пуска», включающая компрессорную установку с электроприводом, мощность которой позволяет при запуске обеспечить сырьевым газом установку кондиционирования топливного газа в количествах, достаточных для пуска одной нитки компрессии на входе. После ее запуска УПТГ выводится на проектную мощность, и вводятся в работу все газомоторные компрессоры сырьевого газа и УОГ, после чего система подготовки топливного газа переводится на питание осущенным газом от УОГ, а компрессор холодного пуска выводится из работы.

УПТГ предполагает очистку газа от кислых компонентов и меркаптанов; в процессе этой очистки происходит частичное отбензинивание газа, но специальной цели осушки и отбензинивания газа не ставится в виду дороговизны процесса. Предусматривается применение газомоторов компрессоров, адаптированных под относительно жирный и влажный газ. Система распределения газа снабжена подогревателем газа, позволяющим предотвратить заметное выделение из газа конденсата при его использовании в холодное

время. В состав УПТГ входят Аминовая очистка газа от сероводорода с системой его регенерации и установка очистки от меркаптанов.

#### *Аминовая очистка газа от сероводорода (УАО)*

Часть сырьевого газа, прошедшего осушку, направляется на установку аминовой адсорбционной очистки газа (УАО). Установка предназначена для удаления сероводорода из потока ПНГ с применением водного раствора метилдиэтаноламина (МДЭА) концентрацией 50 %.

Входящий газ сначала поступает в сепаратор, затем — в фильтр-коагулятор, где удаляются капельная и туманообразная влага. Жидкость отводится в закрытую дренажную систему через автоматический регулятор уровня. Чистый газ направляется в аминовый контактор колонного типа с тарельчатой насадкой, где обрабатывается в противоточном режиме.

На вход подаётся «тощий амин» (регенерированный раствор) с содержанием  $H_2S \sim 0,065\%$  масс и  $CO_2 \sim 0,014\%$  масс. Амин, стекая вниз, вступает в реакцию с поднимающимся сероводородсодержащим газом. В результате получается насыщенный амин, отводимый из низа колонны в дегазатор, далее — на регенерацию.

Очищенный газ выходит из верхней части контактора, проходит через скруббер, где отделяется вынесенный амин. Возврат амина в резервуар осуществляется через автоматический регулятор уровня.

Очищенный газ направляется на следующую стадию — установку адсорбционной очистки газа от меркаптанов.

#### *Регенерация амина*

Установка предназначена для удаления  $H_2S$  и  $CO_2$  из насыщенного амина, поступающего с УАО, и получения регенерированного («тощего») амина, возвращаемого в цикл очистки. Выделяемый кислый газ направляется на объединение с сырьевым ПНГ перед компримированием.

Насыщенный амин, содержащий до 2,55 % мол.  $H_2S$  и 0,55 % мол.  $CO_2$ , поступает в резервуар выделенного амина (дегазатор), где за счёт понижения давления до 0,5 МПа удаляются углеводороды. Паровая фракция направляется на вход установки компримирования.

После фильтрации (удаление твёрдых частиц  $>10$  мкм) и подогрева (до  $\sim 98$  °C) амин поступает в дистилляционную колонну. Давление на входе — 0,1 МПа, подогрев осуществляется в ребайлере колонны (температура  $\sim 128,4$  °C) с использованием ТЭНов. Происходит рекуперация кислых компонентов, которые выводятся сверху колонны.

Кислый газ, насыщенный водяным паром, содержит  $\sim 72,2\%$   $H_2S$ ,  $\sim 20,8\%$   $CO_2$  и незначительные количества метана, меркаптана и  $C_2^+$ ; температура  $\sim 49$  °C, давление  $\sim 0,07$ – $0,08$  МПа. Он направляется на утилизацию — объединение с сырьём.

Регенерированный амин (содержание  $H_2S$  0,065 %,  $CO_2$  0,014 %) охлаждается в теплообменниках и АВО до  $\sim 55$  °C, фильтруется на активированном угле и подаётся в цикл очистки с давлением  $\sim 4,1$  МПа. Для предотвращения пенообразования предусмотрено дозирование антивспенивателя. В переходных режимах (пуск/останов) используется линия рециркуляции и байпасы теплообменников.

Орошающая фракция колонны (вода с примесями аминов и кислых газов) возвращается в верх колонны. Её циркуляция и дозирование деминерализованной воды обеспечивают стабильность температурного режима и влагосодержания в колонне.

Восполнение технологических потерь агента, по мере необходимости, предусмотрено насосами Р-2619 и Р-2618 из резервуара для хранения свежего амина ТК-2810 и сливной емкости амина.

### *Установка очистки от меркаптанов*

После аминовой очистки от  $H_2S$  и  $CO_2$ , попутный нефтяной газ направляется на установку очистки от меркаптанов, основанную на использовании адсорбента SulfaTreat Select HP — гранулированного материала на основе оксидов железа. Удаление меркаптанов и остаточного  $H_2S$  происходит за счёт необратимой химической реакции с оксидом металла. Регенерация не предусмотрена, по мере исчерпания сорбционной ёмкости адсорбент заменяется.

Установка состоит из двух идентичных насадочных адсорбера, работающих попеременно. Газ после УАО подаётся на установку при температуре  $\sim 56^{\circ}C$  и давлении  $\sim 3,85$  МПа. В рабочем адсорбере происходит контакт газа с загрузкой сверху вниз. После очистки газ подаётся в систему топливного газа, где давление снижается до 1,1 МПа, и поступает к потребителям.

Для эффективного использования ресурса применяется попеременная схема работы. Один аппарат работает до достижения концентрации меркаптанов на выходе, после чего переключение потока осуществляется на второй адсорбер с заменённым поглотителем. Такой цикл повторяется по мере выработки ресурса сорбента.

### *Компрессор холодного пуска*

Компрессор холодного пуска представляет собой электроприводной поршневой компрессор, и спроектирован для компримирования подаваемого от 1-й ступени сепарации нефти УПН Кожасай газа с давления 0.25 МПа до 4.0 МПа, который используется для запуска системы подготовки топливного газа. Производительность компрессора холодного пуска, как уже отмечалось, достаточна для производства топливного газа для работы одной нитки газомоторных компрессоров сырьевого газа, и факельного хозяйства. После запуска одного газового компрессора, количество топливного газа, производимого системой подготовки топливного газа, увеличивается до уровня полной производительности, запускаются другие компрессоры, и вся станция переводится в рабочий режим.

Компрессорная установка холодного пуска УПГ Кожасай состоит из двух ступеней компримирования, скруббера на всасывании перед каждой ступенью и аппаратов воздушного охлаждения (АВО) после каждой ступени.

Попутный нефтяной газ с давлением 0.25 МПа подается в скруббер на всасывании 1-ой ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скруббера насосом через клапан поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на I-ую ступень компрессора. Газ после компримирования, с давлением 1.06 МПа и температурой  $111^{\circ}C$ , поступает в АВО

1-ой ступени компримирования, где охлаждается до  $50^{\circ}C$ , и с давлением 1.02 МПа направляется на II-ю ступень - на скруббер на всасывании II-ой ступени для отделения жидкости. Жидкость (смесь конденсата и кислой воды) выводится из скруббера через клапан поддержания уровня в закрытую дренажную систему, а газ направляется на II-ую ступень компрессора. Газ после компримирования, с давлением 4.07 МПа и температурой  $167^{\circ}C$ , поступает в АВО II-ой ступени компримирования, где охлаждается до  $50^{\circ}C$ , и с давлением 4.0 МПа направляется на установку аминовой очистки газа от сероводорода системы подготовки топливного газа.

### *Системы инженерного обеспечения*

Системы инженерного обеспечения включают в себя факельную систему, системы снабжения УПГ воздухом КИП, азотом, топливным газом, дизельным топливом, систему смазки и охлаждения компрессорных установок, площадки резервуаров для хранения амина, деминерализованной воды и дренажную систему УПГ с рядом подсистем (открытый и закрытый дренажи, дренажи гликоля, амина и кислой воды).

### *Факельное хозяйство*

Для сжигания сбросов природного газа предусмотрен вертикальный факел высотой 37 м, оборудованный двумя дежурными горелками с системой автоматического розжига - горелка системы факельного сжигания газа. Сброс газа возможен:

- из системы входной компрессии и подготовки (УОГ) газа, из УПТГ при пуске процесса и выводе его на режим;
- при продувках шлейфов, оборудования и трубопроводов УПГ;
- при локальном (и по сигналам противоаварийных защит) срабатывании предохранительных клапанов аппаратов, работающих под давлением.

### *Установка производства воздуха КИПиА.*

Для обеспечения воздухом КИП технологических и вспомогательных установок УПГ предусмотрена блочная установка полной заводской готовности, включающая:

- два компрессора (рабочий/резервный), 145 нм<sup>3</sup>/ч, 0,83 МПа;
- АВО (концевой холодильник);
- ресивер сырого сжатого воздуха;
- фильтр предварительной очистки (99,9 % от частиц >3 мкм);
- осушители с безнагревной регенерацией (точка росы –52 °C);
- панель управления.

Подготовленный воздух подаётся в ресивер (30 м<sup>3</sup>), далее — на коллектор к пневмоприводам запорной и регулирующей арматуры. Установлены датчики давления и ПАЗ по высокому/низкому давлению.

### *Система снабжения УПГ азотом.*

Предусмотрены две линии азота:

- низкого давления (0,8 МПа): мембранный генератор (50 нм<sup>3</sup>/ч), для инертизации оборудования перед пуском, создания инертных подушек;
- высокого давления (4,0 МПа): компрессорная установка (380 нм<sup>3</sup>/ч), для пневмоиспытаний, склад азота — 32 м<sup>3</sup>.

Стационарное снабжение азотом предусмотрено для аппаратов УОГ, УПТГ, компрессоров, хранилищ амина и др.

### *Система топливного газа (СТГ).*

Газ в систему топливного газа (для собственных нужд установки) поступает от УПТГ с температурой 56°C и давлением 3.7 МПа, проходит клапан регулирования давления и подается на скруббер (отбойную емкость) топливного газа. Из скруббера газ направляется в коллектор топливного газа УПГ и из него к потребителям. Жидкость из скруббера топливного газа отправляется в систему закрытого дренажа.

В скруббере топливного газа поддерживается давление 1.1 МПа.

Основными потребителями газа являются:

- газомоторные приводы компрессорных установок (входная компрессия);
- Кроме того, небольшие количества топливного газа используются:
  - в ребайлере регенерации гликоля;
  - на дежурных горелках факела;
  - для продувки факельного коллектора.
- для организации технологических сдувок и газовых подушек в аппаратах схемы регенерации амина, в сливных резервуарах амина и гликоля систем соответствующего дренажа и в резервуаре для хранения свежего амина;
  - в емкости выделенного ТЭГ.
  - в котельных в качестве резервного топлива.

*Хранилище амина.*

Для обеспечения нормативного запаса амина, необходимого для восполнения технологических потерь и на случай аварийной утечки амина из системы, предусмотрено хранилище свежего амина.

*Система масла компрессора и антифриза.*

Необходимой и важной системой любой компрессорной установки является его маслосистема, предназначенная для смазки цилиндров компрессорной установки, рамы компрессора (подшипники вала компрессора крейцкопфы привода цилиндров), а при применении газомоторных двигателей – система смазки двигателя. Кроме того, система инженерного обеспечения компрессорной установки включает в себя систему охлаждения двигателя и смазочного масла - система антифриза.

*Дренажная система.*

Дренажная система предназначена для безопасного дренажа, сбора и утилизации различных жидкостей, обращающихся в установке.

*Химическая лаборатория*

Модульное здание химической лаборатории (МЗХЛ) предназначено для проведения лабораторных исследований:

- кислый сырьевой газ для (ПНГ) с УПН Кожасай;
- осушенный кислый газ (ПНГ), подающийся в газопровод Кожасай-Алибекмола;
- топливный газ с УПТГ;
- входной анализ МДЭА и ТЭГ.

В процессе работы установок месторождения Кожасай в атмосферу выделяются основные загрязняющие вещества: серы диоксид, углерода оксид, смесь углеводородов предельных С1-С5, С6-С10, С12-С19, азота оксид, сероводород выброс которых составляет более 99.8 % от общего объема выбросов.

Производственные показатели предприятия по объемам произведенной продукции план и факт за последние три года представлены в таблице 2.2.1.

**Таблица 2.2.1 - Объем произведенной продукции за 2022-2024 годы (план и факт)**

Показатели	Год	2022		2023		2024	
		ед.изм	План	Факт	План	Факт	План
Нефть	тонн	580 168,22	562 499,97	511 067,00	505 550,00	476 882,00	476,887
Товарный газ	тыс. м <sup>3</sup>	307 031,489	340 890,831	299 448,396	305 807,419	288 818,302	346 086,777
СУГ марки СПБТ	тонн	26 435,569	28 694,746	27 035,028	27 411,071	25 103,668	29 184,989
Конденсат газовый стабильный	тонн	12 122,094	17 765,888	15 554,290	15 943,636	10 842,774	17 660,531
Сера гранулированная	тонн	5 895,149	6 356,651	5 478,325	5 625,829	5 650,022	6 378,703

Единый технологический процесс добычи нефти и попутного газа на предприятии ТОО «Казахойл Актобе» условно разделён на пять основных этапов (см. таблицу 2.2.2), каждый из которых включает комплекс производственных операций:

1. Добыча, сбор и транспортировка нефти – включает работу нефтяных скважин, сбор продукции скважин и её транспортировку на установки подготовки;
2. Подготовка нефти и воды – процессы отделения нефти от воды и механических примесей, обезвоживание и доведение до товарных кондиций;
3. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа – включает утилизацию, сепарацию и возможную переработку ПНГ для собственных нужд или последующей

транспортировки;

4. Поддержание пластового давления (ППД) – закачка подготовленной воды в продуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи;

5. Учёт нефти – измерение количества и качества товарной нефти, подготовка к отгрузке и передача на реализацию.

Каждый из этапов сопровождается образованием выбросов загрязняющих веществ, которые были учтены в рамках проекта нормативов допустимых выбросов на 2026 год.

Основные виды деятельности ТОО «Казахойл Актобе» представлены в таблице 2.2.3.

**Таблица 2.2.2 - Технологические этапы процесса добычи нефти и газа в ТОО «Казахойл Актобе»**

Наименование Технологического этапа	Краткое описание проводимых работ и результата Технологического этапа
<b>Добыча, сбор и транспортировка нефти</b>	
Фонтанный способ добычи нефти	При фонтанном способе добычи нефти подразумевается использование скважин, где подъем нефти на поверхность происходит с помощью пластовой энергии.
Добыча нефти с применением установки электроцентробежного насоса	Механизированный способ добычи нефти обеспечивает подъем нефти по скважине установкой электроцентробежного насоса
Добыча нефти с применением НДГ	Механизированный способ добычи нефти с применением непрерывно-дискретного газлифта, при котором скважина эксплуатируется без постороннего источника рабочего агента на собственном пластовом газе.
Транспортировка нефти	Транспортировка нефти производится по внутрипромысловым трубопроводам, при котором задействованы трубопроводы от добывающих скважин до пункта подготовки нефти.
<b>Подготовка нефти и воды</b>	
Подготовка нефти	При подготовке нефти осуществляются процессы сепарации, дегазации, демеркаптанизации, обессоливания и обезвоживания нефти. Подготовленная товарная нефть должна соответствовать требованиям С Т Р К 1347-2005 «Нефть. Общие технические требования».
Подготовка воды	Установка подготовки пластовой воды предназначена для очистки пластовой воды от захваченной ею нефтяных и механических примесей, а также частичной дегазации с последующим использованием в процессе заводнения пластов.
Хранение нефти	Товарная нефть после процесса подготовки поступает в резервуарный парк, который предназначен для приема, хранения и откачки подготовленной нефти.
<b>Подготовка и переработка попутного газа</b>	
Аминовая очистка	Очистка от сероводорода и углекислоты раствором амина
Щелочная очистка	Очистка газа от меркаптанов
Компримирование газа	4 компрессора сырого газа и 2 компрессора товарного газа
Установка регенерации серы	Получение товарной серы методом Клауса (термическая и каталитическая стадии)
Низкотемпературная конденсация и газофракционирование	Выделение из товарного газа широкой фракции лёгких углеводородов сжиженного газа
Водоподготовка и пароснабжение	Подготовка для технологических нужд деминерализованной воды и пара
Сжигание газа на факелях	Сжигание газа на факельной установке согласно лимитам
<b>Поддержание пластового давления</b>	
Закачка воды в пласт	Система поддержания пластового давления предназначена для заводнения нефтеносных пластов с целью повышения их нефтеотдачи. Принцип повышения нефтеотдачи заключается в том, что по мере протекания от нагнетательных водяных скважин к добывающим

Наименование Технологического этапа	Краткое описание проводимых работ и результата Технологического этапа
	скважинам вода вымывает из нефтеносной породы нефть и выносит её к добывающим скважинам.
<b>Учет нефти</b>	
Коммерческий узел учета нефти	Коммерческий узел учета нефти Emerson Process Management предназначен для определения количества и качества сдаваемой нефти с пределом допускаемой относительной погрешности массовых расходомеров не превышающей 0,25% по массе брутто при учетно-расчетных операциях между грузоотправителем и исполнителем.

**Таблица 2.2.3 – Основные виды деятельности ТОО «Казахойл Актобе»**

№ п/п	Наименование объекта	Вид деятельности	Номинальная производительность	Фактическая производительность (за предыдущие 3 года)			Специализация и основные технические характеристики	Дата ввода в эксплуатацию
				2022	2023	2024		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>м/р Алибекмола</b>								
1	ЦПНГ (цех подготовки нефти и газа)	Подготовка товарной нефти из нефтегазового сырья с последующей транспортировкой в систему трубопроводов Актюбинского нефтяного Управления Западного филиала АО «КазТрансОйл»	- по нефти до 2 000 000 т/год; - по газу до 484,0 млн. м <sup>3</sup> /год.	562 043 тонн	498 266 тонн	474 644 тонн	Товарная нефть согласно СТ РК 1347-2024	Август 2002 года
2	ЦДНГ (цех добычи нефти и газа)	Добыча пластовой жидкости (сырой нефти) м/р Алибекмола	Производственная мощность системы сбора и транспорта: 9 585 т/сут; 3,450 млн.т./год	562 500 тонн	505 550 тонн	476 887 тонн	Промышленная разработка продуктивных горизонтов карbonатной толщи КТ- 2: КТ- II-1, КТ- II-2	Сентябрь 2001 года
3	ЦППД (цех поддержания пластового давления)	Поддержание пластового давления на м/р Алибекмола	Производственная мощность ЦППД по объему закачиваемой воды 3 900,0 - 4 600,0 тыс.м <sup>3</sup> /год (при работе 2+2 и 3+1 высоконапорных насосов БКНС).	725 289 м.куб.	751 708 м.куб.	683 341 м.куб.	СППД предназначена для заводнения нефтеносных пластов с целью повышения их нефтеотдачи	Август 2005 года
4	ИЛ КОА (испытательная лаборатория)	Испытательная лаборатория КОА аккредитована в соответствии с ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 на проведение испытаний нефти и технологической воды с целью обеспечения контроля качества товарной продукции (нефти и газа) и технологического контроля производства	До 70 анализов в сутки	21600 анализов за год	23400 анализов за год	25200 анализов за год	Обеспечение лабораторного контроля путем проведения испытаний нефти, горючих природных газов, сжиженных углеводородных газов, конденсата газового стабильного, серы технической (гранулированной), воды	Июнь 2001 года, с 2010 года аккредитована по стандарту ISO/IEC 17025- 2019

№ п/п	Наименование объекта	Вид деятельности	Номинальная производительность	Фактическая производительность (за предыдущие 3 года)			Специализация и основные технические характеристики	Дата ввода в эксплуатацию
				2022	2023	2024		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		(технологические воды) согласно своей области аккредитации. Имеет сертификат аккредитации № KS.T. 05.0715.					в соответствие требованиями нормативных документов, процедур системы аккредитации Республики Казахстан и технологического контроля производства (технологические воды, атмосферный воздух, масла и смазки, технологические растворы и реагенты), в соответствии требованиям нормативных документов.	
<b>м/р Кожасай</b>								
5	ЦДНГ УПН (цех подготовки нефти и газа установка подготовки нефти)	Первичная подготовка добываемого нефтегазового сырья, поступающего от скважин нефтепромысла с последующей транспортировкой по трубопроводу до м/р Алибекмола ЦДНГ	- по нефти – 1 млн. 150 тыс т/год; - по газу – 288 млн. нм <sup>3</sup> /год.	380 967 тонн	342 957 тонн	319 929 тонн	Первичная дегазация нефти, передача сырого газа на газовые комплексы УПГ-29 и УППГ-40.	Декабрь 2004 года
6	ЦДНГ УДНГ (цех добычи нефти и газа участок ДНГ)	Добыча пластовой жидкости (сырой нефти) м/р Кожасай	Производственная мощность системы сбора и транспорта: 9 000 т/сут; 3,285 млн т./год	380 967 тонн	342 957 тонн	319 929 тонн	Промышленная разработка продуктивных горизонтов карбонатной толщи КТ-2: КТ- II-1, КТ- II-2	Ноябрь 2004 года
7	ЦДНГ УППД (цех поддержания пластового давления)	Поддержание пластового давления на м/р Кожасай	Производственная мощность УППД по объему закачиваемой	371 766 м.куб.	369 552 м.куб.	338 359 м.куб.	СППД предназначена для заводнения нефтеносных пластов с	Август 2010 года

№ п/п	Наименование объекта	Вид деятельности	Номинальная производительность	Фактическая производительность (за предыдущие 3 года)			Специализация и основные технические характеристики	Дата ввода в эксплуатацию
				2022	2023	2024		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	участок поддержания пластового		воды 1 606 тыс м <sup>3</sup> /год или 4 400 м <sup>3</sup> /сут.				целью повышения их нефтеотдачи	

### **3. Характеристика текущего состояния территории, на которой планируется строительство, реконструкция и (или) эксплуатация объекта**

#### **3.1 Соотношение фактических концентраций МЗВ в атмосферный воздух с установленными технологическими показателями в СНДТ\*/BREF\*\***

Определение объектов технологического нормирования и маркерных загрязняющих веществ осуществлялось в соответствии с пунктом 1. Статьи 40 ЭК РК, параграфом 2 Правил определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на атмосферный воздух с учетом результатов ежегодного производственного экологического мониторинга.

При определении объектов технологического нормирования и маркерных веществ проводился анализ имеющейся в ТОО «Казахойл Актобе» технической документации, регламентирующей проведение технологических операций (проектная (конструкторская) документация, технологические регламенты, руководства (инструкции) по эксплуатации, схемы, технические условия и другая эксплуатационная документация) по производству продукции, выполнению работ.

Исходя из характера производственной деятельности объектов ТОО «Казахойл Актобе», информация о действующих технологических процессах и подпроцессах предприятия сравнивалась с техниками, представленными в проектах следующих СНДТ и ЗНДТ:

Добыча нефти и газа;

Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии.

СНДТ и ЗНДТ в соответствии с Приложением 3 ЭК РК распространяются на: добычу нефти и газа.

В соответствии с областью применения СНДТ и ЗНДТ не распространяются на следующие виды деятельности и технологические процессы:

- 1) бурение скважин;
- 2) транспортировку сырой нефти, попутного и природного газа, продуктов переработки нефти и газа (за пределами границ месторождений);
- 3) некоторые процессы вспомогательного производства, такие как работа станков в ремонтных мастерских, вертолетных площадок, объекты охраны /сигнализации, пожарные депо, автотранспортное хозяйство, системы вентиляции;
- 4) монтаж, установка промышленных машин и оборудования;
- 5) период ремонта и технического обслуживания, в том числе машин/ оборудования для добычи нефти и газа;
- 6) регулирование факельного сжигания при техническом обслуживании, ремонтных и пусконаладочных работах технологического оборудования.
- 7) на технологическое оборудование/установки валовые эмиссии которых в атмосферу составляют менее 1 тонны в год;
- 8) источники неорганизованных выбросов.

Объекты технологического нормирования определены в зависимости от объемов и состава выбросов загрязняющих веществ, связанных с основными технологическими процессами на ТОО «Казахойл Актобе».

Ниже представлен список основных установок технологического нормирования ТОО «Казахойл Актобе» связанных с непрерывными выбросами загрязняющих веществ атмосферный воздух:

1. Цех по подготовке нефти (ЦППН) (м/р Алибекмола);
2. Установка регенерации серы (м/р Алибекмола);
3. Установка осушки газа (м/р Кожасай).

На этих установках определены следующие технологические объекты, на которых определены технологические показатели, связанные с применением НДТ согласно заключению по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» от 11 марта 2024 года №159. К таким объектам относятся:

- Печь ПТБ-10Э/А – ИЗА №0047;
- Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901) – ИЗА №0106;
- Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261 – ИЗА №0090.

Для каждого объекта технологического нормирования проведен анализ выбросов ЗВ за последние три года согласно отчетам ПЭК. На основе данных по концентрациям ЗВ в 2022, 2023 и 2024 годах были выделены следующие маркерные загрязняющие вещества (МЗВ):

- CO (углерода оксид);
- SO<sub>2</sub> (диоксид серы);
- NO<sub>x</sub> (оксиды азота).

Эти вещества выбраны в качестве маркерных на основе их стабильного присутствия в выбросах.

Анализ выбросов маркерных ЗВ от источников выделения за 2022-2024 годы представлен в таблице 3.1.1.

Перечень объектов технологического нормирования, относящихся к области применения СНДТ, и маркерных ЗВ для объектов ТОО «Казахойл Актобе» представлен в таблице 3.1.2.

**Таблица 3.1.1 - Выбросы маркерных ЗВ от источников выделения за 2022-2024 годы**

№ п/п	Источник выделения ЗВ	Номер источника ЗВ	Наименование маркерного вещества	Выбросы загрязняющего вещества за 2022 г. мг/Нм <sup>3</sup>	Выбросы загрязняющего вещества за 2023 г. мг/Нм <sup>3</sup>	Выбросы загрязняющего вещества за 2024 г. мг/Нм <sup>3</sup>	Максимальные выбросы загрязняющих веществ, мг/Нм <sup>3</sup>	Удельные показатели, мг/Нм <sup>3</sup>	НДТ по СНДТ добычи нефти и газа
<b>м/р Алибекмола</b>									
1	Печь ПТБ-10Э/А	0047	Оксиды азота, выраженные как NOx	86	67	54	86	140	НДТ 21
				54	42	21	54		
			SO2	0	0	0	0	5-35	
			Окись углерода, выраженная как CO	288	220	962	962	менее 100	
2	Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901)	0106	Оксиды азота, выраженные как NOx	85	161	37	161	300	НДТ 37
				96	37	139	139		
			SO2	8285	7730	7362	8285	≤ 800	
			Окись углерода, выраженная как CO	2407	1835	2531	2531	109-440	
<b>м/р Кожасай</b>									
3	Ребойлер гликоля ТЭГ E-2261	0090	Оксиды азота, выраженные как NOx	77	59	78	78	160	НДТ 21
				76	53	82	82		
			SO2	0	0	0	0	5-35	
			Окись углерода, выраженная как CO	303	293	268	303	менее 100	

**Таблица 3.1.2 - Технологические показатели (уровни эмиссий), связанные с применением наилучших доступных техник, для выбросов в атмосферный воздух**

№ п/п	Наименование установки (техник) в соответствии с технологической документацией	Источник выделения ЗВ	Номер источника ЗВ	Наименование НДТ и источника выделение по СНДТ	Наименование маркерного ЗВ	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>
<b>м/р Алибекмола</b>						
1	Цех по подготовке нефти (ЦППН)	Печь ПТБ-10Э/А	0047	НДТ 21. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух, а также сокращения потерь тепловой энергии от технологических процессов, НДТ заключается в применении одной или комбинации техник, приведенных в НДТ (раздел 6.9).	Окись углерода, выраженная как CO	менее 100
					Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	30–150*
				Технологическая печь (печь подогрева)	SO <sub>2</sub>	5-35
2	Установка регенерации серы	Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901)	0106	НДТ 37. В целях сокращения выбросов в атмосферу в процессах извлечения серы / производства технической серы НДТ заключается в надлежащем удалении отходящих газов процесса путем направления их в систему дожига хвостовых газов. Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, из раздела 6.13.	Окись углерода, выраженная как CO	109-440
				Термический окислитель	SO <sub>2</sub>	≤ 800**
<b>м/р Кожасай</b>						
3	Установка осушки газа	Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261	0090	НДТ 21. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух, а также сокращения потерь тепловой энергии от технологических процессов, НДТ заключается в применении одной или комбинации техник, приведенных в НДТ (раздел 6.9).	Окись углерода, выраженная как CO	Менее 100
					Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	30-150*
				Технологическая печь	SO <sub>2</sub>	5-35

Примечание:

\*Для существующих установок с предварительным подогревом воздуха или содержанием N<sub>2</sub> в топливе более 0,5%, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 200 мг/нм<sup>3</sup>.

\*\* Применительно к установкам извлечения серы из газа месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе.

Принятые технологические показатели представлены в таблице 3.1.3.

**Таблица 3.1.3 – Принятые технологические показатели для выбросов в атмосферный воздух**

№ п/п	Наименование производства/цеха	Номер и наименование источника загрязнения	Наименование установки/секции	Наименование источника выделения	Наименование загрязняющих веществ	Технологические показатели, связанные с применением НДТ, мг/нм <sup>3</sup>	
						по Заключению НДТ	принятые ТОО «Казахойл Актобе»
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>м/р Алибекмола</b>							
1	Цех по подготовке нефти (ЦППН)	0047 Дымовая труба	Цех по подготовке нефти (ЦППН)	Печь ПТБ-10Э/А	Окись углерода, выраженная как СО	менее 100	Углерод оксид (CO) - 99
					Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	30–150*	Оксиды азота (NOx) – 150
					SO <sub>2</sub>	5-35	-
2	Установка регенерации серы	0106 Дымовая труба	Установка регенерации серы	Термический окислитель (печь дожига, поз.М-1901)	Окись углерода, выраженная как СО	109-440	Углерод оксид (CO) - 440
					SO <sub>2</sub>	≤ 800**	Сера диоксид (SO <sub>2</sub> ) – 800
<b>м/р Кожасай</b>							
3	Установка осушки газа	0090 Дымовая труба	Установка осушки газа	Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261	Окись углерода, выраженная как СО	менее 100	Углерод оксид (CO) - 99
					Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	30–150*	Оксиды азота (NOx) – 150
					SO <sub>2</sub>	5-35	-

Примечание:

\*Для существующих установок с предварительным подогревом воздуха или содержанием N<sub>2</sub> в топливе более 0,5%, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 200 мг/нм<sup>3</sup>.

\*\* Применительно к установкам извлечения серы из газа месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе.

### **3.2 Соотношение фактических концентраций МЗВ в сбросах с установленными в СНДТ\*/BREF\*\***

В соответствии с ЭК РК технологические нормативы для объектов технологического нормирования, устанавливаемые в рамках КЭР, не должны превышать соответствующие технологические показатели (при их наличии), связанные с применением наилучших доступных техник по конкретным областям их применения, установленные в заключениях к Справочникам по НДТ.

Для определения объектов технологического нормирования и маркерных веществ, характеризующих технологические процессы на производственных объектах ТОО «Казахойл Актобе», в настоящем Проекте проведён анализ технической документации, регулирующей выполнение технологических операций (проектной и конструкторской документации, технологических регламентов, руководств и инструкций по эксплуатации, схем, технических условий и иной эксплуатационной документации). Информация о действующих технологических процессах и подпроцессах ТОО «Казахойл Актобе» в настоящем Проекте проанализированы на основе Справочника НДТ «Добыча нефти и газа» и Заключения к нему.

Для каждого объекта технологического нормирования проведен анализ технологических показателей сброса ЗВ за период с 2022 по 2024 г. В качестве фактических технологических показателей принимались данные концентраций ЗВ из Проектов НДС за 2022-2024 гг.

#### **3.2.1 Краткая характеристика технологии производства, технологического оборудования, используемого сырья и материалов, влияющих на качество и состав сточных вод**

Деятельность ТОО «Казахойл Актобе» относится к нефтяной отрасли, характеризующейся образованием попутно-пластовых и бытовых сточных вод.

В производственных целях, основной объем воды используется на поддержание пластового давления, в санитарно-бытовых и хозяйственно-питьевых целях, основной объем воды используется на приготовление пищи, на душевые и питьевые цели.

Хозяйственно-бытовые сточные воды месторождений Алибекмала и Кожасай поступают на комплекс очистных сооружений хозяйствственно-бытовых сточных вод производительностью 100 м<sup>3</sup>/сут, далее на сброс в приемники очищенных сточных вод (пруд-накопитель).

Объекты ТОО «Казахойл Актобе» на месторождениях Алибекмала и Кожасай включают подразделения производственного назначения, непосредственно участвующие в добыче нефти, вспомогательные производственные площадки, обслуживающие основное производство, а также жилищно-бытовой сектор – вахтовые поселки месторождений Алибекмала и Кожасай с объектами хозяйственного бытового назначения.

Все промплощадки основные, вспомогательные и вахтовые поселки Мунайши и Кожасай являются водопользователями.

Цель водопользования на месторождениях, это:

- технологические нужды: поддержание пластового давления, для процесса обессоливания при подготовке нефти и другие технологические нужды;
- вспомогательные и хозяйствственно-питьевые нужды: нужды обслуживающего и административного персонала, объекты социально-бытового назначения (общежития, столовые, медицинские пункты), гигиена производственных помещений, полив зеленых насаждений и твердых покрытий.

Расчет расходов воды на производственные нужды выполнен проектом «Удельные нормы водопотребления и водоотведения ТОО «Казакойл Актобе», согласованные Министерством водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан Комитетом по

водным ресурсам № KZ38VUV00009431 (месторождение Алибекмола) от 15.08.2024 г. сроком до 05.08.2029 года и № KZ65VUV00009430 (месторождение Кожасай) от 15.08.2024 г. сроком до 05.08.2029 года.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности на месторождениях Алибекмола и Кожасай, отводятся на комплекс очистных сооружений хозяйствственно-бытовых сточных вод (КОС), производительностью 100 м<sup>3</sup>/сут, с последующим сбросом в пруды-накопители.

### **Источники водоснабжения**

Водоснабжение вахтового поселка месторождения «Алибекмола» осуществляется по следующей схеме: вода из источника водоснабжения насосной станцией I-го подъема подается по напорному водоводу к резервуарам насосной станции II-го подъема водозабора «Кумжарган». Кроме насосной станции на водозаборе установлены два резервуара объемом 250,0 м<sup>3</sup> каждая, хлораторная и бактерицидная установка. Далее, по отводу от основной водопроводной сети некоторый объем воды через систему водонапорных колодцев подается на ППН, где установлены резервуары воды для пожаротушения, блок учета воды лаборатория.

В водопроводную сеть вахтового поселка Мунайши вода поступает непосредственно по основному напорному водопроводу. На территории вахтового поселка расположены насосная станция III-го подъема, два резервуара емкостью 250,0 м<sup>3</sup> каждая.

В качестве источника воды для полевого лагеря на месторождении «Кожасай» используются скважины, оборудованных электронасосами I-го подъема. Далее вода по водоводу через узел насосной станции II-го подъема подается во внутренние сети полевого лагеря. Напорный водовод построен из стальных труб диаметром 100 мм.

Протяженность водовода составляет около 1,0 км.

Водопотребление на хозяйственно-питьевые и бытовые нужды по вахтовому поселку Мунайши составляет 100 м<sup>3</sup>/сутки, по вахтовому поселку на площадке №22 – 50 м<sup>3</sup>/сутки и по полевому лагерю месторождения «Кожасай» – 100 м<sup>3</sup>/сутки.

### **Пластовая вода**

Согласно технологическим решениям, образующаяся при добыче нефти пластовая вода является попутной и обратно закачиваемой (возвращаемой) в нефтяную часть залежи для поддержания пластового давления.

Закачка пластовых вод осуществляется согласно Разрешению на специальное водопользование №KZ43VTE00264034 от 01.10.2024 г. (месторождение Алибекмола) и №KZ56VTE00263994 от 30.09.2024 г. (месторождение Кожасай) выданных РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан» на закачку в пласт для поддержания пластового давления на месторождениях нефти и газа Алибекмола и Кожасай.

Отвод вод (обратная закачка пластовых вод) и технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления) – не нормируется согласно ст.213, п.3, п.п.1 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI и п.43 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», где говорится, о том, что закачка пластовых вод, добывшихся попутно с углеводородами, морской воды, опресненной воды, технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления не является сбросом и нормативы допустимого сброса в таких случаях не устанавливаются.

### **Оборотное водоснабжение**

Водооборотных систем на производственных объектах нет. Повторное использование воды возможно только в цехе поддержания пластового давления (ЦППД). В этот цех для закачки в скважины из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) передается вода, использованная для подготовки нефти к сдаче (обессоливание нефти).

### **Водоотведение**

В процессе производственной и хозяйственно-бытовой деятельности на промплощадках месторождения формируются производственные, хозяйственно-бытовые сточные воды.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей рабочих, инженерно-технических сотрудников и обслуживающего персонала месторождения.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности на месторождениях Алибекмала и Кожасай, отводятся на комплекс очистных сооружений (КОС) с последующим сбросом в пруды-накопители.

Канализационная сеть вахтового поселка «Мунайши» месторождения «Алибекмала» представляют собой канализационный самотечный коллектор длиной около 150,0 м из керамических труб диаметром 150,0 мм и стальной трубы диаметром 108,0 мм, а также канализационной насосной станцией, имеющей в наличии два насоса: основной и аварийный. Хозяйственно-бытовые сточные воды по самотечному коллектору поступают в железобетонные колодца, оттуда насосом доставляются на станцию биологической очистки, после сбрасываются в пруд- накопитель.

Хозяйственно-бытовые стоки вахтового поселка площадки №22 самотеком поступают в канализационно-насосную станцию. С помощью КНС эти стоки поступают на очистные сооружения, далее – на поля фильтрации. Общая длина канализационных сетей составляет около 1 км.

Канализационная сеть полевого лагеря месторождения «Кожасай» представляют собой канализационный самотечный коллектор длиной около 150,0 м из керамических труб диаметром 150,0 мм и стальной трубы диаметром 108,0 мм, а также канализационной насосной станцией, имеющей в наличии два насоса: основной и аварийный.

Хозяйственно-бытовые сточные воды по самотечному коллектору поступают в подземную емкость. Из подземной емкости стоки забираются насосами канализационной станции, и далее подаются по напорному канализационному трубопроводу до комплекса очистных сооружений, где насосом доставляются на станцию биологической очистки.

### **3.2.2 Краткая характеристика очистных сооружений, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.**

Очистные сооружения вахтового поселка Мунайши предназначены для полной биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод производительностью 100 м<sup>3</sup> в сутки. Очистные сооружения располагаются на подготовительной площадке и представляют собой блочное сооружение полной заводской готовности. Очистные сооружения состоят из трех модулей: двух основных и одного вспомогательного. В основных модулях происходит непосредственная очистка воды. Третий вспомогательный модуль разделен на воздуходувную, электролизную и электрощелочевую. Технология очистки сточных вод, следующая: сточные воды по канализационной сети, поступают в блок механической очистки, где происходит отделение грубодисперсных примесей, после чего стоки направляются в тонкослойный отстойник. С целью интенсификации работы очистных сооружений использована система аэрации. Аэротенки выполнены из полимерных материалов в стальных конструкциях и занимают небольшие площадки. Последовательное соединение секций и поддержание в них оптимальной концентрации

кислорода формирует цепочку, зависящую от концентрации механических и биогенных элементов. В целом технологический процесс основан на методе полного окисления с аэробной стабилизацией. В аэрационной части установки в последней фазе очистки происходит полная минерализация активного ила. Блок доочистки совмещен с отстойником и работает в режиме фильтрации. Очищенный сток поступает в резервуар смешения, где происходит обеззараживание. После очистки сточные воды сбрасываются в пруд - накопитель.

Комплекс очистных сооружений полевого лагеря Кожасай предназначены для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих в канализационный трубопровод предприятия. Комплекс очистных сооружений состоит из:

- канализационного самотечного коллектора из керамических труб диаметром 150 мм и стальной трубы диаметром 108 мм;
- канализационной насосной станции, имеющей в комплекте два насоса: основной и аварийный;
- станции биологической очистки сточных вод;
- пруда-накопитель очищенных сточных вод.

#### ***Укрупненный анализ технического состояния очистных сооружений***

Очистные сооружения предприятия по месторождению Алибекмола были введены в эксплуатацию в 2005 году. Производительность очистных сооружений составляет 100 м<sup>3</sup>/сут. Очистные сооружения предприятия по месторождению Кожасай были введены в эксплуатацию в 2008 году. Производительность очистных сооружений составляет 100 м<sup>3</sup>/сут.

#### ***Характеристика эффективности работы очистных сооружений***

Проектная эффективность работы очистных сооружений представлена из паспорта. Фактическая эффективность работы очистных сооружений определена по концентрации загрязняющих веществ на входе и выходе очистных сооружений. Для этой цели согласно графику и в местах, указанных в графике аналитического контроля технологического процесса очистки сточных вод, отбираются пробы для определения в лаборатории содержания загрязняющих веществ до и после очистного сооружения.

Эффективность (%) работы очистного сооружения определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \times 100\%,$$

где: K<sub>1</sub> – концентрация загрязняющих веществ до очистки, мг/л;  
K<sub>2</sub> – концентрация загрязняющих веществ после очистки, мг/л.

Проектная производительность и фактическая нагрузка, техническое состояние и эффективность очистки сточных вод по проекту и фактически по анализам очистных сооружений производительностью 100 м<sup>3</sup>/сут. месторождениям Алибекмола и Кожасай приведены в таблице 3.2.1-3.2.2.

Применяемый метод очистки сточных вод на КОС соответствует научно-техническому уровню очистки бытовых сточных вод, применяемому в стране и на территории постсоветского пространства.

Эффективность работы аэротенков определяется в лабораторных условиях путем сравнения результатов анализа проб, взятых до поступления сточной воды в аэротенки и после выхода из них.

Для нормальной работы аэротенков необходимо регулярно контролировать дозу активного ила (в начале, в средней части и в конце аэротенка). При нормальной работе аэротенков доза активного ила по всей их длине должна быть примерно в одинаковых пределах и составлять 15- 20 % по объему или 1,72-2,3 г/л по сухому веществу.

Одним из условий правильной работы аэротенков является равномерное непрерывное распределение воды по каждой секции аэротенка, а также равномерная подача воздуха и активного ила.

На рисунках 5-6 представлены ситуационные схемы очистных сооружений вахтового поселка Мунайшы (месторождение Алибекмона) и вахтового поселка Кожасай (месторождение Кожасай).

**Таблица 3.2.1 – Эффективность работы очистных сооружений пруда-накопителя в/п Мунайши (м/е Алибекмола)**

Очистное сооружение	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			Проектные показатели			Фактические показатели (средние за 3 года)		
		м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	тыс. м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /ч	м <sup>3</sup> /сут	тыс. м <sup>3</sup> /год	Концентрация, мг/дм <sup>3</sup>		Степень очистки, %	Концентрация, мг/дм <sup>3</sup>		Степень очистки, %
								до	после		до	после	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выпуск №1 - пруд-накопитель в/п Мунайши (м/е Алибекмола)	Взвешенные вещества	4,17	100	365	2,16	51,84	18,922	180,1	62,42	65,3	72,47	38,00	47,6
	БПК <sub>5</sub>							210	4,9	97,7	13,88	1,84	86,7
	Азот аммонийный							28,78	18,68	35,1	35,96	6,87	80,9
	АПАВ							0,198	0,12	39,4	0,18	0,07	61,1
	Нефтепродукты							0,58	0,07	87,9	0,16	0,02	86,4
	ХПК							17,95	6,84	61,9	29,85	3,93	86,8
	Нитраты							1,687	0,54	68,0	9,89	0,25	97,5
	Нитриты										0,16	0,03	79,3
	Сульфаты										104,33	51,38	50,8
	Фосфаты							0,56	0,186	66,8	0,21	0,08	61,2
	Хлориды										122,20	27,90	77,2

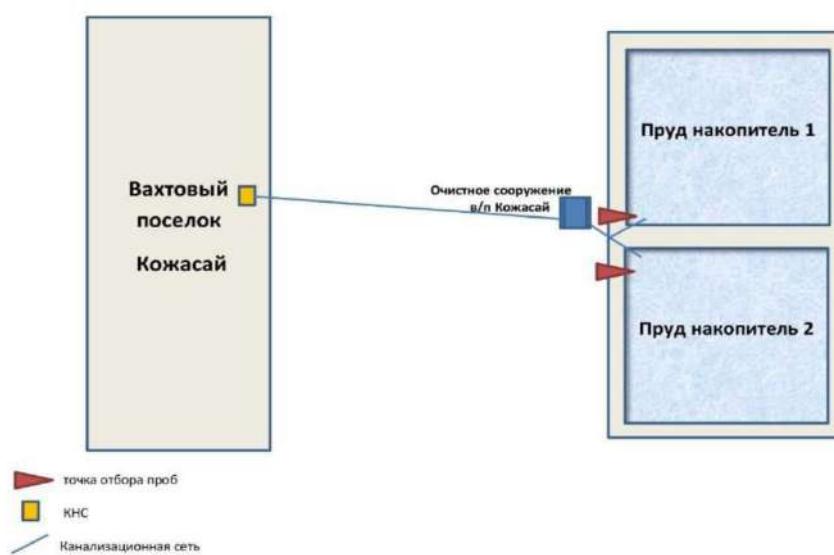
**Таблица 3.2.2 – Эффективность работы очистных сооружений пруда-накопителя полевого лагеря Кожасай (м/е Кожасай)**

Очистное сооружение	Наименование показателей, по которым производится очистка	Мощность очистных сооружений						Эффективность работы					
		проектная			фактическая			Проектные показатели			Фактические показатели (средние за 3 года)		
		<b>м<sup>3</sup>/ч</b>	<b>м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>тыс. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>м<sup>3</sup>/ч</b>	<b>м<sup>3</sup>/сут</b>	<b>тыс. м<sup>3</sup>/год</b>	<b>Концентрация, мг/дм<sup>3</sup></b>		<b>Степень очистки, %</b>	<b>Концентрация, мг/дм<sup>3</sup></b>		<b>Степень очистки, %</b>
								<b>до</b>	<b>после</b>		<b>до</b>	<b>после</b>	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>
Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь Кожасай (м/е Кожасай)	Взвешенные вещества	4,17	100	365	1,48	35,52	12,965	180,1	62,42	65,3	65,45	25,35	61,3
	БПК <sub>5</sub>							12,24	4,72	61,4	16,67	1,94	88,3
	Азот аммонийный							28,78	18,68	35,1	39,40	5,07	87,1
	АПАВ							0,198	0,12	39,4	0,10	0,04	59,8
	Нефтепродукты							0,584	0,07	88,0	0,09	0,04	59,4
	ХПК							17,95	6,84	61,9	34,92	5,34	84,7
	Нитраты							1,687	0,54	68,0	21,95	0,11	99,5
	Нитриты										5,47	0,02	99,6
	Сульфаты										181,32	76,90	57,6
	Фосфаты							0,56	0,186	66,8	0,39	0,14	62,5
	Хлориды										435,08	76,42	82,4

Ситуационная-схема очистных сооружений в/п Мунайши


**Рисунок 5 – Ситуационная схема очистных сооружений вахтового поселка Мунайши (месторождение Алибекмола)**

Ситуационная-схема очистных сооружений в/п Кожасай


**Рисунок 6 – Ситуационная схема очистных сооружений вахтового поселка Кожасай (месторождение Кожасай)**

### 3.2.3 Сведения о концентрации загрязняющих веществ в сточных водах за последние три года.

#### Качественные и количественные характеристики сточных вод. Качественные показатели

В ТОО «Казахойл Актобе» ведется аналитический контроль состава очищенных сточных вод, сбрасываемых в пруды-накопители, учет поступающей воды и учет объемов отводимых очищенных сточных вод в пруды-накопители.

В рамках проведения производственного экологического контроля ежегодно проводятся аналитические исследования очищенных сточных вод с целью соблюдения установленных нормативов допустимых сбросов.

Лабораторный контроль за качественным составом сточных вод до и после очистки, а также в пруду-накопителе выполняется в соответствии с утвержденной «Программой производственного экологического контроля».

Для определения качества хозяйственно-бытовых сточных вод учтенных в нормировании сбросов принимаются средние значения по концентрации загрязняющих веществ за последние три года, которые представлены в таблице 3.2.3.

**Таблица 3.2.3 - Средние результаты аналитических данных качественного состава хозяйственно-бытовых сточных вод за 2022-2024 гг.**

Загрязняющее вещество	Концентрация ЗВ, мг/дм <sup>3</sup>						Средняя за 3 года	ЭНК		
	2022 год		2023 год		2024 год					
	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие				
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
<b>Выпуск №1 - пруд-накопитель в/п Мунайши (месторождение Алибекмола)</b>										
Взв.вещества	49,65	50	41,200	33,413	29,873	27,800	38,66	-		
БПК <sub>5</sub>	2,42	2,45	1,805	1,583	1,478	1,355	1,85	-		
Азот аммонийный	10,21	10,25	7,235	5,957	5,498	4,075	7,20	-		
АПАВ	0,09	0,088	0,068	0,058	0,056	0,054	0,07	-		
Нефтепродукты	0,03	0,028	0,019	0,019	0,016	0,018	0,02	-		
ХПК	5,90	5,92	3,656	3,160	2,850	2,705	4,03	-		
Нитраты	0,37	0,38	0,173	0,235	0,170	0,150	0,25	-		
Нитриты	0,04	0,04	0,028	0,031	0,030	0,020	0,03	-		
Сульфаты	64,15	64,5	59,400	52,267	48,250	33,750	53,72	-		
Фосфаты	0,11	0,112	0,095	0,076	0,065	0,054	0,09	-		
Хлориды	40,90	41	25,225	25,667	20,225	14,000	27,84	-		
<b>Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь Кожасай (месторождение Кожасай)</b>										
Взв.вещества	29,825	29,9	28,86	25,78	21,4	18,4	25,69	-		
БПК <sub>5</sub>	2,275	2,35	2,0865	1,9975	1,49	1,55	1,96	-		
Азот аммонийный	6,225	6,28	5,6075	4,7405	3,69	4,08	5,10	-		
АПАВ	0,0525	0,052	0,0385	0,0325	0,031	0,0285	0,04	-		
Нефтепродукты	0,054	0,05	0,036	0,037	0,0255	0,0215	0,04	-		
ХПК	6,31	6,3	5,638	5,102	4,575	4,235	5,36	-		
Нитраты	0,135	0,12	0,117	0,11	0,0905	0,0935	0,11	-		
Нитриты	0,0295	0,025	0,024	0,02	0,015	0,012	0,02	-		
Сульфаты	92,95	93,5	84,3785	72,74	61,85	60,5	77,58	-		
Фосфаты	0,1265	0,12	0,101	0,4855	0,061	0,061	0,16	-		
Хлориды	82,25	87,5	86,7	73,5	68,25	64,35	77,09	-		

### 3.2.4 Анализ объектов технологического нормирования сбросов

При изучении документа были проанализированы область применения, процессы, на которые распространяется НДТ, а также техники, которые были отнесены к НДТ, и их описание. На основании проведенного анализа было установлено, что в СНДТ и ЗНДТ представлены техники, применяемые на нефтегазовых производствах при добыче и подготовке и являющиеся источниками образования производственных сточных вод.

Хозяйственно - бытовые сточные воды образуются в результате функционирования объектов жизнедеятельности нефтегазодобывающих компаний и загрязнены веществами минерального, органического и бактериологического происхождения. В СНДТ не рассматриваются (пункт 1.6.2, раздел 1.6 СНДТ).

Открытые и общедоступные данные по качественному и количественному составу эмиссий загрязняющих веществ в сбросах нефтегазодобывающей отрасли в Республики Казахстан в настоящее время отсутствуют.

Информация о действующих процессах и подпроцессах ТОО «Казахойл Актобе» сравнивалась с СНДТ и ЗНДТ.

На основании СНДТ и ЗНДТ проведена оценка соответствия применяемых в ТОО «Казахойл Актобе» технологических процессов по сбросу ЗВ по следующим техникам:

- Мониторинг сбросов загрязняющих веществ в каждом выпуске сточных вод НДТ 7 (раздел 6.5 СНДТ);
  - Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами НДТ 9 (раздел 6.5 СНДТ и ЗНДТ);
  - Заключение по НДТ для канализации и очистных сооружений (очистка сточных вод) НДТ 50, НДТ 51, НДТ 52 (раздел 6.18 СНДТ и ЗНДТ);

В таблицах 3.2.4.-3.2.6 представлена оценка соответствия технологических процессов очистки сточных вод, применяемых ТОО «Казахойл Актобе», наилучшим доступным техникам, согласно СНДТ и ЗНДТ.

**Таблица 3.2.4 - Оценка процедуры мониторинга сбросов в водные объекты и на рельеф местности выполняемого в ТОО «Казахойл Актобе» на соответствие СНДТ и ЗНДТ.**

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл Актобе»	Оценка соответствия																																																																																							
<b>НДТ 7.</b>  <b>НДТ заключается в мониторинге сбросов загрязняющих веществ в каждом выпуске сточных вод (раздел 6.5)</b>	<p>НДТ заключается в мониторинге сбросов маркерных загрязняющих веществ в месте выпуска сточных вод и устанавливаются на уровне экологических нормативов качества вод, утверждаемых в порядке, определенном законодательством РК.</p> <p>Частота мониторинга сбросов, связанные с применением НДТ:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>№ п/п</th> <th>Наименование загрязняющего вещества</th> <th>Частота мониторинга</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3"><b>Пруд-накопитель</b></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Взвешенные вещества</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Азот аммонийный</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Железо (вкл. хлорное железо) по Fe</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Нефтепродукты</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Сульфаты (по SO<sub>4</sub>)</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Хлориды (по Cl)</td> <td>Ежеквартально</td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>Утилизация в недра</b></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Взвешенные вещества</td> <td>Еженедельно</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Железо (вкл. хлорное железо) по Fe</td> <td>Еженедельно</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Нефтепродукты</td> <td>Еженедельно</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Сероводород</td> <td>Еженедельно</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Сульфаты (по SO<sub>4</sub>)</td> <td>Еженедельно</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>Хлориды (по Cl)</td> <td>Еженедельно</td> </tr> </tbody> </table> <p>1) Относится к составной пробе, пропорциональному потоку, взятому в течение 24 часов, или, при условии, что продемонстрирована достаточная стабильность потока, к образцу, пропорциональному времени;</p> <p>2) Закачка в недра технологических растворов и (или) рабочих агентов для добычи полезных ископаемых в соответствии с проектами и технологическими регламентами, по которым выданы экологические разрешения и положительные заключения экспертиз, предусмотренных законами Республики Казахстан;</p>	№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга	<b>Пруд-накопитель</b>			1	Взвешенные вещества	Ежеквартально	2	Азот аммонийный	Ежеквартально	3	Железо (вкл. хлорное железо) по Fe	Ежеквартально	4	Нефтепродукты	Ежеквартально	5	Сульфаты (по SO <sub>4</sub> )	Ежеквартально	6	Хлориды (по Cl)	Ежеквартально	<b>Утилизация в недра</b>			1	Взвешенные вещества	Еженедельно	2	Железо (вкл. хлорное железо) по Fe	Еженедельно	3	Нефтепродукты	Еженедельно	4	Сероводород	Еженедельно	5	Сульфаты (по SO <sub>4</sub> )	Еженедельно	6	Хлориды (по Cl)	Еженедельно	<p>В ТОО «Казахойл Актобе» на регулярной основе осуществляется мониторинг за сбросами и воздействием на подземные и поверхностные воды согласно разработанным программам ПЭК, разрабатываются Проекты нормативов ДС с получением Разрешений на сбросы согласно законодательству РК.</p> <p>План-график мониторинга сточных вод на очистных сооружениях ТОО «Казахойл Актобе» представлен в таблицах ниже:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>№ п/п</th> <th>Наименование загрязняющего вещества</th> <th>Частота мониторинга</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3"><b>Пруд-накопитель в/п Мунайши (месторождение Алибекмода)</b></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Взвешенные вещества</td> <td rowspan="12">1 раз в квартал</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Нефтепродукты</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Азот аммонийный</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Нитраты</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Нитриты</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>БПК<sub>5</sub></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>АПАВ</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Сульфаты</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>Хлориды</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Фосфаты</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>pH</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>ХПК</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>№ п/п</th> <th>Наименование загрязняющего вещества</th> <th>Частота мониторинга</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3"><b>Пруд-накопитель полевого лагеря Кожасай (месторождение Кожасай)</b></td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Взвешенные вещества</td> <td rowspan="2">1 раз в квартал</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Нефтепродукты</td> </tr> </tbody> </table>	№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга	<b>Пруд-накопитель в/п Мунайши (месторождение Алибекмода)</b>			1	Взвешенные вещества	1 раз в квартал	2	Нефтепродукты	3	Азот аммонийный	4	Нитраты	5	Нитриты	6	БПК <sub>5</sub>	7	АПАВ	8	Сульфаты	9	Хлориды	10	Фосфаты	11	pH	12	ХПК	№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга	<b>Пруд-накопитель полевого лагеря Кожасай (месторождение Кожасай)</b>			1	Взвешенные вещества	1 раз в квартал	2	Нефтепродукты	Соответствует
№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга																																																																																								
<b>Пруд-накопитель</b>																																																																																										
1	Взвешенные вещества	Ежеквартально																																																																																								
2	Азот аммонийный	Ежеквартально																																																																																								
3	Железо (вкл. хлорное железо) по Fe	Ежеквартально																																																																																								
4	Нефтепродукты	Ежеквартально																																																																																								
5	Сульфаты (по SO <sub>4</sub> )	Ежеквартально																																																																																								
6	Хлориды (по Cl)	Ежеквартально																																																																																								
<b>Утилизация в недра</b>																																																																																										
1	Взвешенные вещества	Еженедельно																																																																																								
2	Железо (вкл. хлорное железо) по Fe	Еженедельно																																																																																								
3	Нефтепродукты	Еженедельно																																																																																								
4	Сероводород	Еженедельно																																																																																								
5	Сульфаты (по SO <sub>4</sub> )	Еженедельно																																																																																								
6	Хлориды (по Cl)	Еженедельно																																																																																								
№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга																																																																																								
<b>Пруд-накопитель в/п Мунайши (месторождение Алибекмода)</b>																																																																																										
1	Взвешенные вещества	1 раз в квартал																																																																																								
2	Нефтепродукты																																																																																									
3	Азот аммонийный																																																																																									
4	Нитраты																																																																																									
5	Нитриты																																																																																									
6	БПК <sub>5</sub>																																																																																									
7	АПАВ																																																																																									
8	Сульфаты																																																																																									
9	Хлориды																																																																																									
10	Фосфаты																																																																																									
11	pH																																																																																									
12	ХПК																																																																																									
№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Частота мониторинга																																																																																								
<b>Пруд-накопитель полевого лагеря Кожасай (месторождение Кожасай)</b>																																																																																										
1	Взвешенные вещества	1 раз в квартал																																																																																								
2	Нефтепродукты																																																																																									

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл Актобе»	Оценка соответствия																				
	<p>Выпуски сточных вод, отводимые с объекта I категории в водный объект или на рельеф местности подлежат оснащению автоматизированной системы мониторинга следующим параметрам:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) температура (°C);</li> <li>b) расходомер (м<sup>3</sup>/час);</li> <li>c) водородный показатель (pH);</li> <li>d) электропроводность (мкС -микросименс);</li> <li>e) мутность (ЕМФ-единицы мутности по формазину на литр).</li> </ul> <p>3) В отношении установления технологических нормативов в сбросах сточных вод в пруды-накопители и пруды-испарители норма не будет распространяться при условии их соответствия требованиям, применяемым в отношении гидротехнических сооружений с подтверждением отсутствия воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы по результатам мониторинговых исследований за последние 3 года.</p> <p>Установление факта негативного воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы свидетельствует о нарушении требований, применяемых к гидротехническим сооружениям. В этом случае количественные показатели эмиссий должны соответствовать действующим санитарно-гигиеническим, экологическим нормативам качества и целевым показателям качества окружающей среды по отношению к местам культурно-бытового водопользования.</p>	<table border="1" data-bbox="1179 287 1875 605"> <tr><td>3</td><td>Азот аммонийный</td></tr> <tr><td>4</td><td>Нитраты</td></tr> <tr><td>5</td><td>Нитриты</td></tr> <tr><td>6</td><td>БПК<sub>5</sub></td></tr> <tr><td>7</td><td>АПАВ</td></tr> <tr><td>8</td><td>Сульфаты</td></tr> <tr><td>9</td><td>Хлориды</td></tr> <tr><td>10</td><td>Фосфаты</td></tr> <tr><td>11</td><td>pH</td></tr> <tr><td>12</td><td>ХПК</td></tr> </table>	3	Азот аммонийный	4	Нитраты	5	Нитриты	6	БПК <sub>5</sub>	7	АПАВ	8	Сульфаты	9	Хлориды	10	Фосфаты	11	pH	12	ХПК	
3	Азот аммонийный																						
4	Нитраты																						
5	Нитриты																						
6	БПК <sub>5</sub>																						
7	АПАВ																						
8	Сульфаты																						
9	Хлориды																						
10	Фосфаты																						
11	pH																						
12	ХПК																						

**Таблица 3.1.5 - Оценка процедуры стратегии управления водными ресурсами, выполняемого в ТОО «Казахойл Актобе» на соответствие СНДТ и ЗНДТ**

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл Актобе»	Оценка соответствия
<b>НДТ 9.</b> <b>Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами (раздел 6.5)</b>	<p>Описание: Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные загрязняющие вещества», а также сокращение потребления водных ресурсов.</p> <p>Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие мероприятия по:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. снижению потребления воды (экономия);</li> <li>b. раздельному сбросу с установок через локальные очистки;</li> <li>c. максимальное повторное использование воды;</li> <li>d. автоматический мониторинг состава воды для процессов химической и биологической очистки в сочетании с лабораторными методами;</li> <li>e. установление нормативов сбрасываемых веществ с учетом региональных требований;</li> <li>f. мониторинга на основе утвержденных программ, согласованных с компетентными государственными органами;</li> <li>g. установка предписаний отбора проб для мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (временный или постоянный план);</li> <li>h. определение наиболее подходящего периода для проведения временного мониторинга при планировании, например, шестимесячного или ежегодного, если значения очень низкие, и выполнение плана;</li> <li>i. анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих веществ, которые будут включены в систему экологического мониторинга.</li> </ul> <p>Экологическая эффективность: Постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.</p> <p>Применимость: применимо к существующим установкам процессов нефтедобычи.</p>	<p>Управление водными ресурсами и сбросами бытовых сточных вод в ТОО «Казахойл Актобе» осуществляется согласно Руководству по системе менеджмента в области ООС в соответствии с требованиями действующего законодательства РК.</p> <p>На регулярной основе осуществляется мониторинг за сбросами и воздействием на подземные и поверхностные воды согласно разработанным программам ПЭК, своевременно разрабатываются Проекты НДС с получением Экологического разрешения на воздействия (на сбросы).</p> <p>На основании согласованного Проекта «Удельных норм водопотребления и водоотведения на единицу продукции» в соответствии с действующим законодательством ТОО «Казахойл Актобе» получает разрешение на специальное водопользование.</p>	<b>Соответствует</b>

**Таблица 3.2.6 - Оценка технологии, применяемых на канализационных очистных сооружениях ТОО «Казахойл Актобе», на соответствие СНДТ и ЗНДТ**

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»		Описание технологии, применяемой в ТОО «Казахойл Актобе»	Оценка соответствия						
<b>НДТ 51.</b> <b>В целях предотвращения нарушения систем биологической очистки сточных вод НДТ предусматривает использование резервуара для хранения и соответствующего плана управления производственным процессом для контроля содержания растворенных токсичных компонентов (например, метанола, муравьиной кислоты, эфиров) в потоке сточных вод до окончательной очистки (раздел 6.18, 5.11.1)</b>	<p>Сокращение сбросов загрязняющих веществ, подразумевают использование интегрированной стратегии управления сточными водами и их очистки, включающей надлежащую комбинацию технических решений в порядке приоритетности, как представлено ниже:</p> <table border="1"> <tr> <td>Улавливание загрязнителей у источника</td><td>Технологии улавливания загрязнителей до их сброса в системы сбора сточных вод</td></tr> <tr> <td>Предварительная очистка сточных вод</td><td>Технология снижения уровня загрязнения до конечной очистки сточных вод. Предварительная очистка может производиться у источника или в объединенных потоках.</td></tr> <tr> <td>Окончательная очистка сточных вод путем, например, подготовительной и первичной очистки, <b>биологической очистки</b> и технические решения по окончательному удалению твердых веществ перед сбросом.</td><td></td></tr> </table>		Улавливание загрязнителей у источника	Технологии улавливания загрязнителей до их сброса в системы сбора сточных вод	Предварительная очистка сточных вод	Технология снижения уровня загрязнения до конечной очистки сточных вод. Предварительная очистка может производиться у источника или в объединенных потоках.	Окончательная очистка сточных вод путем, например, подготовительной и первичной очистки, <b>биологической очистки</b> и технические решения по окончательному удалению твердых веществ перед сбросом.		<p>В ТОО «Казахойл Актобе» хозяйствственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности на месторождениях Алибекмода и Кожасай, отводятся на комплекс очистных сооружений (КОС) с последующим сбросом в пруды-накопители.</p> <p>Очистные сооружения вахтового поселка Мунайши предназначены для полной биологической очистки хозяйствственно-бытовых сточных вод производительностью 100 м<sup>3</sup> в сутки. Очистные сооружения располагаются на подготовительной площадке и представляют собой блочное сооружение полной заводской готовности.</p> <p>Комплекс очистных сооружений полевого лагеря Кожасай предназначены для очистки хозяйствственно-бытовых сточных вод, поступающих в канализационный трубопровод предприятия. Комплекс очистных сооружений состоит из:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– канализационного самотечного коллектора из керамических труб диаметром 150 мм и стальной трубы диаметром 108 мм;</li> <li>– канализационной насосной станции, имеющей в комплекте два насоса:             <ul style="list-style-type: none"> <li>основной и аварийный;</li> <li>станции биологической очистки сточных вод;</li> <li>пруд-накопитель очищенных сточных вод.</li> </ul> </li> </ul>	Соответствует
Улавливание загрязнителей у источника	Технологии улавливания загрязнителей до их сброса в системы сбора сточных вод									
Предварительная очистка сточных вод	Технология снижения уровня загрязнения до конечной очистки сточных вод. Предварительная очистка может производиться у источника или в объединенных потоках.									
Окончательная очистка сточных вод путем, например, подготовительной и первичной очистки, <b>биологической очистки</b> и технические решения по окончательному удалению твердых веществ перед сбросом.										

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»	Описание технологии, применяемой в ТОО «Казахойл Актобе»			Оценка соответствия															
<b>НДТ 52.</b>  <b>В целях предотвращения нарушения систем биологической очистки сточных вод НДТ предусматривает проведение мониторинга технологического о процесса биологической очистки воды (раздел 6.18)</b>	<p>НДТ предусматривает проведение мониторинга технологического процесса биологической очистки воды на известные соединения, оказывающие негативное биологическое воздействие, в сочетании с обычными методами мониторинга биологического процесса (например, скорость поглощения кислорода, взвешенные твердые частицы в смешанном растворе, турбидиметрия, pH, растворенный кислород).</p>	<p>Согласно программам ПЭК осуществляется мониторинг сточных вод очистных сооружений бытовых сточных вод</p> <p>План-график мониторинга сточных вод на очистных сооружениях и точках выпуска</p> <table border="1" data-bbox="1257 441 1931 1411"> <thead> <tr> <th data-bbox="1257 441 1482 504">Точка отбора проб</th><th data-bbox="1482 441 1774 504">Контролируемые компоненты</th><th data-bbox="1774 441 1931 504">Периодичность</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1257 504 1482 568">Выпуск №1 - пруд-накопитель в/п Мунайши (м/е Алибекмода)</td><td data-bbox="1482 504 1774 568">Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК<sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК</td><td data-bbox="1774 504 1931 568">1 раз в квартал</td></tr> <tr> <td data-bbox="1257 568 1482 901">на входе очистному сооружению вахтового поселка Мунайши</td><td data-bbox="1482 568 1774 901">Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК<sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК</td><td data-bbox="1774 568 1931 901">1 раз в квартал</td></tr> <tr> <td data-bbox="1257 901 1482 1235">на выпуске сточных вод после очистных сооружений (перед выпуском пруд-накопитель вахтового поселка Мунайши)</td><td data-bbox="1482 901 1774 1235">Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК<sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК</td><td data-bbox="1774 901 1931 1235">1 раз в квартал</td></tr> <tr> <td data-bbox="1257 1235 1482 1411">Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь Кожасай (м/е Кожасай)</td><td data-bbox="1482 1235 1774 1411">Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь</td><td data-bbox="1774 1235 1931 1411">Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты</td></tr> </tbody> </table>			Точка отбора проб	Контролируемые компоненты	Периодичность	Выпуск №1 - пруд-накопитель в/п Мунайши (м/е Алибекмода)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал	на входе очистному сооружению вахтового поселка Мунайши	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал	на выпуске сточных вод после очистных сооружений (перед выпуском пруд-накопитель вахтового поселка Мунайши)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал	Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь Кожасай (м/е Кожасай)	Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты	Соответствует
Точка отбора проб	Контролируемые компоненты	Периодичность																		
Выпуск №1 - пруд-накопитель в/п Мунайши (м/е Алибекмода)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал																		
на входе очистному сооружению вахтового поселка Мунайши	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал																		
на выпуске сточных вод после очистных сооружений (перед выпуском пруд-накопитель вахтового поселка Мунайши)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал																		
Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь Кожасай (м/е Кожасай)	Выпуск №2 - пруд-накопитель полевой лагерь	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты																		

Номер и название НДТ	Описание НДТ по справочнику НДТ «Добычи нефти и газа»	Описание технологии, применяемой в ТОО «Казахойл Актобе»		Оценка соответствия						
		<table border="1" data-bbox="1286 287 1904 843"> <tr> <td data-bbox="1286 287 1417 509">Кожасай (м-е Кожасай) на входе очистному сооружению полевого лагеря Кожасай</td><td data-bbox="1417 287 1702 509">Нитриты БПК<sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК</td><td data-bbox="1702 287 1904 509"></td></tr> <tr> <td data-bbox="1286 509 1417 843">после очистных сооружений (перед выпуском пруд- накопитель полевого лагеря Кожасай)</td><td data-bbox="1417 509 1702 843">Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК<sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК</td><td data-bbox="1702 509 1904 843">1 раз в квартал</td></tr> </table> <p data-bbox="1286 843 1904 1054">В ТОО «Казахойл Актобе» на регулярной основе осуществляется мониторинг сброса сточных вод и воздействия на подземные и поверхностные воды согласно разработанным программам ПЭК, своевременно разрабатываются Проекты нормативов допустимых сбросов с получением Экологических разрешений на воздействие для объектов I категории.</p>	Кожасай (м-е Кожасай) на входе очистному сооружению полевого лагеря Кожасай	Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК		после очистных сооружений (перед выпуском пруд- накопитель полевого лагеря Кожасай)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал		
Кожасай (м-е Кожасай) на входе очистному сооружению полевого лагеря Кожасай	Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК									
после очистных сооружений (перед выпуском пруд- накопитель полевого лагеря Кожасай)	Взвешенные вещества Нефтепродукты Азот аммонийный Нитраты Нитриты БПК <sub>5</sub> АПАВ Сульфаты Хлориды Фосфаты ХПК	1 раз в квартал								

В соответствии с СНДТ и ЗНДТ определены техники, в результате которых образуются хозяйственно-бытовые сточные воды, а также техники по очистке сточных вод, в том числе подлежащих закачке в недра. При этом, для рекомендуемых техник не установлены технологические показатели по сбросам ЗВ со сточными водами, вне зависимости от направления их утилизации.

Согласно технологическим решениям, образующаяся при добыче нефти пластовая вода является попутной и обратно закачиваемой (возвращаемой) в нефтяную часть залежи для поддержания пластового давления.

Закачка пластовых вод осуществляется согласно Разрешению на специальное водопользование №KZ43VTE00264034 от 01.10.2024 г. (месторождение Алибекмала) и №KZ56VTE00263994 от 30.09.2024 г. (месторождение Кожасай) выданных РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов. Комитета по водным ресурсам Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан» на закачку в пласт для поддержания пластового давления на месторождениях нефти и газа Алибекмала и Кожасай.

Отвод вод (обратная закачка пластовых вод) и технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления – не нормируется согласно ст.213, п.3, п.п.1 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI и п.43 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», где говорится, о том, что закачка пластовых вод, добывшихся попутно с углеводородами, морской воды, опресненной воды, технической воды с минерализацией 2000 мг/л и более в целях поддержания пластового давления не является сбросом и нормативы допустимого сброса в таких случаях не устанавливаются.

Процессы образования и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, не относящиеся к основному технологическому процессу, не представлены в рамках рассматриваемых СНДТ, ЗНДТ и соответственно не имеют установленных технологических показателей.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в результате жизнедеятельности персонала вахтовых поселков, относятся к централизованным системам водоотведения только в случае подключения поселка к системе коммунальной канализации населенного пункта, обеспечивающей организованный прием, транспортировку и очистку сточных вод.

При отсутствии подключения к централизованной системе водоотведения сточные воды от вахтового поселка отводятся и очищаются на локальных (автономных) очистных сооружениях, что не соответствует признакам централизованной системы.

Очистка хозяйственно-бытовых сточных вод производится на собственных очистных сооружениях вахтовых поселках, септиках, модулях биологической очистки.

В соответствии с подпунктом 21 пункта 1 статьи 1 Водного кодекса Республики Казахстан, централизованная система водоотведения — это инженерные сооружения и сети, обеспечивающие организованный прием, транспортировку и очистку сточных вод населенных пунктов.

В этой связи акцент был сделан на требованиях действующего законодательства РК.

Согласно действующему законодательству, нормативы допустимых сбросов ЗВ<sup>1</sup> со сточными водами устанавливаются в разрабатываемых операторами объектов «Проектах нормативов допустимых сбросов» в привязке к соответствующей проектной документации.

<sup>1</sup> Нормативы допустимых сбросов ЗВ со сточными водами в недра, естественные или искусственные водные объекты, на рельеф местности рассчитываются для каждого выпуска сточных вод. Нормативы допустимых сбросов для оператора устанавливаются в совокупности значений допустимых сбросов для отдельных действующих, проектируемых и реконструируемых источников загрязнения. Оператор обеспечивает соблюдение экологических нормативов для сброса, установленных в экологическом разрешении.

С учетом специфики деятельности предприятия ТОО «Казахойл Актобе» ежегодно разрабатывает Проекты НДС. При этом, ТОО «Казахойл Актобе» также осуществляет периодический мониторинг сбросов ЗВ.

На основании проведенного анализа и в соответствии с действующим законодательством РК для рассматриваемых техник по очистке хозяйственно-бытовых сточных вод ТОО «Казахойл Актобе» предлагается установить следующие технологические нормативы сбросов ЗВ.

Для установок биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, образующихся на площадках ТОО «Казахойл Актобе» и отводимых в Пруды-накопители вахтовых поселков Мунайши и Кожасай технологические нормативы сбросов ЗВ предлагается установить по четырем маркерным веществам в соответствии с проектными технологическими показателями установки - представлены в таблице 3.2.7

**Таблица 3.2.7 – Предлагаемые технологические нормативы показателей установок очистки хозяйственно-бытовых сточных вод на ТОО «Казахойл Актобе»**

Наименование техники	Наименование маркерных веществ	Технологический норматив*, мг/дм <sup>3</sup>
Биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод для отведения в Пруд-накопитель в/п Мунайши (месторождение Алибекмола)	Взвешенные вещества	62,42
	БПК <sub>5</sub>	4,9
	Азот аммонийный	18,68
	Фосфаты	0,186
Биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод для отведения в Пруд-накопитель полевого лагеря Кожасай (месторождение Кожасай)	Взвешенные вещества	62,42
	БПК <sub>5</sub>	4,72
	Азот аммонийный	18,68
	Фосфаты	0,186

\* - Технологический норматив для сброса ЗВ соответствует проектными технологическим показателям установки

#### **4. Характеристика используемой или предполагаемой к использованию техники с наилучшими доступными техниками, приведенными в заключениях о наилучших доступных техниках по соответствующим областям их применения**

Требования, связанные с применением наилучших доступных техник (НДТ) в Республике Казахстан установлены в заключении по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа», утвержденной Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года №159.

Очистные сооружения вахтового поселка Мунайши месторождения Алибекмона предназначены для полной биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод производительностью 100 м<sup>3</sup> в сутки. Очистные сооружения располагаются на подготовительной площадке и представляют собой блочное сооружение полной заводской готовности. Очистные сооружения состоят из трех модулей: двух основных и одного вспомогательного. В основных модулях происходит непосредственная очистка воды. Третий вспомогательный модуль разделен на воздуходувную, электролизную и электрощитовую. Технология очистки сточных вод, следующая: сточные воды по канализационной сети, поступают в блок механической очистки, где происходит отделение грубодисперсных примесей, после чего стоки направляются в тонкослойный отстойник. С целью интенсификации работы очистных сооружений использована система аэрации. Аэротенки выполнены из полимерных материалов в стальных конструкциях и занимают небольшие площадки. Последовательное соединение секций и поддержание в них оптимальной концентрации кислорода формирует цепочку, зависящую от концентрации механических и биогенных элементов. В целом технологический процесс основан на методе полного окисления с аэробной стабилизацией. В аэрационной части установки в последней фазе очистки происходит полная минерализация активного ила. Блок доочистки совмещен с отстойником и работает в режиме фильтрации. Очищенный сток поступает в резервуар смешения, где происходит обеззараживание. После очистки сточные воды сбрасываются в пруд - накопитель.

Комплекс очистных сооружений полевого лагеря месторождения Кожасай предназначены для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих в канализационный трубопровод предприятия. Комплекс очистных сооружений состоит из:

- канализационного самотечного коллектора из керамических труб диаметром 150 мм и стальной трубы диаметром 108 мм;
- канализационной насосной станции, имеющей в комплекте два насоса: основной и аварийный;
- станции биологической очистки сточных вод;
- пруда-накопитель очищенных сточных вод.

Водооборотных систем на производственных объектах нет. Повторное использование воды возможно только в цехе поддержания пластового давления (ЦППД). В этот цех для закачки в скважины из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) передается вода, использованная для подготовки нефти к сдаче (обессоливание нефти).

##### **4.1 Оценка соответствия наилучшим доступным техникам**

Технологическое нормирование включает контроль и управление выбросами загрязняющих веществ (МЗВ) на различных этапах добычи нефти и газа.

Внедрение НДТ направлено на сокращение негативного воздействия на окружающую среду, повышение энергоэффективности и улучшение экологической безопасности, при сохранении экономической эффективности производства. Данные меры позволяют снизить выбросы загрязняющих веществ, улучшить контроль за производственными процессами,

что способствует устойчивому развитию завода и его соответствию международным экологическим требованиям.

Оценка соответствия наилучшим доступным техникам (атмосферный воздух) представлена в таблице 4.1.1.

**Таблица 4.1.1 – Оценка соответствия наилучшим доступным техникам (атмосферный воздух)**

Номер и название НДТ	Описание НДТ по Справочнику и Заключению по НДТ РК «Добычи нефти и газа»			Описание процесса ТОО «Казахойл-Актобе»	Оценка соответствия																
<b>НДТ 4.</b> <b>Предусматривает непрерывный мониторинг выбросов путем инструментальных замеров с частотой не менее той, которая указана в требованиях, установленных в законодательных и подзаконных актах РК в области охраны окружающей среды</b>	<p>Мониторинг выбросов путем инструментальных замеров</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Описание</th><th>Технологическая установка</th><th>Минимальная частота</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">Выбросы SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub></td><td>Установки сжигания (печи и котлы, турбины) от 50 до 100 МВт *,***</td><td>Непрерывный</td></tr> <tr><td>Установки сжигания (печи и котлы, турбины) &lt;50 МВт *,***</td><td>Непрерывный</td></tr> <tr><td>Установки производства / извлечения серы (УПС) и их котлы дожига (инсинераторы)</td><td>Непрерывный</td></tr> <tr> <td>Выбросы NH<sub>3</sub></td><td>Все установки, оснащенные СКВ или СНКВ **</td><td>Непрерывный</td></tr> <tr> <td>Выбросы CO</td><td>Другие установки сжигания (печи и котлы) *,***</td><td>Непрерывный</td></tr> </tbody> </table> <p>* Относится к общей номинальной тепловой мощности всех установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 «Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208).</p> <p>** При использовании NH<sub>3</sub> в качестве восстановителя.</p> <p>*** Периодический мониторинг (инструментальный контроль) эмиссий в окружающую среду осуществляется ежемесячно для объектов не оснащенных АСМ с целью наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением.</p>	Описание	Технологическая установка	Минимальная частота	Выбросы SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) от 50 до 100 МВт *,***	Непрерывный	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) <50 МВт *,***	Непрерывный	Установки производства / извлечения серы (УПС) и их котлы дожига (инсинераторы)	Непрерывный	Выбросы NH <sub>3</sub>	Все установки, оснащенные СКВ или СНКВ **	Непрерывный	Выбросы CO	Другие установки сжигания (печи и котлы) *,***	Непрерывный	<p>В соответствии с пунктом 4) статьи 153. ЭК РК ТОО «Казахойл-Актобе», как юридическое лицо, является участником Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов и обязано осуществлять производственный экологический контроль (п. 1 статья 182 ЭК РК).</p> <p>На предприятии в соответствии с пунктом 1 Статьи 183 ЭК РК ежегодно разрабатывается для выполнения производственного экологического контроля Программа ПЭК.</p> <p>В соответствии с пунктом 2. Статьи 183 ЭК РК экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду.</p> <p>В соответствии с подпунктом 3) пункта 2. Статьи 184 ЭК РК владельцы объектов I категории должны на основных стационарных источниках эмиссий обязаны установить АСМ эмиссий в окружающую среду в соответствии с «Правилами ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении</p>	<p>Описание процесса ТОО «Казахойл-Актобе»</p> <p>В соответствии с пунктом 4) статьи 153. ЭК РК ТОО «Казахойл-Актобе», как юридическое лицо, является участником Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов и обязано осуществлять производственный экологический контроль (п. 1 статья 182 ЭК РК).</p> <p>На предприятии в соответствии с пунктом 1 Статьи 183 ЭК РК ежегодно разрабатывается для выполнения производственного экологического контроля Программа ПЭК.</p> <p>В соответствии с пунктом 2. Статьи 183 ЭК РК экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду.</p> <p>В соответствии с подпунктом 3) пункта 2. Статьи 184 ЭК РК владельцы объектов I категории должны на основных стационарных источниках эмиссий обязаны установить АСМ эмиссий в окружающую среду в соответствии с «Правилами ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении</p>	<p>Оценка соответствия</p> <p>Соответствует</p>	<p>Оценка соответствия</p> <p>Соответствует</p>
Описание	Технологическая установка	Минимальная частота																			
Выбросы SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) от 50 до 100 МВт *,***	Непрерывный																			
	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) <50 МВт *,***	Непрерывный																			
	Установки производства / извлечения серы (УПС) и их котлы дожига (инсинераторы)	Непрерывный																			
Выбросы NH <sub>3</sub>	Все установки, оснащенные СКВ или СНКВ **	Непрерывный																			
Выбросы CO	Другие установки сжигания (печи и котлы) *,***	Непрерывный																			

Номер и название НДТ	Описание НДТ по Справочнику и Заключению по НДТ РК «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл-Актобе»	Оценка соответствия								
		<p>производственного экологического контроля» (далее – Правила АСМ). Все стационарные источники, имеющиеся на производственных площадках предприятия, не соответствуют требованиям для размещения АСМ в соответствии с Правилами АСМ, т.к. все стационарные источники предприятия осуществляют валовый выброс ЗВ менее 500 т/год, а также все топливо сжигающее оборудование работает на газе и не превышает мощность 500 МВт или 1200 Гкал/ч.</p> <p>Планом-графиком контроля за соблюдением нормативов, установленных Проектом НДВ на 2024 год, предусмотрено проведение инструментального контроля на организованных источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.</p> <p>Согласно плану-графику, в предприятия контролируются инструментально следующие вещества: NO<sub>2</sub>, NO, SO<sub>2</sub>, CO.</p>									
<b>НДТ 21.</b>  <b>В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух, а также сокращения потерь тепловой энергии от</b>	<p>Ожидаемые выбросы CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> с применением НДТ 21 СНДТ /НДТ 21 ЗНДТ представлено в таблице 6.1 СНДТ //таблице 2.1 ЗНДТ.</p> <p>Таблица 6.1 СНДТ /Таблица 2.1 ЗНДТ – Технологические показатели эмиссий в атмосферу от технологических печей (печи подогрева, котлы (в том числе водогрейные), устьевые подогреватели)</p> <table border="1" data-bbox="489 1298 1468 1422"> <thead> <tr> <th data-bbox="489 1298 691 1422">Параметр</th><th data-bbox="691 1298 938 1422">Условия</th><th colspan="2" data-bbox="938 1298 1468 1422">Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм<sup>3</sup></th></tr> <tr> <th data-bbox="489 1394 691 1422"></th><th data-bbox="691 1394 938 1422"></th><th data-bbox="938 1394 1140 1422">для новых</th><th data-bbox="1140 1394 1468 1422">для существующих</th></tr> </thead> </table>	Параметр	Условия	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>				для новых	для существующих	<p>Установленные технологические показатели относятся к следующим установкам (оборудованию):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Цех по подготовке нефти (ЦППН) (Печь ПТБ-10Э/А);</li> <li>• Установка осушки газа (Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261).</li> </ul> <p>Сравнение технологических уровней выбросов ЗВ перечисленных установок при</p>	<b>Частично соответствует</b>
Параметр	Условия	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>									
		для новых	для существующих								

Номер и название НДТ	Описание НДТ по Справочнику и Заключению по НДТ РК «Добычи нефти и газа»				Описание процесса ТОО «Казахойл-Актобе»	Оценка соответствия
технологических процессов		установок	установок			
	Окись углерода, выраженный как CO	-	Менее 100	Менее 100		
	Оксиды азота, выраженные как NOx	Технологические печи на газовом топливе	30-100	30-150*		
		Технологические печи использующие несколько видов топлива (жидкое и/или газообразное топливо)		30-300**		
	SO <sub>2</sub>	Печь на газовом топливе ***		5-35		
		Печь на газовом топливе и/или использующие несколько видов топлива****		35-600		
	<p>* Для существующих установок с предварительным подогревом воздуха или содержанием N<sub>2</sub> в топливе более 0.5%, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 200 мг/Нм<sup>3</sup></p> <p>** В существующих установках, где сжигается жидкое топливо &gt; 50 % или с содержанием N<sub>2</sub> более 0,5% масс или где используется предварительный нагрев воздуха, верхний предел технологического показателя устанавливается на уровне 450 мг/Нм<sup>3</sup>.</p> <p>*** При применении топливного газа собственной выработки из сырья месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе;</p> <p>**** При применении топливного газа собственной выработки из сырья месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода более 10 % в попутном газе.</p>					

Номер и название НДТ	Описание НДТ по Справочнику и Заключению по НДТ РК «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл-Актобе»	Оценка соответствия								
<b>НДТ 37.</b> <b>В целях сокращения выбросов в атмосферу в процессах извлечения серы / производства технической серы</b> <b>НДТ заключается в надлежащем удалении отходящих газов процесса путем направления их в систему дожига хвостовых газов.</b>	<p>Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, представлены <b>из раздела 6.13 СНДТ/1.13 ЗНДТ:</b></p> <p>Таблица 6.3 СНДТ /Таблица 2.3 ЗНДТ - Технологические показатели выбросов Окиси углерода (CO) от инсинераторов после установок извлечения серы (термический окислитель, печи-дожига газообразных остатков (хвостовых газов), и др.)</p> <table border="1" data-bbox="480 531 1448 690"> <thead> <tr> <th data-bbox="480 531 932 627">Параметр</th><th data-bbox="932 531 1448 627">Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм<sup>3</sup></th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="480 627 932 690">Окись углерода, выраженный как CO</td><td data-bbox="932 627 1448 690">109 – 440</td></tr> </tbody> </table> <p>Таблица 6.4 СНДТ [3]/Таблица 2.4 ЗНДТ [5]- Технологические показатели выбросов Оксидов серы (SO<sub>2</sub>) от инсинераторов после установок извлечения серы (печи-дожига газообразных остатков (хвостовых газов), и др.)</p> <table border="1" data-bbox="480 794 1448 1056"> <thead> <tr> <th data-bbox="480 794 932 889">Условие</th><th data-bbox="932 794 1448 889">Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм<sup>3</sup></th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="480 889 932 1056">Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе</td><td data-bbox="932 889 1448 1056"><math>\leq 800</math></td></tr> </tbody> </table>	Параметр	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>	Окись углерода, выраженный как CO	109 – 440	Условие	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>	Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе	$\leq 800$	<p>Установленные технологические показатели относятся к установке (оборудованию):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Установка регенерации серы (Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901).</li> </ul> <p>Анализ значений фактических уровней выбросов в мг/Нм<sup>3</sup> показывает, что технологические показатели указанного оборудования не соответствует технологических показателей выбросов SO<sub>2</sub> и CO. Анализ значений фактических уровней выбросов представлен в таблице 5.1.1.</p>	<b>Не соответствует</b>
Параметр	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>										
Окись углерода, выраженный как CO	109 – 440										
Условие	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за сутки), мг/Нм <sup>3</sup>										
Применительно к установкам извлечения серы из газа и/или жидкости месторождений нефти, газа и газоконденсата с содержанием сероводорода менее 10 % в попутном газе	$\leq 800$										

#### **4.2 Предлагаемые технологические нормативы выбросов**

Требования по мониторингу выбросов загрязняющих веществ, связанные с применением наилучших доступных техник (НДТ) в Республике Казахстан установлены в заключении по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа», утверждённой постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159 и ориентированы на обеспечение непрерывного контроля выбросов для установок с наибольшими объемами эмиссий.

Требования по мониторингу на технологических установках с указанием обязательной частоты мониторинга приведены в таблице ниже.

**Таблица 4.2.1 - Требования по мониторингу, связанные с применением наилучших доступных техник (выбросы)**

Описание	Технологическая установка	Минимальная частота
1	2	3
Выбросы SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) от 50 до 100 МВт *, **	Непрерывный
	Установки сжигания (печи и котлы, турбины) <50 МВт *, **	Непрерывный
	Установки производства / извлечения серы (УПС) и их котлы дожига (инсинераторы)	Непрерывный
Выбросы CO	Другие установки сжигания (печи и котлы) *, **	Непрерывный

*Примечание:*

\* Относится к общей номинальной тепловой мощности всех установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 «Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208).

\*\* Периодический мониторинг (инструментальный контроль) эмиссий в окружающую среду осуществляется ежемесячно для объектов не оснащенных АСМ с целью наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Согласно статье 186 Экологического Кодекса РК мониторинг эмиссий в окружающую среду на объектах I категории должен включать в себя использование автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Функционирование автоматизированной системы мониторинга, осуществляемые ею измерения, их обработка, передача, хранение и использование должны соответствовать требованиям законодательства Республики Казахстан в области технического регулирования, об обеспечении единства измерений и об информатизации.

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов проводиться с внедрением автоматизированной системы мониторинга (АСМ) эмиссий на источниках предприятия с учетом технических и нормативных требований к АСМ согласно «Правилам ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208) далее «Правила АСМ».

В 2021 году был разработан проект «Внедрение автоматического мониторинга выбросов загрязняющих веществ на печи дожига Цеха подготовки и переработки газа на месторождении Алибекмала (ПСД) ТОО «Казахойл Актобе». В настоящее время внедрен АСМ, согласно Экологическому Кодексу РК.

Источник выделения вредных (загрязняющих) веществ ТОО «Казахойл Актобе» на который установлен АСМ – Термический окислитель (печь дожига). В автоматическом (онлайн) режиме определяются следующие вещества: азот диоксид, азот оксид, сера диоксид, углерод оксид.

**Таблица 4.2.2 - Перечень ИЗА, в рамках внедрения АСМ**

Наименование производства	Наименование источника выброса	Номер ИЗА
1	2	3
Установка регенерации серы	Дымовая труба	0106

**Таблица 4.2.3 – Предлагаемые технологические нормативы выбросов**

Источник загрязнения	Маркерное вещество	Предельное значение до	Предельное значение после	Единица измерения	Периодичность контроля
1	2	3	4	5	6
<b>м/р Алибекмола</b>					
0047-дымовая труба. Печь ПТБ-10Э/А	Окись углерода, выраженная как CO	962	99	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**
0047-дымовая труба. Печь ПТБ-10Э/А	Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	140	150	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**
0047-дымовая труба. Печь ПТБ-10Э/А	SO <sub>2</sub>	0	35	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**
0106- дымовая труба. Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901)	Окись углерода, выраженная как CO	2531	440	мг/Нм <sup>3</sup>	непрерывный*
0106- дымовая труба. Термический окислитель (печь дожига, поз. М-1901)	SO <sub>2</sub>	8285	800	мг/Нм <sup>3</sup>	непрерывный*
<b>м/р Кожасай</b>					
0090-дымовая труба. Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261	Окись углерода, выраженная как CO	303	99	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**
0090-дымовая труба. Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2262	Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	160	150	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**
0090-дымовая труба. Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2263	SO <sub>2</sub>	0	35	мг/Нм <sup>3</sup>	1 раз в квартал**

Примечания:

\* - показатели подлежат непрерывному мониторингу посредством автоматизированной системы мониторинга (ACM), в случае планового и нештатного отключения автоматизированной системы мониторинга показатели контролируются расчетным методом с периодичностью 1 раз/квартал

\*\* - показатели подлежат контролю инструментальным методом с периодичностью 1 раз в квартал.

## 5. Обоснование и описание ключевых мероприятий, представленных в ППЭ

### 5.1 Обоснование показателей технологического нормирования выбросов

На основании анализа определены следующие маркерные загрязняющие вещества (МЗВ):

- CO (углерода оксид);
- SO<sub>2</sub> (диоксид серы);
- NO<sub>x</sub> (оксиды азота);

Для каждого маркерного загрязняющего вещества установлены технологические нормативы, которые основываются на данных фактических выбросов за 2022-2024 г.г. концентрации ежеквартальных инструментальных замеров. В Таблице 5.1.1 представлены допустимые значения МЗВ для каждого объекта технологического нормирования.

В качестве допустимых значений выбраны максимальные показатели концентраций выбросов МЗВ для каждого объекта нормирования.

По нормативам, не соответствующим показателям выбросов, установленным в заключениях по наилучшим доступным техникам, дополнительно определены планируемые показатели выбросов в соответствии с программой повышения экологической эффективности.

**Таблица 5.1.1 – Обоснование показателей технологического нормирования выбросов**

№ п/п	Объект технологического нормирования	Источник выделения ЗВ	Номер источника ЗВ	Наименование маркерного ЗВ	Технологический показатель (текущая величина), мг/Нм <sup>3</sup>	Технологические показатели эмиссий, связанные с применением НДТ, мг/Нм <sup>3</sup>	Предлагаемый технологический норматив, мг/Нм <sup>3</sup>	Соответствие требованиям СНДТ, ЗНДТ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>м/р Алибекмона</b>								
1	Цех по подготовке нефти (ЦППН)	Печь ПТБ- 10Э/А	0047	Окись углерода, выраженная как CO	962	менее 100	99	Не соответствует
				Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	140	30–150	150	Соответствует
				SO <sub>2</sub>	0	5-35	35	Соответствует
2	Установка регенерации серы	Термический окислитель (печь дожига, поз.М-1901)	0106	Окись углерода, выраженная как CO	2531	109-440	440	Не соответствует
				SO <sub>2</sub>	8285	≤ 800	800	Не соответствует
<b>м/р Кожасай</b>								
3	Установка осушки газа	Ребойлер гликоля ТЭГ E-2261	0090	Окись углерода, выраженная как CO	303	менее 100	99	Не соответствует
				Оксиды азота, выраженные как NO <sub>x</sub>	160	30–150	150	Не соответствует
				SO <sub>2</sub>	0	5-35	35	Соответствует

## 5.2 Обоснование показателей технологического нормирования сбросов

Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами. Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные вещества», а также сокращение потребления водных ресурсов.

Результаты комплексного технологического аудита показали, что к основным загрязняющим веществам, которые будут считаться маркерными веществами, можно отнести 4 вещества из общего числа, вносящих максимальный вклад в загрязнение гидросферы: взвешенные вещества, азот аммонийный, БПК<sub>5</sub>, фосфаты.

В Таблице 3.2.6 представлены предлагаемые технологические нормативы показателей установок очистки хозяйственно-бытовых сточных вод ТОО «Казахойл Актобе».

Для действующих предприятий нормативы НДС уточняются по результатам мониторинга окружающей среды.

## 5.3 Обоснование Программы повышения экологической эффективности

Согласно ст. 119 ЭК РК в случае невозможности соблюдения нормативов эмиссий (при введении государством более строгих нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды) и (или) технологических нормативов операторами действующих объектов I категории на период достижения таких нормативов в обязательном порядке разрабатывается программа повышения экологической эффективности в качестве приложения к комплексному экологическому разрешению.

Программа повышения экологической эффективности (далее - Программа) разрабатывается по результатам сопоставления достигаемых объектом технологических показателей, характеризующих каждую из применяемых на объекте технологий, с установленными нормативными документами в области охраны окружающей среды технологическими показателями наилучших доступных техник.

Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий представлено в Приложении 4. Расчетно-пояснительная записка к Программе повышения экологической эффективности представлена в Приложении 5.

## 6. Технологические удельные нормативы потребления воды

Согласно данным согласованных удельных норм водопотребления и водоотведения, приводятся данные с расчетами.

В удельную норму водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды входит количество воды, необходимое на питьевые, санитарные, бытовые и хозяйственные нужды, для полива территории и зеленых насаждений, приготовления блюд, стирки белья, душевых.

Основой расчета удельной нормы водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды служат строительные нормы и правила.

На первом этапе расходы воды на хозяйственно-питьевые нужды в зависимости от направлений использования воды и принципов расчета ее потребности распределяются по следующим группам:

1) расходы воды, определяемые в зависимости от численности работающих: питьевые и коммунальные нужды, приготовление блюд, стирка белья, душевые, баня, спорткомплекс, медпункт;

2) расходы воды для полива территории и зеленых насаждений, уборка помещений.

Расход воды питьевого качества рассчитывали по направлениям использования согласно формулам СП РК 4.01-101-2012.

### Удельные нормы водопотребления

#### Хозяйственно-питьевые нужды для м/р Алибекмола (в/п Мунайшы):

Удельная норма водопотребления свежей питьевой воды на хозяйственно-питьевые нужды составляет:

$$\text{Ни.х.с} = 50379,93 \text{ м}^3/\text{год} / 208300 \text{ тонн/год} = 0,24186 \text{ м}^3/\text{т.}$$

#### Хозяйственно-питьевые нужды для м/р Кожасай (в/п Кожасай):

Удельная норма водопотребления свежей питьевой воды на хозяйственно-питьевые нужды составляет:

$$\text{Ни.х.с} = 16107,82 \text{ м}^3/\text{год} / 360180 \text{ тонн/год} = 0,04472 \text{ м}^3/\text{т.}$$

### Удельные нормы водоотведения

#### Хозяйственно-бытовые нужды для м/р Алибекмола (в/п Мунайшы):

$$\text{Ни.х.с} = 39351,60 \text{ м}^3/\text{год} / 208300 \text{ тонн/год} = 0,18892 \text{ м}^3/\text{т.}$$

#### Хозяйственно-бытовые нужды для м/р Кожасай (в/п Кожасай):

$$\text{Ни.х.с} = 12481,69 \text{ м}^3/\text{год} / 360180 \text{ тонн/год} = 0,03465 \text{ м}^3/\text{т.}$$

### Общая удельная норма безвозвратных потерь:

#### Потери на хозяйственно-питьевые нужды для м/р Алибекмола (в/п Мунайшы):

$$\text{Ps}=11028,33 \text{ м}^3/\text{год} / 208300 \text{ тонн/год} = 0,05294 \text{ м}^3/\text{т.}$$

#### Потери на хозяйственно-питьевые нужды для м/р Кожасай (в/п Кожасай):

$$\text{Ps}=3626,13 \text{ м}^3/\text{год} / 360180 \text{ тонн/год} = 0,01007 \text{ м}^3/\text{т.}$$

### Баланс при установлении удельных норм

#### Для м/р Алибекмола (в/п Мунайшы):

Общая удельная норма водопотребления – 0,24186 м<sup>3</sup>/т.

Общая удельная норма водоотведения – 0,18892 м<sup>3</sup>/т.

Общая удельная норма безвозвратных потерь – 0,05294 м<sup>3</sup>/т.

Баланс равен: 0,24186-(0,18892+0,05294) = 0

Для м/р Кожасай (в/п Кожасай):

Общая удельная норма водопотребления – 0,04472 м<sup>3</sup>/т.

Общая удельная норма водоотведения – 0,03465 м<sup>3</sup>/т.

Общая удельная норма безвозвратных потерь – 0,01007 м<sup>3</sup>/т.

Баланс равен: 0,04472-(0,03465+0,01007) = 0

**Данные, согласованные удельных норм**

Вид продукции (работ): нефть/газ

- 208300 тонн в год - м/р Алибекмола (в/п Мунайшы);
- 360180 тонн в год - м/р Кожасай (в/п Кожасай).

Баланс водопотребления и водоотведения для м/р Алибекмола (в/п Мунайшы) и м/р Кожасай (в/п Кожасай) представлены в таблице 6.1, 6.4. Удельная норма водопотребления представлена в таблице 6.2 и 6.5. Удельная норма водоотведения представлена в таблице 6.3 и 6.6.

**Таблица 6.1 - Баланс водопотребления и водоотведения для м/р Алибекмола (в/п Мунайши)**

№ п/п	Водопотребители	Единица измерения	Кол- во ед.	Норма расхода воды, м <sup>3</sup> /сутки /смену	НД по определению удельного водопотребления	Норма водоотведения м <sup>3</sup> /сутки	НД по определению удельного водоотведения	Кол-во обслуживаемого персонала	Режим работы	Водопотребление		Безвозвратные потери		Водоотведение		
										м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
2	Душевые сетки	1 душевая сетка в смену	85	0,5	СП РК 4.01-101- 2012 приложение В п.21	0,5	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.1	-	365	85,00	31025,0	0,00	0,00	85,00	31025,0	
3	Прачечная	1 кг сухого белья в сутки	25	0,075	СП РК 4.01-101- 2012 Приложение В п.24.1.	0,075	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.1	-	365	1,88	684,375	0,00	0,00	1,88	684,375	
4	Влажная уборка помещений	м <sup>2</sup> помещений	5832	0,005	СП РК 4.01-101- 2012 Приложение В п. 19.2.	0,005	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.1	-	365	0,00	0,00	29,16	10643,4	0,00	0,00	
6	Столовая	1 условное блюдо в смену	100	0,012	СП РК 4.01-101- 2012 Приложение В п.18	0,012	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.11	-	365	2,4	876	0,00	0,00	2,40	876	
7	Полив зелёных насадений	м <sup>2</sup> поливаемой поверхности	4935	0,003	СП РК 4.01-101- 2012 Приложение В п.3.1	0	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.11	-	26	14,805	384,93	14,805	384,93	0,00	0,00	
8	Сан.Узел	1 условный унитаз	85	0,083	СП РК 4.01-101- 2012 приложение В п.21	0,083	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.1		365	7,055	2575,075	0,00	0,00	7,055	2575,075	
9	Рукомойники	1 условный умывальник	20	0,001	СП РК 4.01-101- 2012 приложение В п.21	0,001	СН РК 4.01-03- 2011 п.5.5.11		365	0,02	7,3	0,00	0,00	0,02	7,3	
10	Непредвиденные расходы	% от общей потребности	10						365	10,41	3798,92	0,00	0,00	10,41	3798,92	
										<b>ИТОГО:</b>	<b>121,563</b>	<b>39351,60</b>	<b>43,97</b>	<b>11028,33</b>	<b>106,76</b>	<b>38966,67</b>

**Таблица 6.2 - Удельная норма водопотребления для м/р Алибекмала (в/п Мунайши)**

Вид продукции	Единица измерения продукции	Система водоснабжения	Индивидуальная норма водопотребления, кубический метр/единицу продукции											
			На технологические нужды			На вспомогательные и подсобные нужды			На хозяйствственно-питьевые нужды			В том числе вода		
			Всего	В том числе вода		Свежая вода	В том числе		Свежая вода	В том числе		Свежая вода	В том числе вода	
				техническая	питьевая	итого	обратная	последовательно используемая		техническая	питьевая	итого	обратная	последовательно используемая
Нефть/газ	208300 тонн/год	Прямоточная/Добыча воды производится на двух месторождениях Алибекмала и Кожасай							0,24186	0,24186	0,24186	0,24186	0,24186	0,24186

**Таблица 6.3 - Удельная норма водоотведения для м/р Алибекмала (в/п Мунайши)**

Вид продукции	Единица измерения продукции	Индивидуальные нормативы потерь, кубический метр/единицу продукции			Индивидуальные нормативы воды, переданной другим потребителям или нормативы безвозвратного водопотребления м <sup>3</sup> /ед. продукции	Индивидуальная норма водоотведения по направлению использования воды, кубический метр/единицу продукции							
		Технологические нужды				Нужды вспомогательного или подсобного производства			В том числе сточные воды				
		Требующие очистки	Нормативно чистые	Итого		Требующие очистки	Нормативно чистые	Итого	Хозяйственно-бытовые нужды	Всего	Требующие очистки	Нормативно чистые	
Нефть/газ	Тонна/ м <sup>3</sup>				0,05294				0,18892	0,24186			

**Таблица 6.4 - Баланс водопотребления и водоотведения для м/р Кожасай (в/п Кожасай)**

№ п/п	Водопотребители	Единица измерения	Кол-во ед.	Норма расхода воды, м <sup>3</sup> /сутки /смену	НД по определению удельного водопотребления	Норма водоотведения м <sup>3</sup> /сутки	НД по определению удельного водоотведения	Кол-во обслуживаемого персонала	Режим работы	Водопотребление		Безвозвратные потери		Водоотведение	
										м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2	Душевые сетки (ОБЩ 1)	1 душевая сетка в смену	8	0,5	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,5	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1	-	365	8,00	2920,0	0,00	0,00	8,00	2920,0
3	Душевые сетки (ОБЩ 2)	1 душевая сетка в смену	4	0,5	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,5	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1		365	2,00	730,00	0,00	0,00	2,00	730,00
4	Душевые сетки (ОБЩ 3)	1 душевая сетка в смену	20	0,5	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,5	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1		365	10,00	3650,0	0,00	0,00	10,00	3650,0
5	Прачечная	1 кг сухого белья в сутки	75	0,075	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п.24.1.	0,075	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1	-	365	5,63	2053,125	0,00	0,00	5,63	2053,125
6	Влажная уборка помещений (ОБЩ 1)	м <sup>2</sup> помещений	400	0,005	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п. 19.2.	0,005	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1	-	365	0,000	0,00	2,00	730	0,00	0,00
7	Влажная уборка помещений (ОБЩ 2)	м <sup>2</sup> помещений	220	0,005	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п. 19.2.	0,005	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1	-	365	0,000	0,00	1,10	401,5	0,00	0,00
8	Влажная уборка помещений (ОБЩ 3)	м <sup>2</sup> помещений	1156	0,005	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п. 19.2.	0,005	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1	-	365	0,000	0,00	5,78	2109,7	0,00	0,00
9	Столовая	1 условное блюдо в смену	32	0,012	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п.18	0,012	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.11	-	365	0,768	280,32	0,00	0,00	0,768	280,32
10	Полив зелёных насаждений	м <sup>2</sup> поливаемой поверхности	4935	0,003	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п.3.1	0	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.11	-	26	14,805	384,93	14,805	384,93	14,805	384,93
11	Сан.Узел(ОБЩ1)	1 условный унитаз	6	0,083	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,083	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1		365	0,498	181,77	0,00	0,00	0,498	181,77
12	Сан.Узел(ОБЩ2)	1 условный унитаз	3	0,083	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,083	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1		365	0,249	90,885	0,00	0,00	0,249	90,885
13	Сан.Узел(ОБЩ3)	1 условный унитаз	21	0,083	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,083	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.1		365	1,743	636,195	0,00	0,00	1,743	636,195
14	Рукомойники (ОБЩ 1)	1 условный умывальник	9	0,001	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,001	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.11		365	0,01	3,285	0,00	0,00	0,01	3,285
15	Рукомойники (ОБЩ 2)	1 условный умывальник	4	0,001	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,001	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.11		365	0,00	1,46	0,00	0,00	0,00	1,46
16	Рукомойники (ОБЩ 3)	1 условный умывальник	26	0,001	СП РК 4.01-101-2012 приложение В п.21	0,001	СН РК 4.01-03-2011 п.5.5.11		365	0,03	9,49	0,00	0,00	0,03	9,49
17	Медпункт	1 условный посетитель	10	0,010	СП РК 4.01-101-2012 Приложение В п. 19	0,010	СН РК 4.01-03-2011		365	0,10	36,5	0,00	0,00	0,10	36,5
18	Непредвиденные расходы	% от общей потребности	10						365	4,12	1503,727	0,00	0,00	4,12	1503,727

№ п/п	Водопотребители	Единица измерения	Кол- во ед.	Норма расхода воды, м <sup>3</sup> /сутки /смену	НД по определению удельного водопотребления	Норма водоотведения м <sup>3</sup> /сутки	НД по определению удельного водоотведения	Кол-во обслуживаемого персонала	Режим работы	Водопотребление		Безвозвратные потери		Водоотведение	
										м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сутки	м <sup>3</sup> /год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
									ИТОГО:	47,9468	12481,69	23,69	3626,13	47,95	12481,69

**Таблица 6.5 - Удельная норма водопотребления для м/р Кожасай (в/п Кожасай)**

Вид продукции	Единица измерения продукции	Система водоснабжения	Всего	Индивидуальная норма водопотребления, кубический метр/единицу продукции												
				На технологические нужды			На вспомогательные и подсобные нужды			На хозяйствственно-питьевые нужды			Всего	В том числе вода		Коэффициент
				В том числе вода		Всего	В том числе		Всего	В том числе вода		Всего	неравномерности			
				Свежая вода	оборотная	последовательно используемая	Свежая вода	оборотная	последовательно используемая	Свежая вода	оборотная	последовательно используемая	Свежая вода	оборотная	неравномерности	
Нефть/ газ	360180 тонн/год	Прямоточная		техническая	питьевая	итого	техническая	питьевая	итого	техническая	питьевая	итого	техническая	питьевая	итого	
				0,04472			0,04472			0,04472			0,04472			

**Таблица 6.6 - Удельная норма водоотведения для м/р Кожасай (в/п Кожасай)**

Вид продукции	Единица измерения продукции	Индивидуальные нормативы потерь, кубический метр/единицу продукции				Индивидуальная норма водоотведения по направлению использования воды, кубический метр/единицу продукции									
		Индивидуальные нормативы воды, переданной другим потребителям или нормативы безвозвратного водопотребления м <sup>3</sup> /ед. продукции				Технологические нужды				Нужды вспомогательного или подсобного производства				В том числе сточные воды	
		На технологические нужды	На вспомогательные нужды	На хозяйствственно-питьевые нужды	Всего	Требующие очистки	Нормативно чистые	Итого	Требующие очистки	Нормативно чистые	Итого	Хозяйственно-бытовые нужды	Всего	Требующие очистки	Нормативно чистые
Нефть/газ	Тонна/м <sup>3</sup>					0,01007						0,03465	0,04472		

## 7. Технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии.

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов сегодня является одной из стратегических задач, как на уровне государства и производителя, так и на уровне потребителя. Необходимость снижения потребления энергетических ресурсов обусловлена следующими причинами:

- энергообеспечение сопряжено с существенными финансовыми, материальными и трудовыми затратами;
- добыча, производство, транспорт и потребление топливно-энергетических услуг оказывает негативное воздействие на окружающую среду;
- увеличение объема потребления энергоресурсов предприятием вызывает увеличение стоимости выпускаемой продукции, а, следовательно, снижение ее конкурентоспособности на рынке.

Вполне естественно, что в современных условиях энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития, позволяя, при тех же уровнях, направлять высвобождающиеся значительные ресурсы на другие цели.

Повышение энергетической эффективности промышленных предприятий возможно за счет замены существующего оборудования на более эффективное, изменения технологического процесса, оптимизации параметров работы отдельного оборудования, внедрения мероприятий по сокращению потерь энергетических ресурсов и т.д. При этом, применяемые методы повышения энергетической эффективности должны быть технически реализуемыми, отвечать требованиям предприятия по экономической целесообразности, не оказывать негативное влияние на производственный процесс.

Целевой индикатор по энергоэффективности-удельное потребление энергии на тонну добытой нефти для ТОО «Казахойл Актобе» - 0,123 т.у.т. в Таблице 7 указаны показатели расхода топливно-энергетических ресурсов, на тонну добытой нефти.

**Таблица 7.1 А - Показатели расхода топливно-энергетических ресурсов, на тонну добытой нефти**

№	Наименование	Ед. изм.	В натуральных величинах	Переводной коэффициент	Условное топливо, кг у.т.
1	Расход электроэнергии	МВт×ч	77426,9	0,123	9523,5087
2	Расход тепловой энергии	Гкал			
3	Расход топлива бензин	тонн	124,8	1,49	185,952
	Диз/топливо	тонн	130,8	1,45	189,66
4	ИТОГО расход топливно-энергетических ресурсов				9899,4267
5	Объём первичной добытой нефти	тонн	414700		
6	Удельный расход энергии на добычу нефти	кВт*ч/т	186,706		

Наиболее эффективным способом выявления возможностей повышения энергетической эффективности и сокращения затрат на приобретение топливно-энергетических ресурсов, общепринятым в мировой практике, является энергетический аудит.

**Таблица 7.1.В**

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Добыча сырья	тонн в год		
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	129,2373881	
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т		
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т		
5	Жидкое топливо	тонн в год		
6	Газообразное топливо	тонн в год		

**Таблица 7.2 Доля потребления каждого вида топливно-энергетического ресурса.**

№ п/п	Название завода	Вид топливно-энергетического ресурса (ТЭР)	Объем, т.у.т.*	Доля от общего объема ТЭР, %
1	ТОО «Казахойл Актобе»	Электроэнергия	9523,5087	12.23
		Тепловая энергия		
		Топливо печное бытовое, тонн		
		Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутадиен и газы нефтяные прочие	67938,10955	87.26
		Всего		

**Таблица 7.3 Потребление энергетических ресурсов Цех подготовки нефти и газа м/р Алибекмола**

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	5 013 500	5 014 400
2	Потребление пара	Гкал/т		
3	Охлаждающая вода	куб. м/т		
4	Теплофикационная вода	т.у.т./т		
5	Оборотная вода	т.у.т./т		

### Повышение энергоэффективности.

НДТ 2. Для эффективного использования энергии НДТ предусматривает использование подходящей комбинации техник, приведенных ниже:

**Таблица 7.4 НДТ для эффективного использования энергии.**

№ п/п	Техника	Описание
1	Техники проектирования	
1.1	Пинч-анализ	Техника, основанная на систематическом расчете термодинамических показателей для минимизации потребления энергии. Используется в качестве инструмента для оценки общих конструкций систем
1.2	Тепловая интеграция	Тепловая интеграция технологических систем (при технических и технологических возможностях) гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет

№ п/п	Техника	Описание
		обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению
1.3	Рекуперация тепла и энергии	Использование устройств / систем рекуперации тепловой энергии, и утилизации остаточного тепла выхлопных газов топливосжигающего оборудования с достаточно высокой температурой и скоростью теплового потока достаточных для обеспечения других технологических тепловых нагрузок систем (например: котлов-utiлизаторов, печей подогрева, теплообменников систем подачи сырья/топлива других устройств, систем центрального теплоснабжения и т.д.) и выработки электрической энергии (силовых турбин)
2	Техники управления технологическим процессом и техническим обслуживанием	
2.1	Оптимизация технологического процесса	Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности и снижения энергопотребления всего процесса на единицу готовой продукции. Механизмы могут включать: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (например, соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция печи), изменение размеров оборудования (например, перестановка насосов или компрессоров) и т.д. Улучшение надежности оборудования также должно способствовать повышению эффективности.
2.2	Управление паром и снижение потребления пара	Систематическая съемка систем дренажных клапанов для снижения расхода пара и оптимизации его использования Систематическая оценка конденсатоотводчиков, дренажных клапанов регулирующих систем и другой запорно-регулирующей арматуры, оптимизированные подача пара и сброс давления и потоков отработанного тепла для снижения потерь пара с целью безопасной оптимизации его использования.
2.3	Использование энергетического эталона	Участие в ранжировании и сравнительном анализе для достижения непрерывного улучшения путем изучения передового опыта
3	Энергоэффективные технологии производства	
3.1	Использование комбинированной тепловой и электрической энергии	Система, предназначенная для совместного производства (или когенерации) тепла (например, пара) и электроэнергии от одного и того же топлива

НДТ 3. Для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства, НДТ предусматривает использование соответствующих комбинаций техник, приведенные ниже.

**Таблица 7.5 НДТ Техники для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства.**

№ п/п	Техника	Эффект от внедрения
1	2	3
1	Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
2	Ускорение развития системы отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей

№ п/п	Техника	Эффект от внедрения
3	Инициировать систему стимулирования энергосбережения	Для содействия выявления областей улучшения
4	Регулярное проведение энергоаудитов	Для обеспечения соответствия деятельности внешним и внутренним нормативным документам
5	План снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
6	Проводить мероприятия по интенсификации горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
7	Для участия в мероприятиях по ранжированию/бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
8	Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками на объектах нефтепромысла может быть неоптимальной. Необходимо проводить исследования на энергоемкость

**Экологическая эффективность:** Все меры по снижению потребления энергии приведут к сокращению выбросов в атмосферу, включая CO<sub>2</sub>.

**Таблица 7.6 Фактическое теплопотребление ТОО «Казахойл Актобе» за период 2022 -2024 гг.**

№	Наименование	Единица измерения	Потребление			анализ	
			Факт				
			2022 г	2023 г	2024 г		
	Теплоэнергия	Гкал, Qвыр.	38 682,96	41 902,02	44 577,97		

**Таблица 7.7 Фактическое энергопотребление ТОО «Казахойл Актобе» за период 2022-2024 гг.**

№	Наименование	Единица измерения	Потребление				
			Факт				
			2022 г	2023 г	2024 г		
1	Электроэнергия	кВт*ч	74 303 300	72 381 800	77 426 900		

## 8. Система экологического менеджмента

НДТ 1. НДТ заключается во внедрении и соблюдении системы экологического менеджмента (СЭМ) для улучшения общих экологических показателей установок объектов нефтегазодобычи.

Описание: см. раздел 4.2 справочника по НДТ.

Экологическая эффективность: СЭМ способствует и поддерживает постоянное улучшение экологических показателей установки. Если установка уже имеет хорошие общие экологические характеристики, то СЭМ помогает оператору поддерживать высокий уровень экологической эффективности.

В целях улучшения общей экологической эффективности НДТ заключается в реализации и соблюдении СЭМ, которая включает в себя все следующие функции:

- заинтересованность и ответственность руководства, включая высшее руководство;
- определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование установки (производства) со стороны руководства;
- планирование и реализация необходимых процедур, целей и задач в сочетании с
- финансовым планированием и инвестициями.

Внедрение процедур, в которых особое внимание уделяется:

- структуре и ответственности,
- подбору кадров,
- обучению, осведомленности и компетентности персонала,
- коммуникации,
- вовлечению сотрудников,
- документации,
- эффективному контролю технологического процесса,
- программам технического обслуживания,
- готовности к чрезвычайным ситуациям и ликвидации их последствий,
- обеспечению соблюдения экологического законодательства;
- проверка производительности и принятие корректирующих мер, при которых особое внимание уделяется: мониторингу и измерениям, корректирующим и предупреждающим мерам, ведению записей, независимому (при наличии такой возможности) внутреннему или внешнему аудиту, для определения соответствия СЭМ запланированным мероприятиям, ее внедрению и реализации;
- анализу СЭМ и ее соответствуию современным требованиям, полноценности и эффективности со стороны высшего руководства;
- отслеживанию разработки экологически более чистых технологий;
- анализу возможного влияния на окружающую среду при выводе установки из эксплуатации, на стадии проектирования нового завода и на протяжении всего срока его эксплуатации;
- проведению сравнительного анализа по отрасли на регулярной основе.

## 9. Образование и управление отходами

НДТ 12. В целях предотвращения или, если практически невозможно предотвращение, сокращения образования отходов НДТ предусматривает принятие и внедрение плана по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации.

НДТ 13. В целях сокращения количества шлама, подлежащего обработке или удалению, НДТ предусматривает использование одной или комбинацию техник, приведенных ниже в таблице 9.1.

**Таблица 9.1 - НДТ Техники по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации**

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Предочистка шлама	Перед окончательной очисткой (например, в печи для) шламы обезвоживают и/или обезмасливают (например, центробежными декантерами или паровыми сушилками), чтобы уменьшить их объем и для извлечения нефти из отстойного оборудования	Общеприменимо
2	Повторное использование шлама в технологических установках	Некоторые виды шлама (например, нефтешлам) могут перерабатываться в установках (например, коксование) как часть сырья из-за содержания в них нефти	Применимость ограничена шламами, которые могут соответствовать требованиям, предъявляемым к обработке в установках с соответствующей очисткой

НДТ 14. Для сокращения образования отработанных твердых отходов катализаторов НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже в таблице 9.2.

**Таблица 9.2 - НДТ Сокращение образования отработанных твердых отходов катализаторов**

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Контроль и управление отработанными катализаторами	Плановое и безопасное обращение с материалами, используемыми в качестве катализатора, (например, подрядными организациями) с целью их восстановления или повторного использования на площадках за пределами объекта. Данные операции зависят от типа катализатора и особенностей технологического процесса
2	Извлечение катализатора из шламовой эмульсии	Нефтешлам на технологических установках может содержать большие концентрации катализаторной пыли.

## 10. Шумовое загрязнение

Справочник и Заключение по НДТ ДНГ содержит информацию о методах снижения уровня шума и вибрации и техники, предотвращающие шумовое загрязнение, но не содержит технологические показатели физических воздействий (шума, вибрации, электромагнитного поля и теплового излучения), связанных с применением этих техник. Поэтому анализ проводился на соответствие НДТ, представленных в справочнике, техникам, применяемым в ТОО «Казахойл Актобе» и имеющим физическое воздействие на окружающую природную среду, без сравнения технологических показателей.

В таблице 10.1 представлена оценка соответствия техник, применяемым в ТОО «Казахойл Актобе», техникам, представленным в Справочнике и Заключении по НДТ ДНГ.

**Таблица 10.1 - Оценка соответствия техник, применяемым в ТОО «Казахойл Актобе», техникам, представленным в Справочнике и Заключении по НДТ ДНГ**

Номер и название НДТ	Описание НДТ по Справочнику и Заключению по НДТ РК «Добычи нефти и газа»	Описание процесса ТОО «Казахойл Актобе»	Оценка соответствия
<b>НДТ 11. Использование техник, направленных на предотвращение шумового загрязнения на производственных объектах</b>	<p>В целях предотвращения шумового загрязнения на производственных объектах НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Выбор подходящего места для шумных операций,</li> <li>b) Ограждение шумных операций/агрегатов,</li> <li>c) Виброизоляция производств/агрегатов,</li> <li>d) Использование внутренней и внешней изоляции на основе звукоизолирующих материалов,</li> <li>e) Звукоизоляция зданий для укрытия любых шумопроизводящих операций, включая оборудование для переработки материалов,</li> <li>f) Установка звукозащитных стен и/или природных барьеров,</li> <li>g) Применение глушителей на отводящих трубах,</li> <li>h) Звукоизоляция каналов и вентиляторов, находящихся в звукоизолированных зданиях,</li> <li>i) Закрытие дверей и окон в цехах и помещениях,</li> <li>j) Использование звукоизоляции машинных помещений,</li> <li>k) Использование звукоизоляции стенных проёмов, например, установка шлюза в месте ввода ленточного конвейера,</li> <li>l) Установление звукоглотителей в местах выхода воздуха, например, на выпуске после газоочистки,</li> <li>m) Снижение скорости потоков в каналах,</li> <li>n) Использование звукоизоляции каналов,</li> <li>o) Сепарация шумовых источников и потенциально резонансных компонентов, например компрессоров и каналов,</li> <li>p) Использование глушителей для дымососов и газодувок фильтров,</li> <li>q) Использование звукоизолирующих модулей в технических устройствах (например, компрессорах)</li> </ul> <p><b>Экологическая эффективность:</b> Настоящий НДТ позволяет снизить уровень шума на промышленных объектах.</p> <p><b>Применимость:</b> Применима на всех объектах промышленности, с учетом соответствия промышленной безопасности производственных процессов и санитарных и строительных норм Республики Казахстан.</p>	<p>В ТОО «Казахойл Актобе» используются техники, направленные на предотвращение шумового загрязнения на производственных площадках, цехах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• осуществлен правильный выбор места для шумных операций,</li> <li>• установлено ограждение для ведения шумных операций/ агрегатов,</li> <li>• предусмотрена виброизоляция производств/ агрегатов,</li> <li>• выполнена звукоизоляция зданий для укрытия любых шумопроизводящих операций,</li> <li>• там, где необходимо применяется глушители на отводящих трубах,</li> <li>• предусмотрена звукоизоляция каналов и вентиляторов, находящихся в звукоизолированных зданиях, предусмотрено закрытие дверей и окон в цехах и помещениях, и т.д.</li> </ul>	Соответствует

## 11. Требования по ремедиации

Основным фактором воздействия на атмосферный воздух при добыче нефти и газа являются выбросы загрязняющих веществ, возникающие в результате эксплуатации организованных источников выбросов, в числе которых газотурбинные установки, установки извлечения / производства серы (процесс Клауса и процесс SCOT), котельные и т.д.

Неорганизованные выбросы возникают при многих процессах добычи нефти и газа, например, из труб, клапанов, уплотнений, резервуаров и других узлов инфраструктуры.

Сточные воды, отводимые с территорий нефтегазодобывающих предприятий, по своим условиям формирования делятся на три вида:

- производственные сточные воды, которые образуются в результате использования воды в различных технологических процессах;
- атмосферные (ливневые) сточные воды (поверхностный сток с территории предприятия), которые образуются в результате смыва примесей, скапливающихся на территории, дождевой, талой и поливочной водой;
- хозяйственно-бытовые сточные воды, которые образуются при эксплуатации на территории предприятия санузлов, душевых, прачечных и столовых.

Условия формирования сточных вод на разных предприятиях могут весьма различаться.

Деятельность нефтегазодобывающих компаний напрямую связана с образованием отходов. В результате деятельности компаний образуются следующие группы отходов:

- производственные (от основного и вспомогательного производства);
- коммунальные.

Все виды образующихся отходов, в первую очередь, зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций.

Согласно Экологического кодекса ремедиация проводится при выявлении факта экологического ущерба:

- животному и растительному миру;
- подземным и поверхностным водам;
- землям и почве.

Таким образом, в результате деятельности предприятий по добыче нефти и газа следующие негативные последствия наступают в результате загрязнения атмосферного воздуха и дальнейшего перехода загрязняющих веществ из одного компонента природной среды в другую:

- загрязнение земель и почв в результате осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха на поверхность почв и дальнейшая их инфильтрация в поверхностные и подземные воды;
- воздействие на животный и растительный мир.

При обнаружении фактов экологического ущерба компонентам природной среды по результатам производственного и (или) государственного экологического контроля, причиненного в результате антропогенного воздействия, и при закрытии и (или) ликвидации последствий деятельности, необходимо провести оценку изменения состояния компонентов природной среды в отношении состояния, установленного в базовом отчете или эталонного участка.

Лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должна предпринять соответствующие меры для устранения такого ущерба, чтобы восстановить состояние участка, следуя нормам Экологического кодекса (ст. 131–141 Раздела 5) и Методическим рекомендациям по разработке программы ремедиации.

Помимо того, лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должно принять необходимые меры для удаления, сдерживания, или сокращения эмиссий соответствующих загрязняющих веществ, также для контрольного мониторинга в сроки и периодичность, для того чтобы, с учетом их текущего, или будущего утвержденного целевого назначения, участок больше не создавал значительного риска для здоровья человека, и не причинял ущерб от ее деятельности в отношении окружающей среды из-за загрязнения компонентов природной среды.

## 12. Описание изменений (при внесении изменений в КЭР)

В соответствии с пунктом 1 статьи 118 Кодекса, комплексное экологическое разрешение подлежит пересмотру частично или полностью в случаях:

- внесения оператором существенных изменений в намечаемую или осуществляющую деятельность, требующих проведения оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с подпунктами 3) и 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса;
- утверждения нового заключения по наилучшим доступным техникам в связи с принятием нового справочника по наилучшим доступным техникам по соответствующим областям их применения, устанавливающего требования, которым объект, в отношении которого выдано такое комплексное экологическое разрешение, не соответствует;
- внесения изменений в программу повышения экологической эффективности в соответствии с Кодексом.

Комплексное экологическое разрешение для ТОО «Казахойл Актобе» получает впервые.

## 13. Заключение

Данный проект разработан, в том числе в соответствии с требованиями действующего законодательства Республики Казахстан, Правилами выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319.

В соответствии с пунктом 3 Статьи 40 Экологического Кодекса Республики Казахстан технологические нормативы, установленные в комплексном экологическом разрешении для объектов КНГКМ, не должны превышать соответствующие технологические показатели (при их наличии), связанные с применением наилучших доступных техник по конкретным областям их применения, установленные в заключениях по наилучшим доступным техникам.

Проведены анализ и систематизация информации о ТОО «Казахойл Актобе» применяемых технологиях, оборудовании, сбросах и выбросах загрязняющих веществ, образовании отходов производства, других факторах воздействия на окружающую среду, энерго и ресурсопотреблении с использованием данных отчетов экспертной оценки предприятий, литературных данных, изучения нормативной документации, экологических отчетов, планов модернизации и инновационного развития предприятия.

В рамках проведенного анализа СНДТ были определены НДТ с установленными технологическими показателями и требованиями к мониторингу, которые в обязательном порядке необходимо соблюдать в процессе эксплуатации объектов ТОО «Казахойл Актобе».

По итогам были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейших работ по внедрению требований Справочника НДТ:

1. НДТ 4 СНДТ ДНГ для оборудования, не подлежащего оснащению АСМ, предусмотрен **ежемесячный** контроль концентраций маркерных веществ в отходящих газах топливо сжигающих устройств. В настоящее время согласно программе ПЭК, в ТОО «Казахойл Актобе» инструментальный контроль проводится на **ежеквартальной** основе. В связи с этим, в случае перехода на КЭР, в программе ПЭК необходимо увеличить частоту контроля для источников, входящих в область применения СНДТ ДНГ.

2. Предприятию рекомендуется осуществлять сбор, систематизацию и хранение сведений об уровнях эмиссий загрязняющих веществ, в особенности маркерных, в окружающую среду, потребления сырья и энергоресурсов, а также проведении модернизации основного и природоохранного оборудования, экономических аспектах внедрения НДТ;

3. При проектировании, эксплуатации, реконструкции, модернизации технологических объектов необходимо обратить внимание на мониторинг, контроль и снижение физических факторов воздействия на окружающую среду; внедрение АСМ эмиссий в окружающую среду является необходимым инструментом получения фактических данных по эмиссиям МЗВ и пересмотр технологических показателей МЗВ;

4. При модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критерии выбора новых технологий, оборудования, материалов следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсосбережение, снижение негативного воздействия объектов производства на окружающую среду.

## 14. Список литературы

1. «Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 г. № 400-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.).
2. Правила выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения (утверждены приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 9 августа 2021 года № 319).
3. Справочник по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» (утвержден Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202).
4. Справочник по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (утвержден постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 января 2024 года № 23).
5. Заключение по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» (утверждено Правительством Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159).
6. Заключение по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161).
7. Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на атмосферный воздух (утверждены приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 сентября 2021 года № 375).
8. Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на водные объекты (утверждены Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 16 июля 2021 года № 254).
9. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI.
10. Методика расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию (утверждена приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164).
11. «Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля», утвержденными приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208.
12. Перечень загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию» (утвержен Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 25 июня 2021 г. № 212);
13. Правила разработки и утверждения нормативов предельно допустимых вредных воздействий на водные объекты (утверждены Приказом Министра сельского хозяйства РК от 15 мая 2015 года № 19-1/441).
14. МУ «Организация и порядок проведения аналитического контроля за загрязнением водных объектов. Основные требования» (утверждены Приказом Министра охраны окружающей среды РК от 12 июля 2011 г. № 183-П).
15. Инструкции по контролю за работой очистных сооружений и отведением сточных вод» (утверждены Приказом Министра охраны окружающей среды РК от 14.04.2005 г. № 129-П).
16. ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».
17. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

18. СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

19. РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

20.РНД 211.2.03.01-97 «Инструкция по нормированию сбросов загрязняющих веществ в водные объекты Республики Казахстан».

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

**Приложение 1 - Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

20004078

**ЛИЦЕНЗИЯ**03.03.2020 жылы02173Р

Қоршаган органды қорғау саласындағы жұмыстарды орындауда және қызметтерді көрсету айналымсуга

(Рұқсаттар және хабарламалар туралы) Қазақстан Республикасының Зерттеу саласындағы қызмет түрінің аттызы)

"ГеоПроект" жауапкершілік шектеулі серіктестігі

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау К.Ә., Атырау к., Сарықамыс Шагын ауданы, Лашын көшесі, № 19 үй, БСН: 980740004456 берілді

(занды тұрғынның (совын ішінде шетелдік занды тұрғынның) толық аттызы, мекенжайы, бизнес-сайкестендіру немірі, занды тұрғынның бизнес-сайкестендіру немірі болынған жағдайда – шетелдік занды тұрғы физикалық немесе оқынғайтын бизнес-сайкестендіру немірі/жеке тұрғынның толық тегі, аты, жөсөній аты (болжын жағдайда), жеке сайкестендіру немірі)

**Ерекше шарттары**

(Рұқсаттар және хабарламалар туралы) Қазақстан Республикасының Зерттеу саласындағы 36-баптағы саласы)

**Ескерту****Иеліктен шыгарылмайтын, 1-сынын**

(иеліктен шыгарылтынын, дұрысның кілемі)

**Лицензиар**

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және базылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігі.

(лицензиардан толық аттызы)

**Басшы (уәкілетті тұлға) Абдуллинев Айдар Сейсенбекович**

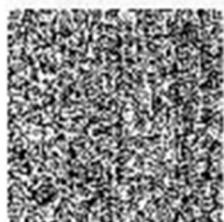
(тегі, аты, жөсөній аты (болжын жағдайда))

Алғашкы берілген күні 04.12.2012

Лицензияның  
қолданылу кезеңі

Берілген жер

Нур-Сұлтан қ.





#### ЛИЦЕНЗИЯ ГАКОСЫМША

Лицензия №02173Р

Документы берілген күні 03.03.2020 жылды

Документы о выдаче кредитов и залогах

- Шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табигатты коргауда қарасты жобалу, нормалдау  
«Рұқсаттар және хабаршамашар туралы» Қазақстан Республикасының Земиң ойынан дағынданғанының қызығынан

三國志演義

"ГеоПроект" ЖУМДАРЫНДЫҢ ЖЕКЕСҮҮІ САЙЫКТАСХЫ

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау қ., Атырау к.,  
Салыншамыс Шарықи ғудам. Домашек көші № 19-д. БСН: 980740004456

(шанды тұлғаның (сонарында шетелдік шанды тұлғаны) толық атауы, мекемесінің, бизнес-сайттардың номрі, шанды тұлғаның бизнес-сайттардың номрі болынған жағдайда – шетелдік шанды тұлғаға физикалық немесе мәдений бизнес-сайттардың номрі/жады тұлғанының толық аты, атынан туы (білдірілген жағдайда), жеке сайттардың номрі)

Розмір тканини

◎ 二十一世紀文庫

Лицензионные  
кодзы луымын  
адакын шархады

(Рускаттар және забарнамалар туралы) Қазақстан Республикасы Зерттеулер министрлігі

100

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бакылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі. Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігі.

[\[RECOMMENDED READING SOURCE MATERIALS TO THE AUTHOR\]](#)

Бастың (тәжілдегі тұнда) Абдулдаев Азат Сабирович бола

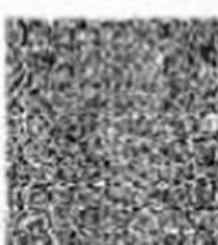
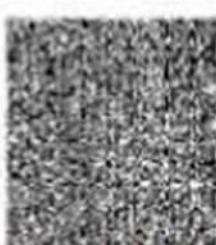
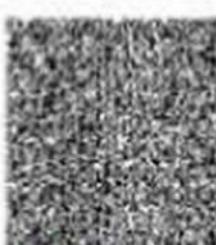
©2015 Kuta Software LLC. All rights reserved.

Каскадные замки 201

Кодекси зу магії

Қосымшаның берілген 03.03.2020  
күні

Башкортостан  
Нур-Султан



Они оправдывают свою политику цифровых валют путем привлечения Криптовалютников (или тех, кто интересуется криптовалютами) в свою группу. Данный способ называется «аттрактором» и состоит из двух частей: «законодательной» и «исполнительской».

20004078

123



## ЛИЦЕНЗИЯГА КОСЫМША

Лицензияның номірі 02173Р

Лицензияның берілген күні 03.03.2020 жылы

**Лицензиаланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:**

- шаруашылық және басқа қызметтің 1 саласы үшін экологикалық аудит

(«Рұқасаттар және забаремалар туралы» Қазақстан Республикасының Заянының 36-байлық сайтынан)

**Лицензиат**

"ГеоПроект" жаулапкершілігі шектеулі серіктестігі

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау к., Сарыкымыс Шағын ауданы, Лашын көшесі № 19 үй. БСН: 980740004456

(жады тұлғыны (соның ішінде шешілді жады тұлғыны) толық аты, мекемеімі, бізнес-сайтесіндегі номір, жады тұлғының бизнес-сайтесіндегі номірі болғанда жағдайда – шетелдегі жады тұлғы физикалық немесе наidілдік бизнес-сайтесіндегі номір/жады тұлғының толық аты, анықтаудың аты (болған жағдайда), және сайтесіндегі номір)

**Ондірістік база**

Атырау к., мкр. Сарыкымыс, Лашын к., 19 үй

(орталық мәдениет)

**Лицензиаланатын қолданылуының ерекше шарттары**

(«Рұқасаттар және забаремалар туралы» Қазақстан Республикасының Заянының 36-байлық сайтынан)

**Лицензиар**

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігінің Экологикалық реттеу және бағылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиги ресурстар министрлігі.

(жадының косымшасы берілген органдың толық атынан)

**Басты (төкілетті тұлға)** Умаров Ермек Касымғалиев ғыратып

(төс, аты, анықтаудың болған жағдайда)

**Косымшаның номірі** 001

**Колданылу мерзімі**
**Косымшаның берілген күні** 04.06.2020

**Берілген орын** Нұр-Сұлтан қ.


Документ созылған күнде автоматикалық цифровынан шифровандауда Қазақстан Республикасының 2001 жылдың 7 наурызындағы 2-нешенесінде көрсетілген нормативтерге негізделген. Оның номінандағы 1-нешенесінде көрсетілген нормативтерге негізделген. Оның номінандағы 1-нешенесінде көрсетілген нормативтерге негізделген.

**Приложение 2 - Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 31.08.2021 года**

**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**

«31» август 2021 г.

Наименование объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду: "месторождение Алибекмала и Кожасай ТОО "Казахойл Актобе""", "06100 Добыча сырой нефти и попутного газа"

(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:  
990940002914

Идентификационный номер налогоплательщика:

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

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

,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)  
,Актюбинская область, Мугалжарский район)

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

подпись:



### Приложение 3 – Качество продукта



#### Паспорт нефти № 305 от 03.11.2025

1	ТОО " КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ ", Казахстан, 030000, г. Актобе, район Астана, проспект А.Молдагуловой, д.46, БЦ «Капитал Плаза», 2-этаж
1	Наименование, место нахождения (адрес) изготовителя (производителя) нефти, продавца, транспортной организации
1	Актюбинское нефтепроводное управление, головная нефтеперекачивающая станция «Алибекмола», Актюбинская область, Мугалжарский район, поселок Жанажол
1	Место изготовления (подготовки) нефти, либо место приема нефти на транспортировку магистральным трубопроводом, либо место сдачи нефти грузополучателю по итогам транспортировки магистральным трубопроводом, либо место перегрузки (перевалки) нефти на другие виды транспорта по итогам транспортировки магистральным трубопроводом
2	СТ РК 1347-2024 «Нефть. Общие технические условия»; Нефть: 2.0.1.1 СТ РК 1347-2024
2	Обозначение и наименование документа, в соответствии с которым изготовлена (подготовлена) нефть (при наличии), и ее наименование и обозначение в соответствии с этим документом
3	ИЛ ТОО «КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ» № KZ.T.05.0715
3	Наименование испытательной лаборатории, номер записи в реестре аккредитованных лиц
4	305 от 03.11.2025
4	Номер партии, дата или отыскания (подготовки), либо дата сдачи нефти грузополучателю по итогам транспортировки магистральным трубопроводом, либо дата перегрузки (перевалки) нефти на другие виды транспорта по итогам транспортировки магистральным трубопроводом
5	ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»
5	Обозначение и наименование документа, в соответствии с которым была отобрана пробы нефти
6	СИКН ТОО «Казахойл Актобе» на ЦПНиГ «Алибекмола» ГНПС «Алибекмола»
6	Наименование места (объекта) отбора пробы
7	03.11.2025 24:00
7	Дата отбора пробы (Д/М/Г ОД), время (ЧАС:МИН)

№	Наименование показателя	Метод испытаний <sup>1)</sup>	Значения показателей по ТР ЕАЭС 045/2017 <sup>2)</sup>	Фактические значения показателя <sup>4)</sup>
1	2	3	4	5
1	Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ 33690	не более 20	менее 2
2	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ 33690	не более 40	менее 4
3	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477	не более 0,5	0,03
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534, метод А	не более 100	6,0
5	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) <sup>3)</sup>	ГОСТ 1756	не более 66,7 (500)	36,8 (276,0)
6	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °C, млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 52247-2021, метод В	не более 6	менее 2
7	Температура нефти, °C	МВИ СИКН	-	23,7
558	Давление нефти, МПа	МВИ СИКН	-	0,43
9	Плотность нефти при условиях измерения и давлении, кг/м <sup>3</sup>	МВИ СИКН	-	816,5
10	Плотность нефти при температуре 20 °C, кг/м <sup>3</sup>	СТ РК 2.153	-	821,9
11	Плотность нефти при температуре 15 °C, кг/м <sup>3</sup>	СТ РК 2.153	-	825,7
12	Массовая доля серы, %	СТ РК АСТМ Д 4294	-	1,11
13	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370	0,05	0,0168
14	Массовая доля хлористых солей, %	ГОСТ 21534, метод А	-	0,0007
15	Массовое доля балласта, %	СТ РК 1474	-	0,0475

№	Наименование показателя	Метод испытаний <sup>1)</sup>	Значения показателей по ТР ЕАЭС 045/2017 <sup>2)</sup>	Фактические значения показателя <sup>4)</sup>
1	2	3	4	5
16	Массовая доля парафина, %	СТ РК АСТМ Д 5442-2015.	-	1,2
17	Температура потери текучести нефти (застывания), °C	СТ РК АСТМ Д 5853	-	-33 (-36)
18	Выход фракций, %: до температуры 200 °C до температуры 300 °C	ГОСТ 2177-99, метод Б	- -	40,0 59,0
19	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с (cСт) при температуре 25,8 °C	ГОСТ 31391	-	3,391

<sup>1)</sup> Указывается обозначение и пункт документа, содержащего положения о методе (методике) исследований (испытаний) и измерений.

<sup>2)</sup> Допускается указание значений показателей нефти (в дополнение к значениям показателей согласно ТР ЕАЭС 045/2017), установленных в документе, в соответствии с которым изготовлена (произведена) и (или) транспортируется нефть (при наличии).

<sup>3)</sup> Не определяется при температуре застывания нефти 10 °C и выше.

<sup>4)</sup> Периодичность проведения испытаний определяется на основании документа по стандартизации, в соответствии с которым изготовлена (произведена) и (или) транспортируется нефть.

Заключение: соответствует требованиям Технического регламента Евразийского экономического союза (ЕАЭС) «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию» ТР ЕАЭС 045/2017

Паспорт оформил:

лаборант химического анализа  
ТОО "Казахойл Актобе"

должность, организация



Жумин Т.А.

Ф.И.О.

Паспорт получен:

лаборант химического анализа  
АкНУ АО "КазТрансОйл"

должность, организация

подпись

Эсен А.М.

Ф.И.О.

## Отчёт анализа

### Паспорт хроматограммы

Оператор: Жумин Т.А./Эсен А.М.  
Хроматограмма: №3540 2025-11-04 00:23:31  
Файл: C:\Analytic 3\Analytic 3\Projects\женис\chromatograms\2025-11-04 00-23-31 3540.chrx  
Хроматограф: №: 452274 Версия прошивки: v 03.09.16.385  
Метод: C:\Analytic 3\Analytic 3\Projects\женис\methods\градуировка женис 23.09.2025.mthx  
Проба: КОА сд 24:00 мск.вр.  
Объём пробы: 0.82  
Комментарии: Дата отбора: 03.11.2025г  
Дата получения: 04.11.2025г.  
Место отбора: КУН "Emerson"  
Лаборатория: ИЛ КОА  
Температура: 20,0°C  
Плотность: 821,9

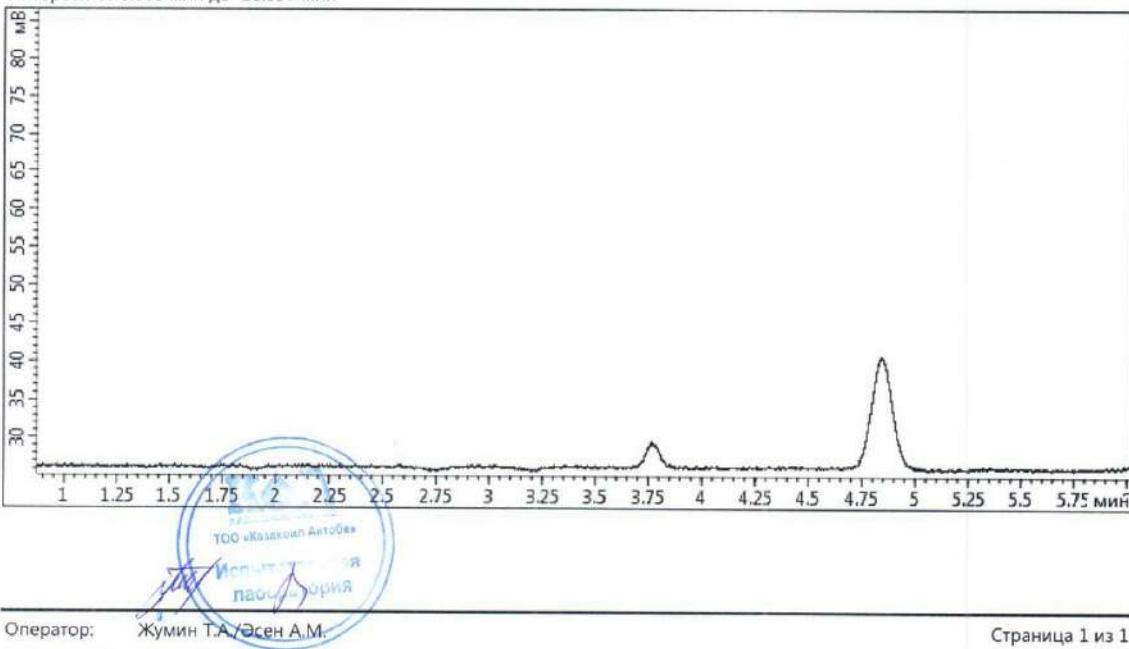
### Результат анализа

Компонент	Время (мин)	Функция	Концентрация	Ед. измер.	Детектор
Сероводород(H2S)	1.319	$\text{Lg}(Y) = 5.171e-01 \cdot \text{Lg}(X) - 7.020e-01$	0 ppm		ПФД-1
Метилмеркаптан(CH3SH)	2.134	$\text{Lg}(Y) = 4.913e-01 \cdot \text{Lg}(X) - 3.860e-01$	0 ppm		ПФД-1
Этилмеркаптан(C2H5CH)	3.406	$\text{Lg}(Y) = 4.858e-01 \cdot \text{Lg}(X) - 1.356e-01$	0 ppm		ПФД-1

### Хроматограмма

ПФД-1

Интервал от 0.000 мин до 18.097 мин



Оператор: Жумин Т.А./Эсен А.М.  
Отчет создан: 2025-11-04 00:41:41

Страница 1 из 1

Даты: 04-11-2025  
Время: 00:30:13  
Оператор: ЖУМИН  
Проба: КОАСД2400МСК  
% масс. = 1.112  
X1-X2 = 0.000 %

Даты: 04-11-2025  
Время: 01:25:16  
Прибор: 8182  
Оператор: Жумин  
Проба: КОАСД2400МСК  
Проб.: Хлор  
Диап.: Хлор 0-50 мг/кг

C = <0.2 мг/кг

C1=<0.2 мг/кг

C2=<0.2 мг/кг

|C2-C1|=



Қазақстан Республикасы  
«КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ» ЖШС  
Сынау зертханасы



Республика Казахстан  
ТОО «КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»  
Испытательная лаборатория

5.16.009-011

**ПАСПОРТ № 1.1104**

Іріктеу жөнө сынау күні/дата отбора и испытания: « 4 » караша / ноябрь 2025 ж./г.

Ариалған /на: Магистральдық газ құбындары арқылы тасымалдаудаға дайындалған табиги жанғыш газдар.  
Газы горючие природные, подготовленные к транспортированию по магистральным газопроводам (Горючий)

Нормативтік құжат / нормативный документ: TP ЕАЭС 046/2018, СТ РК 1666-2007

Предприятие изготовитель: «КОА» ЖШС/ТОО «КОА»

Алдынатын жері / место отбора : Ақтөбе облысы Мұғалжар ауданы, Элібекмоза кен орны ШППГ, ГКК /  
Актюбинская обл., Мұғалжарский р-н, месторождение Азебекмоза, ШППГ, УУГ

Рет / №	Көрсеткіштің атауы/ Наименование показателя	Нормасы / Норма	Накты мәндері / Фактические значения
1	Компоненттердің моллярлық үлесі, % / Молярная доля компонентов, %		
	Гелий (He)		0,0406
	Водород (H <sub>2</sub> )		0,0011
	Азот (N <sub>2</sub> )		2,2910
	Метан (CH <sub>4</sub> )		85,2613
	Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	нормаланбайды / не нормируется	8,0580
	Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )		3,2890
	изо-Бутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )		0,3817
	и-Бутан (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )		0,5198
	нео-Пентан ( neo-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )		0,0013
	изо-Пентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )		0,0882
	и-Пентан (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )		0,0530
	Гександар сомасы / Сумма гексанов ( $\Sigma$ C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )		0,0050
2	Оттері / Кислород (O <sub>2</sub> )	артық емес / не более 0,02	0,0100
3	Көміртегі диоксиді / Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	артық емес / не более 2,5	0,0000
4	Күйіртсүтегінің салмасы, г/м <sup>3</sup> / Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup>	артық емес / не более 0,007	0,0003
5	Меркаптандың күйірт салмасы, г/м <sup>3</sup> / Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup>	артық емес / не более 0,016	0,0020
6	Жалпы күйірттің массалық шоғырлануы, г/м <sup>3</sup> / Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup>	артық емес / не более 0,030	0,0008
7	Көлемдік жану жылуы теменгі, МДж/м <sup>3</sup> / (ккал/м <sup>3</sup> ) / Объемная теплота сгорания нижняя, МДж/м <sup>3</sup> / (ккал/м <sup>3</sup> )	31,80 / (7600)	37,32 / (8914)
8	Тығыздығы кг/м <sup>3</sup> / Плотность кг/м <sup>3</sup>	нормаланбайды / не нормируется	0,7848
9	Шык нүктесінің температурасы суда / Температура точки росы по воде, °C	жогары емес / не выше - 5	-20,2
10	Шык нүктесінің температурасы бойынша, комірсүтектер / Температура точки росы по углеводородам, °C	0	-21,8
11	Механикалық коспалардың массалық шоғырлануы/ Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup>	артық емес / не более 0,001	0,0000
12	Иіс карындылығы, балл / Интенсивность запаха, балл	3	3
13	Воббе саны(жогары) / Число Воббе, (высшего) МДж/м <sup>3</sup> / (ккал/м <sup>3</sup> )	41,20 – 54,50 / (9840 – 13020)	51,08 / (12200)
14	Воббе санының номиналды мәннен ауыткұзы, % / Отклонение числа Воббе от номинального значения, %	± 5	± 5

С3 инженер-лаборанты /  
инженер-лаборант И.Л:

С3 лаборанты /лаборант И.Л:



Худайбергенова Н.М.

Кайыргазина Ж.У.

## Приложение 4 – Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий

### 1. Снижение выбросов углерода оксида (СО) от установок сжигания (печи и котлы). Замена и модернизация горелок (Ист.0047 - Печь ПТБ-10Э)

Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:

1. Заключение по НДТ: 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу. НДТ 4 "Выбросы SO<sub>2</sub>, CO";
2. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ";
3. 5.13.4. Печи и котлы;
4. 5.13.14. Сокращение массового расхода отходящих газов за счет снижения избытка воздуха горения;
5. 5.13.15. Автоматизированное управление горелками.

#### Пояснение:

На ТОО «Казахойл Актобе» для достижения технологического показателя – снижения выбросов оксида углерода (СО) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. Для установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля" (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06. 2021 г. № 208).
2. Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующиеся загрязняющие вещества. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление веществ. Горелки со сверхнизким выбросом добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс загрязняющих веществ, воздействуя, в частности, на сжигание топлива.
3. Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха);  
Непрерывный контроль температуры и концентрации O<sub>2</sub> отходящих газов для оптимизации горения;
4. Избыток воздуха горения может быть сведен к минимуму при помощи регулирования расхода воздуха в соответствии с расходом топлива. Эта задача может быть значительно облегчена посредством автоматизированного измерения содержания кислорода в дымовых газах. В зависимости от того, насколько быстро и часто меняются соответствующие характеристики технологического процесса, расход воздуха может регулироваться вручную или в автоматизированном режиме. Слишком низкий расход воздуха приводит к затуханию пламени и необходимости повторного

зажигания, что может вызывать обратные удары пламени и, как следствие, повреждение оборудования. Поэтому соображения безопасности всегда требуют некоторого избытка воздуха (как правило, 1–2 % для газообразного топлива и 10 % для жидкого).

5. Автоматизированное управление процессом сжигания может осуществляться посредством мониторинга и регулирования таких параметров, как расход топлива и воздуха горения, содержание кислорода в дымовых газах, а также потребность технологических процессов в тепловой энергии.

#### *Достигнутые экологические выгоды*

Этот подход обеспечивает энергосбережение посредством ограничения расхода воздуха горения и оптимизации расхода топлива, что позволяет оптимизировать процесс сжигания и ограничить производство тепла реальными потребностями технологических процессов.

Кроме того, он может использоваться для минимизации образования NOx в процессе сжигания.

#### **2. Снижение выбросов диоксида серы (SO<sub>2</sub>) от установок сжигания (печи и котлы). Доочистка дымовых газов от оксидов серы и сопутствующих ингредиентов (Ист. 0106 – Термический окислитель (печь дожига))**

**Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:**

1. Заключение по НДТ: 6.3. Техники повышения энергоэффективности. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса";
2. Заключение по НДТ: 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу. НДТ 4 "Выбросы SO<sub>2</sub>, CO";
3. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ";
4. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Повышение коэффициента полезного действия";
5. Заключение по НДТ: 6.13. Для производства газовой технической серы. НДТ 36 "Удаление серосодержащих газов путем очистки амином" 6.26.3;
6. Заключение по НДТ: 6.13. Для производства газовой технической серы. НДТ 36 "Мокрая очистка газов скрубберами" 6.26.3;
7. Заключение по НДТ: 6.24. Минимизация отходящих газов и их обработка. НДТ 69 "Восстановление серы и уменьшение выбросов SO";
8. Заключение по НДТ: 6.24. Минимизация отходящих газов и их обработка. НДТ 69 "Установки производства серы. Повышение эффективности процесса Клауса".

#### **Пояснение:**

На ТОО «Казахойл Актобе» для достижения технологического показателя – снижения выбросов диоксид серы (SO<sub>2</sub>) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса". Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция оборудования);
2. Для установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении

производственного экологического контроля" (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06. 2021 г. № 208);

3. Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующиеся загрязняющие вещества. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление веществ. Горелки со сверхнизким выбросом добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс загрязняющих веществ, воздействуя, в частности, на сжигание топлива;

4. Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями: Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха). Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления. Непрерывный контроль температуры и концентрации О<sub>2</sub> отходящих газов для оптимизации горения. Оптимизация условий горения;

5. Отделение серосодержащего газа (в основном сероводорода) от газообразного технологического топлива осуществляется путем его растворения в химическом растворителе (процессы абсорбции);

6. В процессе мокрой очистки газообразные соединения растворяются в подходящей жидкости (воде или щелочном растворе). Одновременно достигается удаление твердых и газообразных соединений. После мокрого скруббера дымовые газы насыщаются водой, и перед выпуском отходящих газов требуется разделение капель. Полученная жидкость должна быть обработана в процессах очистки сточных вод, а нерастворимые вещества собираются путем осаждения или фильтрации;

7. Отделить от сероводорода достигается растворением сероводорода в химическом растворителе (абсорбция). При этом используются амины, сухие адсорбенты и другие аналогичные химреагенты;

8. Усовершенствованная уникальная система горелки и улучшенные условия горения. Процесс с использованием высокоэффективных катализаторов для ускорения окисления H<sub>2</sub>S до SO<sub>2</sub> без использования пламени. Они позволяют значительно повысить эффективность извлечения серы. Автоматическое управление подачей воздуха в печь реакции Клауса оптимизирует извлечение.

**3. Снижение выбросов оксида углерода (СО) от установок сжигания (печи и котлы). Доочистка дымовых газов от оксидов серы и сопутствующих ингредиентов (Ист. 0106 – Термический окислитель (печь дожига))**

**Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:**

1. Заключение по НДТ: 6.3. Техники повышения энергоэффективности.  
НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса".

2. Заключение по НДТ: 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу.  
НДТ 4 "Выбросы SO<sub>2</sub>, CO".

3. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ"

4. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Повышение коэффициента полезного действия"

**Пояснение:**

На ТОО "Казахойл Актобе" для достижения технологического показателя - снижения выбросов оксида углерода (СО) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса". Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция оборудования).

2. Для установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля" (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06. 2021 г. № 208).

3. Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующиеся загрязняющие вещества. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление веществ. Горелки со сверхнизким выбросом добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс загрязняющих веществ, воздействуя, в частности, на сжигание топлива.

4. Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями: Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха). Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления. Непрерывный контроль температуры и концентрации О<sub>2</sub> отходящих газов для оптимизации горения. Мониторинг СО. Оптимизация условий горения. Методы контроля выбросов СО: исправная работа и контроль, хорошее смешивание выхлопных газов.

**4. Снижение выбросов оксида углерода (СО) от установок сжигания (печи и котлы). Технологическое регулирование процесса, модернизация оборудования и оснащения процесса горения (Ист. 0090 – Ребойлер гликоля ТЭГЕ-2261 установки осушки газа)**

**Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:**

1. Заключение по НДТ: 6.3. Техники повышения энергоэффективности. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса".

2. Заключение по НДТ: 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу. НДТ 4 "Выбросы SO<sub>2</sub>, CO".

3. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Горелки с низким выбросов загрязняющих веществ".

4. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Повышение коэффициента полезного действия".

#### **Пояснение:**

На ТОО «Казахойл Актобе» для достижения технологического показателя – снижения выбросов оксида углерода (СО) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса". Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция оборудования).

2. Для установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля" (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06. 2021 г. № 208).

3. Горелки с низким выбросом загрязняющих веществ, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующиеся загрязняющие вещества. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление веществ. Горелки со сверхнизким выбросом добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс загрязняющих веществ, воздействуя, в частности, на сжигание топлива.

4. Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями: Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха). Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления. Непрерывный контроль температуры и концентрации О<sub>2</sub> отходящих газов для оптимизации горения. Мониторинг СО. Оптимизация условий горения. Методы контроля выбросов СО: исправная работа и контроль, хорошее смешивание выхлопных газов.

**5. Снижение выбросов оксидов азота (NOx) от установок сжигания (печи и котлы). Технологическое регулирование процесса, модернизация оборудования и оснащения процесса горения (Ист. 0090 – Ребойлер гликоля ТЭГЕ-2261 установки осушки газа)**

Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:

1. Заключение по НДТ: 6.3. Техники повышения энергоэффективности. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса".
2. Заключение по НДТ: 6.4. Мониторинг выбросов в атмосферу. НДТ 4 "Выбросы SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>".
3. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Горелки с низким выбросом NO<sub>x</sub>".
4. Заключение по НДТ: 6.9. Заключение по НДТ для предварительной подготовки газа и жидких углеводородов НДТ 21 "Повышение коэффициента полезного действия".

**Пояснение:**

На ТОО «Казахойл Актобе» для достижения технологического показателя – снижения выбросов оксидов азота (NO<sub>x</sub>) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 2 "Оптимизация технологического процесса". Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция оборудования).
2. Для установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы, и/или являющиеся самостоятельным источником загрязнения при соответствии условиям согласно пункта 11 "Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля" (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06. 2021 г. № 208).
3. Горелки с низким выбросом NO<sub>x</sub>, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующийся NO<sub>x</sub>. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление NO<sub>x</sub> в N<sub>2</sub> радикалами NH<sub>3</sub>, HCN и CO. Горелки со сверхнизким выбросом NO<sub>x</sub> добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию отходящих газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом NO<sub>x</sub>, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс NO<sub>x</sub>, воздействуя, в частности, на сжигание топлива.
4. Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями: Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха). Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления. Непрерывный контроль температуры и концентрации O<sub>2</sub> отходящих газов для оптимизации горения. Оптимизация условий горения. Методы контроля выбросов: исправная работа и контроль, хорошее смешивание выхлопных газов.

## Приложение 5 – Расчетно-пояснительная записка к Программе повышения экологической эффективности

**Эффект от внедрения техник НДТ (от базового значения):**

### 1. Замена и модернизация горелок (Ист.0047 - Печь ПТБ-10Э/А)

Код ЗВ	Наименование вещества	Базовый уровень	По итогу внедрения НДТ	Дельта, эффект
0337	Углерода оксид	962 мг/Нм <sup>3</sup>	99 мг/Нм <sup>3</sup>	- 863

В ходе проведения работ по технологическому нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах ТОО «Казахойл Актобе» выполнен анализ действующего технологического оборудования, рассмотрены возможные мероприятия по снижению выбросов и определены направления по внедрению наилучших доступных техник (НДТ).

По результатам анализа и обоснования эффективности мероприятий принято решение о внедрении **автоматизированных** модифицированных горелок для печи типа **ПТБ-10Э**.

В результате внедрения автоматизированных газовых горелок на печи типа **ПТБ-10Э** обеспечивается достижение целевых показателей по повышению энергоэффективности и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Реализация данного мероприятия позволит:

- снизить выбросы оксида углерода (CO) с **962 мг/Нм<sup>3</sup>** до **99 мг/Нм<sup>3</sup>**, что соответствует снижению на **около 90 %**;
- обеспечить **оптимизацию процесса сжигания топлива** за счёт автоматического регулирования соотношения воздух/топливо и поддержания стабильных параметров горения;
- повысить **энергоэффективность работы печи** за счёт снижения перерасхода газа и сокращения потерь физического тепла;
- сократить **эксплуатационные и энергетические затраты** за счёт исключения вентиляторной системы и уменьшения потребления электроэнергии;
- повысить **надёжность, безопасность и уровень автоматизации** оборудования;
- обеспечить **соответствие требованиям НДТ** и действующим нормативам Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Внедрение автоматизированных газовых горелок является технически и экономически обоснованной мерой, направленной на достижение целевых экологических показателей предприятия, повышение эффективности технологических процессов и снижение антропогенной нагрузки на окружающую среду.

### 2. Снижение выбросов диоксида серы (SO<sub>2</sub>) и углерода оксида (CO) от установок сжигания (печи и котлы). Доочистка дымовых газов от оксидов серы и сопутствующих ингредиентов. Ист. 0106 – Термический окислитель (печь дожига)

На основании проведенного анализа технологического процесса источника 0106 – Термический окислитель (печь дожига), предлагаемая комбинация наилучших доступных техник (НДТ) обеспечивает достижение установленных технологических показателей по снижению выбросов диоксида серы (SO<sub>2</sub>) и оксида углерода (CO) в окружающую среду.

Применение НДТ 2 «Оптимизация технологического процесса», включая систематический энергоаудит, корректировку уставок (соотношение воздух/топливо), модернизацию горелок и систем управления, в сочетании с установкой горелок с низким и

сверхнизким уровнем выбросов, позволяет минимизировать термическое образование загрязняющих веществ за счет снижения пиковых температур, концентрации кислорода в зоне первичного горения и времени пребывания газов при высоких температурах.

Дополнительно внедряются:

- процессы мокрой очистки дымовых газов с использованием химических абсорбентов (амины, щелочи) для эффективного отделения серосодержащих соединений ( $H_2S$ ) и  $SO_2$ ;
- рециркуляция отходящих газов и автоматизированное управление подачей воздуха в печь реакции Клауса;
- непрерывный мониторинг  $O_2$ ,  $CO$  и температуры отходящих газов в соответствии с п. 11 Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 22.06.2021 № 208).

Реализация указанного комплекса НДТ гарантирует:

- повышение КПД печей и котлов не менее чем на 5–8 %;
- снижение удельных выбросов  $SO_2$  на 85–95 %;
- снижение удельных выбросов  $CO$  на 70–85 % относительно базового уровня.

Внедрение мероприятий планируется в течение 2026–2032 гг. с поэтапным вводом систем мониторинга и доочистки. По итогам реализации будет обеспечено полное соответствие требованиям производственного экологического контроля и национальным нормативным актам в области охраны атмосферного воздуха.

### **3. Технологическое регулирование процесса, модернизация оборудования и оснащения процесса горения (Ист. 0090 – Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261 установки осушки газа)**

В результате анализа технологического процесса работы установки осушки газа источника 0090 – Ребойлер гликоля ТЭГ Е-2261 и оценки эффективности мероприятий по внедрению наилучших доступных техник (НДТ) установлено следующее.

Для повышения энергоэффективности, надёжности и экологической безопасности работы предусмотрена модернизация штатной системы подачи газа и воздуха посредством установки автоматизированных газовых горелок.

Горелки оснащены электронным пропорциональным управлением, обеспечивающим оптимальное соотношение воздух/топливо, автоматическую регулировку параметров горения, контроль пламени и высокий уровень безопасности эксплуатации.

Результаты расчёта выбросов оксида углерода ( $CO$ ).

По результатам расчётов установлено снижение концентрации оксида углерода в отходящих газах:

Эффект снижения выбросов  $CO$  составляет:

$CO = 303 - 99 = 204 \text{ мг/Нм}^3$ , что соответствует 67 % уменьшения относительно базового уровня.

Снижение достигается за счёт:

- оптимизации состава топливно-воздушной смеси;
- стабилизации процесса горения;
- исключения неполного сгорания топлива;
- применения автоматической системы регулирования подачи воздуха и газа.

Результаты расчёта выбросов оксидов азота ( $NOx$ ).

После внедрения горелок с низким выбросом загрязняющих веществ обеспечивается соответствие современным экологическим нормам.

Паспортные показатели горелки:

$$\text{NOx} = \text{NO}_2 + \text{NO} = 80 \text{ мг}/\text{м}^3.$$

Данный показатель соответствует установленному технологическому нормативу для низкоэмиссионных горелок и требованиям по НДТ. Несмотря на незначительное перераспределение между компонентами NO и NO<sub>2</sub>, общий показатель остаётся стабильным и соответствует современным критериям по минимизации выбросов оксидов азота.

Внедрение автоматизированных газовых горелок позволит:

- повысить эффективность и стабильность процесса горения;
- снизить удельный расход топлива;
- уменьшить выбросы CO на 67 %;
- удерживать выбросы NOx не выше 80 мг/м<sup>3</sup>;
- повысить энергетическую эффективность и надёжность работы оборудования;
- обеспечить соответствие экологическим требованиям и критериям НДТ.

Мероприятия по модернизации оборудования и внедрению горелок являются технологически и экологически обоснованными, направлены на повышение энергоэффективности, снижение выбросов загрязняющих веществ и соответствуют принципам наилучших доступных техник, применяемых при эксплуатации установок сжигания топлива.

**Приложение 6 – Паспорта очистных сооружений ТОО «Казахойл Актобе»****Национальная компания АО «КазМунайГаз»****ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»****ПАСПОРТ****КОМПЛЕКСА ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ****В/П МУНАЙШЫ****г. Актобе 2018 г.**

## ПАСПОРТ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

1. Наименование предприятия и его ведомственная принадлежность  
ТОО «Казахойл Актобе»
2. Почтовый адрес, телефон, банковские реквизиты природопользователя  
Республика Казахстан, 030000, Акталинская область, г. Актобе, проспект А. Молдагуловой, д. 46, Бизнес центр, 2 этаж; тел: 933-175  
БИН 990940002914, РНН 061800092203  
ИНК KZ386010121000004355 (KZT) АО «Народный Банк Казахстана» БИК HSBKKZKX
3. Дата, год, ввода в эксплуатацию очистных сооружений, хвостохранилищ полей фильтрации и т.д. 2005 году и окончание срока эксплуатации \_\_\_\_\_, проектная мощность очистных сооружений 0,1 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, 365 тыс. м<sup>3</sup>/год.
4. Цель природопользования (отведение стоков, использование очищенных стоков на ЗПО и т.д.) отведение стоков.
5. Наименование и местонахождение объекта или его участка, где осуществляется очистка стоков: Акталинская область, Мугалжарский район, м/р Алибекмода, вахтовый поселок Мунайши. Комплекс очистных сооружений вахтового поселка Мунайши
6. Характеристика поверхностных вод используемых как источник для сброса сточных вод Водоснабжение вахтового поселка месторождения «Алибекмода» осуществляется из источника водозабора «Кумжарган».

Наименование показателей	Фоновые показатели	
Минимальный среднемесеч. Расход воды в реке Р95 проц.м·с		
БПК поли. мг/л		
Взвешенные вещества, мг/л		
Общая минерализация, мг/л		
Нефтепродуктов, мг/л		
Другие специфические вещества хранения для данного объекта		

7. Расчетный створ природопользователя \_\_\_\_\_

(от установки, расположение от места сброса сточных вод)

## 8. Характеристика водоотведения

Наименование показателей	Объемы водоотведения		
	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сутки	тыс. м <sup>3</sup> /год
Кол-во сбрасываемых сточных вод в водный объект, в том числе:	4,17	100	365
Загрязненных			
из них без очистки			
Нормативно-чистых (не требующих очистки)			
Нормативно-очищенных	4,17	100	365
Кол-во сбрасываемых сточных вод на поля испарения, фильтрации, ЗПО, орошения и др.	4,17	100	365
Кол-во сбрасываемых сточных вод в канализацию города (поселка)			
Способы очистки сточных вод	Физическая-биологическая		
Условия обработки и утилизации осадков сточных вод из очистных сооружений	Осадки сточных вод из очистных сооружений (ил) передаются по договору.		

## 9. Эффективность работы очистных сооружений:

Наименование показателей	Поступающая на очистку, мг/л (г/м <sup>3</sup> )	Очищенная после узлов очистки, мг/л (г/м <sup>3</sup> ) (песколовки, отстойники, аэротенки, нефтеплавушки и т.д.)	Очищенная, поля фильтрации, пруды испарители и т.д. мг/л (г/м <sup>3</sup> )
Взвешенные вещества	180,01	62,42	62,42
ХПК	17,95	6,84	6,84
БПК-5	210,0	4,9	4,9
Азот аммонийный	28,78	18,68	18,68
Нитраты	1,687	0,54	0,54
Фосфаты	0,56	0,186	0,186
АПАВ	0,198	0,12	0,12
Нефтепродукты	0,58	0,07	0,07

## 10. Качественная характеристика сточных вод по каждому водовыпуску

Наименование выпусков и показателей загрязненных водоемов	мг/л	г/час	т/год
Взвешенные вещества	62,42	260,29	2,278
ХПК	6,84	28,523	0,25
БПК-5	4,72	19,682	0,172
Азот аммонийный	18,68	77,90	0,682

Нитраты	0,54	2,252	0,02
Фосфаты	0,186	0,776	0,007
АПАВ	0,12	0,5	0,004
Нефтепродукты	0,07	0,292	0,003

11. Способы учета сбрасываемых вод (тип и марка водоизмерительных устройств, место их установки, организация лабораторного контроля за работой очистных сооружений и учета загрязняющих веществ, сбрасываемых со сточными водами):

Счетчик ультразвуковой US-800 - предназначены для измерения объема, объемного расхода жидкостей, движущихся в напорных и безнапорных трубопроводах в прямом и обратном направлениях. Контроль за качеством сбрасываемых сточных вод производится аккредитованной лабораторией ТОО «Алия и Ко», согласно графика аналитического контроля.

12. Наименование сооружений сбора сточных вод: Пруд-накопитель

- 2014 г. – 17,06 тыс м<sup>3</sup>.
- 2015 г. – 17,05 тыс м<sup>3</sup>.
- 2016 г. – 21,67 тыс м<sup>3</sup>.
- 2017 г. – 18,9 тыс м<sup>3</sup>.

13. Намечаемые мероприятия по охране и безопасной эксплуатации очистных сооружений:

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок выполнения	Стоймость, тыс. тенге	Ожидаемый эффект по охране и безопасной эксплуатации очистных
1	Содержание установок по очистке хозяйствственно – бытовых сточных вод	2017 г	12,6 Работы выполнены	Повышение качества очистки сточных вод
2	Содержание установок по очистке хозяйственно – бытовых сточных вод	2018 г	27,222	Повышение качества очистки сточных вод

14. Схема канализации, ливневых сточных вод, узлов очистных сооружений с указанием мест (точек) отбора проб

15. Схема точек отбора проб

Начальник отдела ОТ и ОС

Урымбасаров Д.И.

Дата заполнения «25» июл 2018 год.

**Национальная компания АО «КазМунайГаз»**

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КАЗАХОЙЛ АКТОБЕ»**

# **ПАСПОРТ**

**КОМПЛЕКСА ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ  
В/П КОЖАСАЙ**

**г. Актобе 2018 г.**

## ПАСПОРТ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ

1. Наименование предприятия и его ведомственная принадлежность  
ТОО «Казахойл Актобе»
2. Почтовый адрес, телефон, банковские реквизиты природопользователя  
Республика Казахстан, 030000, Актюбинская область, г. Актобе, проспект А. Молдагуловой, д. 46, Бизнес центр, 2 этаж; тел: 933-175  
БИН 990940002914, РНН 061800092203  
ИИК KZ386010121000004355 (KZT) АО «Народный Банк Казахстана» БИК HSBKKZKX
3. Дата, год, ввода в эксплуатацию очистных сооружений, хвостохранилищ полей фильтрации и т.д. 2008 году и окончание срока эксплуатации \_\_\_\_\_, проектная мощность очистных сооружений 0,1 тыс. м<sup>3</sup>/сутки, 365 тыс. м<sup>3</sup>/год.
4. Цель природопользования (отведение стоков, использование очищенных стоков на ЗПО и т.д.) отведение стоков.
5. Наименование и местонахождение объекта или его участка, где осуществляется очистка стоков: Актюбинская область, Мугалжарский район, м/р Кожасай Комплекс очистных сооружений Кожасай
6. Характеристика поверхностных вод используемых как источник для сброса сточных вод В качестве источника воды для полевого лагеря на месторождении «Кожасай» используются скважины, оборудованных электронасосами I-го подъема. Далее вода по водоводу через узел насосной станции II-го подъема подается во внутренние сети полевого лагеря.

Наименование показателей	Фоновые показатели	
Минимальный среднемесяч. Расход воды в реке Р95 проц.м-с		
БПК поли. м <sup>3</sup> /з		
Взвешенные вещества, мг/л		
Общая минерализация, мг/л		
Нефтепродуктов, мг/л		
Другие специфические вещества хранения для данного объекта		

7. Расчетный створ природопользователя \_\_\_\_\_

(без установок, расположенных от места сброса стоков мд)

## 8. Характеристика водоотведения

Наименование показателей	Объемы водоотведения		
	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сутки	тыс. м <sup>3</sup> /год
Кол-во сбрасываемых сточных вод в водный объект, в том числе:	4,17	100	365
Загрязненных			
из них без очистки			
Нормативно-чистых (не требующих очистки)			
Нормативно-очищенных	4,17	100	365
Кол-во сбрасываемых сточных вод на поля испарения, фильтрации, ЗПО, орошения и др.	4,17	100	365
Кол-во сбрасываемых сточных вод в канализацию города (поселка)			
Способы очистки сточных вод	Физическая-биологическая		
Условия обработки и утилизации осадков сточных вод из очистных сооружений	Осадки сточных вод из очистных сооружений (ил) захоранивается на полигоне ТБО		

## 9. Эффективность работы очистных сооружений:

Наименование показателей	Поступающая на очистку, мг/л (г/м <sup>3</sup> )	Очищенная после узлов очистки, мг/л (г/м <sup>3</sup> ) ( песколовки, отстойники, аэротенки, нефтезавушки и т.д.)	Очищенная, поля фильтрации, пруды испарители и т.д. мг/л (г/м <sup>3</sup> )
Взвешенные вещества	180,01	62,42	62,42
ХПК	17,95	6,84	6,84
БПК-5	12,24	4,72	4,72
Азот аммонийный	28,78	18,68	18,68
Нитраты	1,687	0,54	0,54
Фосфаты	0,56	0,186	0,186
АПАВ	0,198	0,12	0,12
Нефтепродукты	0,584	0,07	0,07

## 10. Качественная характеристика сточных вод по каждому водовыпуску

Наименование выпусков и показателей загрязненных водоемов	мг/л	т/час	т/год
Взвешенные вещества	61,47	256,330	2,244
ХПК	7,48	31,192	0,273
БПК <sub>5</sub>	4,34	18,1	0,158

Азот аммонийный	11,16	46,537	0,407
Нитраты	0,27	1,126	0,01
Фосфаты	0,168	0,701	0,006
АПАВ	0,07	0,292	0,003
Нефтепродукты	0,08	0,334	0,003

11. Способы учета сбрасываемых вод (тип и марка водоизмерительных устройств, место их установки, организация лабораторного контроля за работой очистных сооружений и учета загрязняющих веществ, сбрасываемых со сточными водами):

**Счетчик расходомер ЭХО-Р-02-** предназначен для измерения объема (количества) протекающей жидкости, в том числе сточных вод, диаметром 100 мм с целью учета в канализационных сетях, на очистных сооружениях.

Контроль за качеством сбрасываемых сточных вод производится акредитованной лабораторией ТОО «Алия и Ко», согласно графика аналитического контроля.

12. Назначение сооружений сбора сточных вод: Пруд-накопитель

- 2014 г. – 15,67 тыс м<sup>3</sup>.
- 2015 г. – 14,68 тыс м<sup>3</sup>.
- 2016 г. – 17,49 тыс м<sup>3</sup>.
- 2017 г. – 12,97 тыс м<sup>3</sup>.

13. Намечаемые мероприятия по охране и безопасной эксплуатации очистных сооружений:

№ п/п	Назначение мероприятий	Срок выполнения	Стоимость, тыс. тенге	Ожидаемый эффект по охране и безопасной эксплуатации очистных
1	Содержание установок по очистке хозяйственно – бытовых сточных вод	2017 г	12,6 Работы выполнены	Повышение качества очистки сточных вод
2	Содержание установок по очистке хозяйственно – бытовых сточных вод	2018 г	27,222	Повышение качества очистки сточных вод

14. Схема канализации, ливневых сточных вод, узлов очистных сооружений с указанием мест (точек) отбора проб

15. Схема точек отбора проб

Начальник отдела ОТ и ОС

Урымбасаров Д.И.

Дата заполнения «25» июля 2018 год.