

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
ТОО «Кен-Сары»



Соканов Г.С.

2025г.

**ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО
ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ /ПЭК/
м/р АРЫСТАНОВСКОЕ
ТОО «Кен-Сары» на 2026 год**

**Директор
ТОО «Construction NS»**

Нурманова А.Н.

г. Актау

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Должность исполнителя	Подпись	Инициалы и фамилия исполнителя (номер раздела)
Эколог			

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ	6
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	54
ГЛАВА 2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	56
ГЛАВА 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	58
3.1. Краткая характеристика технологии производства	58
3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	75
ГЛАВА 4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА	81
ГЛАВА 5. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	83
5.1. Мониторинг воздушного бассейна	83
5.2. Мониторинг водных ресурсов	87
5.3. Мониторинг почвенного покрова	90
5.4. Мониторинг растительного и животного мира	94
5.5. Мониторинг отходов производства и потребления	94
5.6. Радиационный мониторинг	95
5.7. Мониторинг шума и вибрации	97
ГЛАВА 6. МОНИТОРИНГ В ПЕРИОД НЕШТАТНЫХ (АВАРИЙНЫХ) СИТУАЦИЙ	99
ГЛАВА 7. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	100
7.1. Внутренние проверки	100
7.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства	102
ГЛАВА 8. ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ	103
ГЛАВА 9. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.	106

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан №400-VI ЗРК от 02.01.2021г. «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

Программа производственного экологического контроля разработана для ТОО «Кен-Сары» согласно «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля» №250 от 14 июля 2021года, а также на основании статей 183, 184 и 185 Главы 13 Экологического кодекса Республики Казахстан №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.

Настоящая Программа о производственном контроле в области охраны окружающей среды распространяется на все структурные подразделения организации.

Объектом экологического производственного контроля является территория месторождения Арыстановское.

Программа экологического производственного контроля составлена на основании организационно-распорядительных, нормативных документов с учетом технических и финансовых возможностей организации.

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Программа производственного экологического контроля содержит следующую информацию:

- обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;
- периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений;
- сведения об используемых инструментальных и расчетных методах проведения производственного мониторинга;
- необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга (по компонентам: атмосферный воздух, воды, почвы), и указание мест проведения измерений;
- методы и частоту ведения учета, анализа и сообщения данных;
- план-график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений экологического законодательства Республики Казахстан, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;
- механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;
- протокол действий в нештатных ситуациях;
- организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля;
- иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ

Таблица 1. Общие сведения о предприятии

Наименование производственного объекта	Месторасположени е по коду КАТО (Классификатор административно- территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес идентификационн ый номер (далее- БИН)	Вид деятельности по общему классификатор у видов экономической деятельности (далее- ОКЭД)	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория и проектная мощность предприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОО «Кен-Сары»	471010000,	Мангистауская область, Мангистауский район 44°45'10" 54°05'43"	010740000600	06100	Добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское	ТОО «Кен-Сары», 130000, Мангистауская область, город Актау, микрорайон 17, здание 39. Телефон–8(7292) 20-21-21.	I категория, на 2026 год плановые объемы добычи нефти и газа составляют: нефть – 472,5 тыс. тонн; газ – 64,088 млн. м3.

Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления

Вид отхода	Код отходов соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4
Месторождение Арыстановское			
Отработанные люминесцентные лампы	20 01 21*	0,2418	Метод амальгамирования, высокотемпературный обжиг, термические методы и химико- металлургические методы. Основная задача – обезвредить пары ртути
Отработанные светодиодные лампы	20 01 36	0,0392	Высокотемпературный обжиг, термические методы
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	0,891	Метод разборки
Медицинские отходы	18 01 04*	0,0127	Термический метод утилизации
Шлам от КРС	01 05 05*	7434	Механическое обезвреживание и утилизация твёрдой фракции. Термическая обработка (обезвреживание). Биологическая обработка (биотермическая переработка): используется для шламов, загрязнённых нефтепродуктами, с применением биопрепаратов, ускоряющих разложение органических соединений.
Нефтешлам	05 01 03*	137,306	Термическая обработка, термодесорбционная переработка основанная на процессе отгонки и крекинга углеводородов (пиролиза)
Отработанные фильтры	16 01 07*	0,6355	Термический метод утилизации или метод разборки (дробления).
Тара (бочки)	15 01 10*	1,587	Термический метод утилизации или метод разборки (дробления).
Использованная тара из-под масел (бочки металлические спрессованные)	15 01 10*	0,2	Термический метод утилизации или метод разборки (дробления).
Упаковочная тара (сухие мешки, полиэтилен)	15 01 10*	48,1878	Термический метод утилизации или метод разборки (дробления).
Бракованные остатки химических реагентов	16 05 06*	120,866	Термическая обработка (сжигание) на специализированных установках; Химическая нейтрализация и последующая переработка;
Тара ЛКМ	15 01 10*	0,33	Сжигание в специализированных установках (высокотемпературное обезвреживание)
Промасленная ветошь	15 02 02*	1,9802	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Вид отхода	Код отходов соответствия с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4
Металлолом и металлическая стружка	17 04 07	26,886	Термический метод утилизации, путем переплавки и повторного использования
Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,0225	Термический метод утилизации, путем переплавки
Абразивные шлифовальные диски	12 01 99	0,0083	Термический метод утилизации, путем переплавки
Отработанное масло	13 02 05*	18,8274	Используются повторно в производстве, для смазки деталей.
Строительные отходы	17 09 04	30	Метод разборки (дробления)
Отработанные автошины	16 01 03	0,8272	Использование в хозяйственных и технических целях
Отходы от очистных сооружений	19 08 01	69,78	Термический метод утилизации
ТБО и коммунальные отходы	20 03 01	115,395	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Пищевые отходы	20 03 01		Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Бумага и Картон	20 01 01	0,604	Передаётся на переработку на макулатурные предприятия. Используется для производства бумаги, упаковки, картона. Захоронению не подлежит.
Пластмасса	20 01 39	0,264	Передаётся на переработку специализированным организациям. Металлы, платы, пластик идут на вторсырьё. Захоронению не подлежит
Орг.техника, Списанное электрическое и электронное оборудование	20 01 36	0,69	Передаётся на переработку. Используется во вторичном производстве пластиковой продукции. Захоронению не подлежит.
«Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» (эксплуатация)			
Промасленная ветошь	15 02 02*	0,254	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
«Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» (строительство)			
Тара из-под ЛКМ	08 01 11*	0,2676	Сжигание в специализированных установках (высокотемпературное обезвреживание)
Промасленная ветошь (15 02 02*)	15 02 02*	0,094	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,001	Термический метод утилизации, путем переплавки

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Вид отхода	Код отходов соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4
Металлолом (17 04 07)	17 04 07	0,85	Термический метод утилизации, путем переплавки и повторного использования
Строительные отходы (17 09 04)	17 09 04	0,6	Метод разборки (дробления)
Коммунальные отходы (20 03 01)	20 03 01	0,1125	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Склад ДНиГ (строительство)			
Тара из-под ЛКМ	08 01 11*	0,0065	Сжигание в специализированных установках (высокотемпературное обезвреживание)
Промасленная ветошь (15 02 02*)	15 02 02*	0,0254	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Огарки сварочных электродов (12 01 13)	12 01 13	0,0019	Термический метод утилизации, путем переплавки
Металлолом (17 04 07)	17 04 07	0,1	Термический метод утилизации, путем переплавки и повторного использования
Строительные отходы (17 09 04)	17 09 04	1	Метод разборки (дробления)
Коммунальные отходы (20 03 01)	20 03 01	1,375	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап			
Тара из-под ЛКМ	08 01 11*	0,0371	Сжигание в специализированных установках (высокотемпературное обезвреживание)
Использованная тара из-под битумной мастики	15 01 10*	0,18	Сжигание в специализированных установках (высокотемпературное обезвреживание)
Промасленная ветошь (15 02 02*)	15 02 02*	0,111	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах
Огарки сварочных электродов (12 01 13)	12 01 13	0,00242	Термический метод утилизации, путем переплавки
Металлолом	17 04 07	2	Термический метод утилизации, путем переплавки и повторного использования
Строительные отходы	17 09 04	2	Метод разборки (дробления)
Коммунальные отходы	20 03 01	0,25	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах

Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов в 2025 году

№	Наименование показателей	Всего
1) Месторождение Арыстановское		
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	341
2	Организованных, из них:	127
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	0
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	0
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	0
	Организованных, необорудованных очистными сооружениями, из них:	127
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	32
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	127
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	214

Таблица 4. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ГЗУ-1	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0011	44°45'28" 54°06'25"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
ГЗУ-2	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0019	44°45'23" 54°08'40"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0030	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0031	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0032	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63	0033	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Устьевой нагреватель УН-0,2М3	0038	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
УПН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Устьевой нагреватель УН-0,2М3	0039	44°44'22" 54°10'05"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
ПСН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПТБ-1,6А	0050	44°45'00" 54°11'31"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ПСН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПТБ-1,6А	0051	44°45'00" 54°11'31"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
ПСН	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПТБ-1,6А	0052	44°45'00" 54°11'31"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Вахтовый поселок	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Котельная БКУ-600	0065	44°45'10" 54°05'43"	Азота диоксид Азота оксид Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально
УПГ	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Компрессор К-100 Wakesha	0069	44°45'09" 54°12'19"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально
УПГ	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Жаротрубный нагреватель Н-500	0070	44°45'09" 54°12'19"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан	Ежеквартально
УПГ	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Котельная УПГ	0071	44°45'09" 54°12'19"	Азота диоксид Азота оксид Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0076	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0077	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0078	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0079	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0080	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-1	0090	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-2	0091	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-3	0092	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-4	0093	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-5	0094	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-6	0095	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-7	0100	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-8	0102	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь УН-0,2	0106	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Территория промысла скважин	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-6	0113	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид Сероводород	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-9	0124	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально
Газогенераторная установка (ГГУ)	На 2026 год: Добыча нефти – 472,5 тыс. тонн; Добыча сырого газа – 64,088 млн. м3	ГГУ-10	0125	44°41'10" 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Метан	Ежеквартально

Примечание: измерения на источниках 0113, 0124, 0125 будут осуществляться после ввода их в эксплуатацию.

Таблица 5. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Вахтовый поселок (ВП)					
ВП	Дизель-генератор 200 кВт	0001	44°45'10" 54°05'43"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0002	44°45'10" 54°05'43"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	Сварочный агрегат АДД-4004МУ1	0003	44°45'10" 54°05'43"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	Емкость ДТ ТЗП	0004	44°45'10" 54°05'43"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	ТРК ДТ на ТЗП	0005	44°45'10" 54°05'43"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	Емкость бензина ТЗП	0006	44°45'10" 54°05'43"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Пентилены Бензол (64) Диметилбензол Метилбензол (349) Этилбензол (675)	Бензин
ВП	ТРК бензина на АЗС	0007	44°45'10" 54°05'43"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Пентилены Бензол (64) Диметилбензол Метилбензол (349) Этилбензол (675)	Бензин
ВП	Заправка маслом	0008	44°45'10" 54°05'43"	Масло минеральное нефтяное	Масло
ВП	Ванна для мытья деталей	0009	44°45'10" 54°05'43"	Пыль неорганическая: более 70	
ВП	Дизель-генератор 320 кВт	0046	44°45'10" 54°05'43"	Азота (IV)диоксид Азот (II) оксид Углерод Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Алканы C12-19	Дизельное топливо
ВП	Котельная БКУ-600	0065	44°45'10" 54°05'43"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид	Газ

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ВП	ГРПШ	0066	44°45'10" / 54°05'43"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь природных меркаптанов Этантиол (679)	
ВП	Сварочный пост	6001	44°45'10" / 54°05'43"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Углерод оксид Фтористые газообразные соединения Фториды неорганические Пыль неорганическая: 70-20%	Электроды
ВП	Газовый резак	6002	44°45'10" / 54°05'43"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Углерод оксид	Газ пропан/ кислород
ВП	Автостоянка	6003	44°45'10" / 54°05'43"	Азота (IV) диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бензин (нефтяной, малосернистый) Алканы C12-19	Автотранспорт
Групповая замерная установка (ГЗУ-1)					
ГЗУ-1	Спутник АМ-40-10-400	0010	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Печь подогрева ПП-0,63	0011	44°45'28" / 54°06'25"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
ГЗУ-1	Дренажная емкость	0012	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ГЗУ-1	Опорожнение дренажной емкости	0013	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ГЗУ-1	Стравливания газопровода	0014	44°45'28" / 54°06'25"	Метан (727*)	Газ
ГЗУ-1	Факельная установка (дежурная горелка)	0015	44°45'28" / 54°06'25"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Углерод оксид Метан (727*)	Газ
ГЗУ-1	Дизель-генератор 240 кВт	0016	44°45'28" / 54°06'25"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ГЗУ-1	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0017	44°45'28" / 54°06'25"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ГЗУ-1	Нефтегазосепаратор НГС	6004	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Газосепаратор	6005	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Аппарат емкостной цилиндрический	6006	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Конденсатосборник	6007	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Факельный сепаратор	6008	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	Насосы	6009	44°45'28" / 54°06'25"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-1	ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-1	6010	44°45'28" / 54°06'25"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
Групповая замерная установка (ГЗУ-2)					
ГЗУ-2	Спутник АМ-40-14-1500	0018	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Печь подогрева ПП-0,63	0019	44°45'23" / 54°08'40"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
ГЗУ-2	Дренажная емкость	0020	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ГЗУ-2	Опорожнение дренажной емкости	0021	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ГЗУ-2	Стравливания газопровода	0022	44°45'23" / 54°08'40"	Метан (727*)	Газ
ГЗУ-2	Факельная установка (дежурная горелка)	0023	44°45'23" / 54°08'40"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Углерод оксид Метан (727*)	Газ

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ГЗУ-2	Дизель-генератор 200 кВт	0024	44°45'23" / 54°08'40"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
ГЗУ-2	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0026	44°45'23" / 54°08'40"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ГЗУ-2	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0027	44°45'23" / 54°08'40"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ГЗУ-2	Нефтегазосепаратор НГС	6011	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Газосепаратор	6012	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Аппарат емкостной цилиндрический	6013	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Конденсатосборник	6014	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Факельный сепаратор	6015	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Насосы	6016	44°45'23" / 54°08'40"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-2	6017	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Площадка манифольда на ГЗУ-2	6161	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
ГЗУ-2	Площадка манифольда на ГЗУ-2	6164	44°45'23" / 54°08'40"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Установка подготовки нефти (УПН)					
УПН	Спутник АМ-40-10-400	0028	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтяная жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
УПН	Блочно-дозаторная установка БДР-2, 5/2	0029	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Химические реагенты
УПН	Печь подогрева ПП-0,63	0030	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Печь подогрева ПП-0,63	0031	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Печь подогрева ПП-0,63	0032	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Печь подогрева ПП-0,63	0033	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Факельная установка (дежурная горелка)	0034	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Углерод оксид Метан (727*)	Газ
УПН	Резервуар нефти РВС 700	0035	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН	Резервуар нефти РВС 700	0036	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН	Резервуар нефти РВС 700	0037	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН	Устьевой нагреватель УН-0,2М3	0038	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Устьевой нагреватель УН-0,2М3	0039	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПН	Дренажная емкость	0040	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
УПН	Дренажная емкость	0041	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
УПН	Дренажная емкость	0042	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0043	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0044	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0045	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
УПН	Дизель-генератор 508 кВт	0047	44°44'22" / 54°10'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
УПН	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0048	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
УПН	Лаборатория УПН	0049	44°44'22" / 54°10'05"	Азотная кислота Серная кислота Бензин (нефтяной)	Нефть/ Пластовая вода
УПН	Технологический резервуар РВС-500м3	0103	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН	Продувочная свеча	0104	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5	
УПН	РВС-8 (500м3)	0114	44°44'22" / 54°10'05"	Метан (727*)	Пластовая вода
УПН	РВС-1 (1000 м3)	0115	44°44'22" / 54°10'05"	Метан (727*)	Пластовая вода
УПН	РВС-2 (1000 м3)	0116	44°44'22" / 54°10'05"	Метан (727*)	Пластовая вода
УПН	РВС-3 (1000 м3)	0117	44°44'22" / 54°10'05"	Метан (727*)	Пластовая вода
УПН	Стояк налива АСН-1	0118	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Алканы C12-19	Пластовая вода
УПН	Блок дозирования реагента БР-1	0119	44°44'22" / 54°10'05"	Метан (727*)	Реагент
УПН	Дренажная емкость ДЕ-1	0120	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
УПН	Нефтегазосепаратор НГС	6018	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Газосепаратор	6019	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Газовый расширитель	6020	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Отстойник горизонтальный ОГН	6021	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Отстойник горизонтальный ОГН	6022	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Концевой сепаратор НГС-II-1,6-2000	6023	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Факельный сепаратор	6024	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПН	Насосы	6025	44°44'22" / 54°10'05"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтяная жидкость
УПН	ЗРА, ФС на площадке УПН	6026	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтяная жидкость
УПН	Трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ	6140	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
УПН	Площадка смесителей пресной воды СМ-1/2	6141	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Вода
УПН	Площадка сущ.отстойников и концевого сепаратора	6142	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Площадка конденсатосборника КП-01	6143	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Межплощадочные трубопроводы	6144	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
УПН	Площадка сущ. РВС-1,2,3	6145	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	нефть
УПН	Площадка НГСВ С-1А	6146	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
УПН	Площадка сущ. подогревателей нефти П-1,2,3,4	6147	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Газ
УПН	Площадка сущ.газового сепаратора ГС-1	6148	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПН	Межплощадочные трубопроводы	6149	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
УПН	Площадка сущ. концевго сепаратора С-2	6150	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
УПН	Площадка РВС-7	6151	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Жидкость
УПН	Межплощадочные трубопроводы	6152	44°44'22" / 54°10'05"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Пункт сбора нефти (ПСН)					
ПСН	Печь подогрева ПТБ-1,6	0050	44°45'00" / 54°11'31"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
ПСН	Печь подогрева ПТБ-1,6	0051	44°45'00" / 54°11'31"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
ПСН	Печь подогрева ПП-1,6А	0052	44°45'00" / 54°11'31"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
ПСН	Резервуар нефти РВС	0053	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ПСН	Дренажная емкость	0054	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Дренажная емкость	0055	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Дренажная емкость	0056	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Дренажная емкость	0057	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0058	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0059	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0060	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0061	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
ПСН	Дизель-генератор 800 кВт	0062	44°45'00" / 54°11'31"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
ПСН	Емкость хранения ДТ для ДЭС	63	44°45'00" / 54°11'31"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
ПСН	Лаборатория ПСН	64	44°45'00" / 54°11'31"	Азотная кислота Серная кислота Алканы C12-19	Нефть
ПСН	Насосы	6027	44°45'00" / 54°11'31"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6028	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6029	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6030	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6031	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6032	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ПСН	ЗРА, ФС на площадке ПСН	6033	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
ПСН	Насос для перекачки нефти Н-201А	6192	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
ПСН	Насос для перекачки нефти Н-201В	6193	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
ПСН	Насос для перекачки нефти Н-201С	6194	44°45'00" / 54°11'31"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Установка подготовки газа (УПГ)					
УПГ	Компрессор К-100 Wakesha	0069	44°45'09" / 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид	Газ
УПГ	Жаротрубный нагреватель Н-500	0070	44°45'09" / 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
УПГ	Котельная УПГ	0071	44°45'09" / 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид	Газ
УПГ	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0073	44°45'09" / 54°12'19"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
УПГ	Факельная установка (дежурная горелка)	0074	44°45'09" / 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Углерод оксид Метан (727*)	Газ
УПГ	Свеча сброса ШФЛУ	0075	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	газ
УПГ	Дизель-генератор 600кВт	0126	44°45'09" / 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
				Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	
УПГ	ЗРА, ФС напл. УПГ	6037	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПГ	ЗРА, ФС технологического оборудования на УПГ	6038	44°45'09" / 54°12'19"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Газ
УПГ	Роторный сепаратор-каплеулавливатель РСКУ1,4-500 (V-102)	6195	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПГ	ЗРА и ФС Площадка сборника конденсата V-101 и насосов перекачки конденсата P-100A/B	6196	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПГ	ЗРА и ФС Площадка БКУ компрессорной станции K-100A/B/C	6197	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПГ	ЗРА и ФС Площадка топливного газа для компрессора и на собственные нужды	6198	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
УПГ	ЗРА и ФС Технологические трубопроводы	6199	44°45'09" / 54°12'19"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Газ
Газогенераторная установка (ГГУ)					
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -1	0090	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -2	0091	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -3	0092	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -4	0093	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -5	0094	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -6	0095	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -7	0100	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -8	0102	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -9	0124	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
ГГУ	Газогенераторная установка (ГГУ) -10	0125	44°41'10" / 54°14'08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Метан Бенз/а/пирен Формальдегид (Метаналь)	Газ
Ремонтно-механический цех (РМЦ)					
РМЦ	Емкость для дизтоплива 10 м3	105	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
РМЦ	Площадка емкости для дизтоплива	6153	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
РМЦ	Металлообрабатывающие станки	6154	44°42'31" / 54°08'00"	Взвешенные частицы Пыль абразивная	Металл
Территория промысла (скважины)					
Территория промысла (скважины)	Дизель-генератор 22 кВт	0025	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1	0076	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-2	0077	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-3	0078	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-4	0079	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-5	0080	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Дизель-генератор 80 кВт	0082	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Дизель-генератор 84 кВт	0083	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Территория промысла (скважины)	Дизель-генератор 96 кВт	0084	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Сварочный агрегат Lincoln	0085	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Емкость хранения ДТ для ДЭС	86	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Емкость хранения ДТ для ДЭС	87	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Емкость хранения ДТ для ДЭС	88	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Емкость хранения ДТ для ДЭС	89	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева УН-0,2	0106	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-6	0113	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Сера диоксид Углерод оксид Метан (727*) Сероводород	Газ
Территория промысла (скважины)	Резервуар пластовой воды Р-1, 50м3	0127	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Пластовая вода
Территория промысла (скважины)	Резервуар пластовой воды Р-1, 50м3	128	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Пластовая вода

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Территория промысла (скважины)	ПК, ЗРА, ФС на площадке скважин	6039-6135	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка 3-х скважин	6155	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка печи	6156	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии	6157	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадки устьев скважин	6158	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка электрического нагревателя	6159	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии	6160	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадки устьев скважин	6162	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии	6163	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка 2-х скважин	6165	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии	6166	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Территория промысла (скважины)	Площадка устьев скважин (11 скв) (ЗРА ФС)	6183	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии (11 ед.) (ЗРА ФС)	6184	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка нефтяного коллектора от ЗУ-6 до УПН (ЗРА ФС)	6185	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка выкидной линии от скважины №126 до ЗУ-6 (ЗРА ФС)	6186	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Газопровод от существующего коллектора (ЗРА ФС)	6187	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Погружной центробежный насос	6188	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Нефтяной скважинный штанговый (плунжерный) насос	6189	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Емкость подземная горизонтальная дренажная	6190	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63)	6191	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63А)	6200	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Штанго-глубинная насосная установка (ШГНУ) (10 ед.)	6201	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Территория промысла (скважины)	Площадка устьев скважин (10 скв.)(ЗРА и ФС)	6202	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Выкидные линии от скважин (10 ед.) (ЗРА и ФС)	6203	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка выкидной линии от существующей скважины №225 до проектируемого манифольда на существующей ЗУ-2 (ЗРА и ФС)	6204	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка Манифольда на площадке ЗУ-2 (ЗРА и ФС)	6205	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Нефтяной коллектор Ду80 от проектируемого манифольда до входа на АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)	6206	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Нефтяной коллектор Ду150 от проектируемого манифольда до выходного коллектора АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)	6207	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефтегазовая жидкость
Капитальный ремонт скважин (КРС)					
КРС	Силовой двигатель КРАЗ	96	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
КРС	Дизельный двигатель ЦА-320	98	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Подъемные установки АПР60/80	107	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Подъемные установки АПР60/80	108	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Подъемный агрегат АПРС-50К	109	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Подъемный агрегат АПРС-50К	110	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Цементировочный агрегат ЦА-320	111	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Дизельная электростанция	112	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
КРС	Дизельная электростанция ДЭС	121	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Агрегат цементировочный АЦ-32У	122	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Установка буровая подъемная УРС-100	123	44°42'31" / 54°08'00"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) Формальдегид (Метаналь) Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Емкость хранения ДТ для ДЭС	6136	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Емкость хранения масла	6137	44°42'31" / 54°08'00"	Масло минеральное нефтяное	Масло
КРС	Насос подачи топлива	6138	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	ЗРА, ФС на площадке КРС	6139	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Дизельное топливо
КРС	Емкость для сбора шлама	6167	44°42'31" / 54°08'00"	Алканы C12-19	Шлам
КРС	Емкость для сбора шлама	6168	44°42'31" / 54°08'00"	Алканы C12-19	Шлам
КРС	Газовая резка	6169	44°42'31" / 54°08'00"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид	Газ пропан
КРС	Газовая резка	6170	44°42'31" / 54°08'00"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид	Газ пропан
КРС	Газовая резка	6171	44°42'31" / 54°08'00"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид	Газ пропан

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
КРС	Газовая резка	6172	44°42'31" / 54°08'00"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид	Газ пропан
КРС	Емкость дизельного топлива 50м3	6173	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Емкость бензина АИ-92 25м3	6174	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Пентилены Бензол Диметилбензол Метилбензол Этилбензол	Бензин
КРС	Емкость ДТ (резервная) 25м3	6175	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Топливный насос	6176	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Топливный насос	6177	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Топливный насос	6178	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Топливный насос	6179	44°42'31" / 54°08'00"	Сероводород Алканы C12-19	Дизельное топливо
КРС	Узел пересыпки цемента	6180	44°42'31" / 54°08'00"	Пыль неорганическая 70-20%	Цемент
КРС	Пост газорезки	6181	44°42'31" / 54°08'00"	Железо (II, III) оксиды Марганец и его соединения Азота (IV) диоксид Углерод оксид	Газ пропан
КРС	Установка подачи топлива	6182	44°42'31" / 54°08'00"	Алканы C12-19	Дизельное топливо
«Нефтепровод от УПН месторождения Арыстановское до точки врезки в магистральный нефтепровод АО «Казтрансойл» (район 214км) с коммерческим узлом учета нефти (КУУН) и резервуарным парком					
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС (нефтепровод)	6208	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	нефтегазовая жидкость
«Обустройство скважин №№ 311, 331, 431, 441, 443, 601, 602, 604, 605, 606 месторождения Арыстановское»					
Территория промысла (скважины)	Скважины (неплотности) ЗРА и ФС	6209	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Алканы C12-19	нефтегазовая жидкость

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющего вещества	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	Наименование	Номер			
1	2	3	4	5	6
Территория промысла (скважины)	Выкид. линии скважин (неплотности) ЗРА и ФС	6210	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Манифольд ЗРА и ФС	6211	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка манифольда (неплотности) ЗРА и ФС	6212	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Диметилбензол Этилбензол	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Насосное оборудование (неплотности) ЗРА и ФС	6213	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Диметилбензол Этилбензол	нефтегазовая жидкость
«Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское»					
Территория промысла (скважины)	электроцентробежный насос перекачки нефти	6214	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Метилбензол Диметилбензол	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	штанго-глубинная насосная установка по перекачке нефти	6215	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Метилбензол Диметилбензол	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка добывающей скважины №66	6216	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Метилбензол Диметилбензол	нефтегазовая жидкость
Территория промысла (скважины)	Площадка технологических трубопроводов	6217	44°42'31" / 54°08'00"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Метилбензол Диметилбензол	нефтегазовая жидкость

Таблица 6. Сведения о газовом мониторинге

Наименование полигона	Координаты полигона	Номера контрольных точек	Место размещения точек (географические координаты)	Периодичность наблюдений	Наблюдаемые параметры
1	2	3	4	5	6
В настоящее время Полигон промышленных отходов не эксплуатируется. В связи с этим источники выбросов ЗВ в атмосферу от полигона в нормативы не включаются. Исключены из проекта ПДВ источники №6034, 6035, 6036 и мониторинг на компоненты ООС на полигоне проводится ТОО «Кен-Сары» не будет.					

Таблица 7. Сведения по сбросу сточных вод

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
Выпуск 1–сброс очищенных хозяйственно- бытовых сточных вод на поля испарения	До очистных сооружений	Взвешенные вещества Сухой остаток Сульфаты Хлориды Азот аммонийный Нитраты Нитриты Фосфаты СПАВ Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее Микробиологические показатели (коли-фаги, термотолерантные бактерии, ЛКП)	Ежемесячно	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический
Выпуск 1–сброс очищенных хозяйственно- бытовых сточных вод на поля испарения	После очистных сооружений	Взвешенные вещества Сухой остаток Сульфаты Хлориды Азот аммонийный Нитраты Нитриты Фосфаты СПАВ Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее Микробиологические показатели (коли-фаги, термотолерантные бактерии, ЛКП)	Ежемесячно	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
Выпуск 1–сброс очищенных хозяйственно- бытовых сточных вод на поля испарения	Поля испарения	Взвешенные вещества Сухой остаток Сульфаты Хлориды Азот аммонийный Нитраты Нитриты Фосфаты СПАВ Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее Микробиологические показатели (коли-фаги, термотолерантные бактерии, ЛКП)	Ежемесячно	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический
Выпуск 2 – закачка в пласт (волжской воды после процесса обессоливания нефти)	Закачка в пласт осуществляется через нагнетательные скважины № 59, 101, 106, 300, 307	Взвешенные вещества (мех. Примеси) Сухой остаток Сульфаты Хлориды (хлористые соли) Азот аммонийный Нитраты Нитриты Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее	Ежемесячно	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический

Таблица 8. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
Территория месторождения					
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Оксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10 Углеводороды предельные C12-C19 Углерод (сажа)	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)					
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)					
Площадка ПСН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка УПН–2точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка УПГ – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ГЗУ-1 – 2точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ГЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ЗУ-1 – 2точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
ПлощадкаЗУ-3–2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ЗУ-4 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ЗУ-5 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
Площадка ЗУ-6 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Площадка ГПЭС – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)					
Под факельные наблюдения					
Под факельные наблюдения на ГЗУ- 1 (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны	Оксид азота Диоксид азота Метан Оксид углерода Углерод (сажа)	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Под факельные наблюдения на ГЗУ- 2 (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны					
Под факельные наблюдения на УПН (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны					
Под факельные наблюдения на УПГ (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны					
Фоновые исследования					
Фоновые исследования на Территории полигона–1 точка	Оксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10 Углеводороды	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Фоновые исследования на Территории вахтового поселка–1 точка					
Фоновые исследования на площадке ПСН – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке УПН – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке УПГ – 1 точка					

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-1 – 1 точка	предельные С12-С19 Углерод (сажа)				
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-1 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-1 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-2 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-3 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-4 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-5 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ЗУ-6 – 1 точка					
Фоновые исследования на площадке ГПЭС – 1 точка					

Примечание: наблюдения по ЗУ-6 будут проводиться после ввода объекта в эксплуатацию.

Таблица 9. График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
	Волжская вода для хозяйственно-бытовых целей				
1	Установка подготовки воды (волжской) СОКОЛ-Ф (С)-10	Запах(балл)	2	Ежемесячно	Графиметрический Флуориметрический Титриметрический Вольтамперометрический
		Привкус(балл)	2		
		Цветность(градус)	20(35)		
		Мутность	2,6 (3,5)		
		рН	6-9		
		Сухой остаток	1000(1500)		
		Жесткость общая (мг-экв/л)	7,0 (10)		
		Свободный хлор	0,3-0,5		
		Азот аммонийный	2		
		Азот нитритный	3		
		Азот нитратный	45		
		Хлориды	350		
		Сульфаты	500		
		Кальций			
		Магний	Расчетный		
		Железо	0,3(1,0)		
		Окисляемость перманганатная	5		
		Нефтепродукты	0,1		
		Фтор	1,5		
		Общее микробное число (ОМЧ)	Неболее50в1мл		
		Общие колиформные бактерии	Отс.в100млводы		
		Термотолерантные бактерии	Отс. в 100млводы		

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
	Подземные воды				
2	Наблюдательные скважины по периметру Полигона – 4 скважины (№№2,8-10)	рН, Жесткость общая, Азот аммонийный, Сухой остаток, Кальций, Магний, Хлориды, Сульфаты, Натрий, Калий, СПАВ, Нефтепродукты, ХПК, БПК5, Фенолы, Железо общее, Фосфор, Медь, Кадмий, Свинец, Цинк.	-	Ежеквартально	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический
	Наблюдательные скважины на территории промысла – 3 скважины (№№3-5)				
	Наблюдательные скважины вокруг пруда-испарителя – 3 скважины (№№6,7)				
	Наблюдательная скважина в вахтовом поселке – 1 скважина (№1)				
	Наблюдательные скважины по периметру УПН – 2 скважины				
	Наблюдательные скважины по периметру ГЗУ-2 – 1 скважина				
	Наблюдательные скважины по периметру ПСН– 1 скважина				

Таблица 10. Мониторинг уровня загрязнения почвы

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, мг/кг	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Территория промысла скважин				
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Граница С33 месторождения (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ПСН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка УПН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка УПГ – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ГЗУ-1 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, мг/кг	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Площадка ГЗУ-2 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-1 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-2 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-3 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-4 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-5 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЗУ-6 – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ГПЭС – 2 точки (навстренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь,	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, мг/кг	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
	Свинец, Цинк Нефтепродукты			
Факел на ГЗУ-1 – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Факел на ГЗУ-2 – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Факел на УПН – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Факел на УПГ – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
На площадках нагнетательных Скважин №№59,101,106,300,307 – по 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые точки				
Фоновые исследования на территории полигона – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, мг/кг	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Фоновые исследования на территории вахтового поселка – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ПСН – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке УПН – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке УПГ – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-1 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-2 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ЗУ-1 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ЗУ-2 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь,	Кобальт-5,0, Свинец-32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, мг/кг	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
	Свинец, Цинк Нефтепродукты			
Фоновые исследования на площадке ЗУ-3 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец–32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ЗУ-4 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец–32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ЗУ-5 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец–32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ЗУ-6 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец–32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический
Фоновые исследования на площадке ГПЭС – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Кобальт-5,0, Свинец–32,0	Ежеквартально	Вольтамперометрический Флуорометрический

Примечание: наблюдения на ЗУ-6 будут проводиться после ввода объекта в эксплуатацию

Таблица 11. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства

№ 1	Подразделение предприятия 2	Периодичность проведения 3
001	Вахтовый поселок	Ежеквартально
002	ГЗУ-1	Ежеквартально
003	ГЗУ-2	Ежеквартально
004	Установка подготовки нефти (УПН)	Ежеквартально
005	Пункт сдачи нефти (ПСН)	Ежеквартально
006	Установка подготовки газа (УПГ)	Ежеквартально
007	Газогенераторная установка (ГГУ)	Ежеквартально
008	Ремонтно – механический цех (РМЦ):	Ежеквартально
009	Территория промысла (скважины)	Ежеквартально
010	Работы по КРС скважин	Ежеквартально

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование компании: ТОО «Кен-Сары»

Юридический и фактический адрес ТОО «Кен-Сары»: г. Актау, 17 мкр, 39 здание

Основными направлениями деятельности товарищества «Кен-Сары» является:

- добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока ХХХІІІ-16-D (частично), Е (частично) Мангистауской области Республики Казахстан;

Форма собственности: Частная.

Количество промплощадок и их адреса: объекты предприятия ТОО «Кен-Сары» расположены на 2-х площадках:

- площадка 1 – вахтовый поселок,
- площадка 2 – месторождение Арыстановское.

Месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе, Мангистауской области в 300 км находится город Актау. Обзорная карта приведена на рисунке 1.1.

Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Алматы и г. Актау.

Площадь горного отвода составляет: 5078 га.

Для объектов по добыче нефти и газа размер санитарно-защитной зоны составляет не менее 1000 м.

Временной режим работы предприятия: режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный, круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом.

Производственные показатели: Предприятие ТОО «Кен-Сары» специализируется на разработке нефтяных залежей на месторождении Арыстановское, добыче нефти, осуществляет подготовку нефти до товарного состояния и отправляют потребителям, также осуществляет подготовку газа для потребления товарным газом.

Перечень структурных подразделений предприятия, основных и вспомогательных производств, участков:

- вахтовый поселок;
- ГЗУ-1,
- ГЗУ-2;
- ЗУ-1 – ЗУ-6;
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Пункт сдачи нефти (ПСН);
- Установка подготовки газа (УПГ);
- Газопоршневые электростанции (ГПЭС);
- Полигон промышленных отходов;
- Территория промысла (скважины)
- Бурение скважин;
- Работы по КРС скважин;
- Топливораздаточная колонка (ТРК);
- котельная установка;
- установка водоподготовки;
- ремонтный цех;
- БЛОС производительностью 50 м³/час;

- Площадка для временного хранения отходов;
- склад хим.реагентов;
- трансформаторная подстанция;
- пожарное депо и пост;
- газопровод;
- нефтепровод.

Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется ж/дорожным транспортом из г. Актау и в вахтовый посёлок автотранспортом. Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Алматы и г. Актау.

На месторождении Арыстановское добыча нефти ведётся фонтанным и механизированным (с использованием УЭЦН) способами из скважин, разрабатывающих юрские горизонты.

Таблица 1.1. Состояние фонда скважин месторождения «Арыстановское»

118	добывающие
14	ликвидированные (в пределах контрактной территории)
0	В пробной эксплуатации
0	разведочные
10	нагнетательные
3	водозаборная (бездействующая)
	в бурении
	в освоении
145	Итого кол-во скважин

Основные производственные показатели ТОО «Кен-Сары» на 2025 год представлены в ниже таблице

Таблица 1.2. Основные показатели производственной деятельности предприятия

Год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча сырого газа, млн. м3
2026	472,5	64,088

ГЛАВА 2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Контрактная территория ТОО «Кен-Сары» в административном отношении расположена в Мангистауском районе Мангистауской области Республики Казахстан, в 100 км к юго-западу от районного центра Бейнеу и в 280 км к северо-востоку от города Актау.

Непосредственно через территорию проходят железнодорожная линия Мангистау-Мака́т, вдоль которой проложен нефтепровод Каламкас-Актау-Узень-Самара. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Устюрт и Бейнеу соответственно в 30 км и 100 км к северо-востоку от контрактной территории, а также поселок Сай-Утес в 120 км на юго-запад.

Железная дорога Актау – Атырау проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач - Мангистау. Шоссе́йных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях.

Горный отвод, выданный ТОО «Кен-Сары» для осуществления деятельности по недропользованию на месторождении Арыстановское, расположен в пределах блоков XXXIII-16-D (частично), E (частично) в Мангистауской области. Площадь горного отвода составляет 50,78 кв. км.

На территории района встречаются многочисленные полевые дороги. Движение автотранспорта возможно практически в любое время года со скоростью 15-20 км/час.

Рельеф контрактной территории относительно ровный, представляет собой слабовсхолмленную приморскую равнину, с незначительным уклоном к юго-западу. С отметками поверхности рельефа 169,90-184,10 в Балтийской системе высот. Территория степная со скудной растительностью.

Для расчленения мезо-кайнозойского разреза привлекались данные промыслово- геофизических, палеонтологических и литолого-петрографических исследований.

Климат резко континентальный. Средняя температура января минус 11,3°C, максимальное понижение достигает минус 34°C, среднесуточные колебания температуры достигают 12-15°C. Самым жарким месяцем является июль, средняя температура колеблется в пределах +25 - +26,5°C, днем повышается температура до +30 – +40°C, ночью понижается до +18 – +20°C.

По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовое количество атмосферных осадков 177 мм.

Теплый период (апрель-октябрь) характеризуется очень малым количеством осадков – менее 100 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в мае-июне и декабре составляет в среднем 9-13 мм.

По климатическому районированию, согласно СНиПРК2.04-01-2001 «Строительная климатология» площадка ТОО «Кен-Сары» находится в 4-ом климатическом поясе.

Географические координаты угловых точек геологического отвода представлены в таблице 2-1.

Таблица 2.1 – Координаты геологического отвода месторождения Арыстановское

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	44°45'10"	54°05'43"
2	44°45'28"	54°06'25"
3	44°45'23"	54°08'40"
4	44°44'53"	54°08'41"
5	44°44'22"	54°10'05"
6	44°45'00"	54°11'31"
7	44°44'09"	54°12'19"
8	44°43'39"	54°11'16"
9	44°42'33"	54°13'24"
10	44°42'08"	54°14'59"
11	44°41'10"	54°14'08"
12	44°41'11"	54°11'48"
13	44°41'49"	54°08'40"
14	44°42'31"	54°08'00"
15	44°44'08"	54°06'03"

Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района расположения ТОО «КЕН-САРЫ» представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы,	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град. С	32.6
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-18.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	15.0
СВ	12.0
В	20.0
ЮВ	17.0
Ю	5.0
ЮЗ	6.0
З	9.0
СЗ	13.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5.1
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	13.1

ГЛАВА 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1. Краткая характеристика технологии производства

Месторождение Арыстановское

Предприятие ТОО «Кен-Сары» специализируется на разработке нефтяных залежей на месторождении Арыстановское, добыче нефти, осуществляет подготовку нефти до товарного состояния и отправляют потребителям, осуществляет подготовку газа для потребления товарным газом.

Перечень структурных подразделений предприятия, основных и вспомогательных производств, участков:

- вахтовый поселок;
- ГЗУ-1,
- ГЗУ-2;
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Пункт сдачи нефти (ПСН);
- Установка подготовки газа (УПГ);
- Газогенераторная установка (ГГУ);
- Полигон промышленных отходов;
- Территория промысла (скважины)
- Бурение скважин;
- Работы по КРС скважин;
- Топливораздаточная колонка (ТРК);
- котельная установка;
- установка водоподготовки;
- ремонтный цех;
- БЛОС производительностью 50м³/час;
- Площадка для временного хранения отходов;
- склад хим.реагентов;
- трансформаторная подстанция;
- пожарное депо и пост;
- газопровод;
- нефтепровод.

Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется ж/дорожным транспортом из г. Актау и в вахтовый посёлок автотранспортом.

Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Алматы и г. Актау.

На месторождении Арыстановское добыча нефти ведётся фонтанным и механизированным способами из скважин (с использованием УЭЦН), разрабатывающих юрские горизонты.

С 30.04.2014 года месторождение Арыстановское введено в промышленную разработку. Разработка месторождения осуществляется в соответствии с проектными решениями «Технологической схемы разработки месторождения Арыстановское».

Добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока ХХХІІІ-16-D (частично), Е (частично) Мангистауской области Республики Казахстан.

Предприятие ТОО «Кен-Сары» специализируется на разработке нефтяных залежей на месторождении Арыстановское, добыче нефти, осуществляет подготовку нефти и газа до товарного состояния и отправляют потребителям.

Кроме основной деятельности эксплуатация месторождения сопровождается вспомогательными процессами производства.

Система сбора и транспортировки продукции скважин

В настоящее время на месторождении Арыстановское функционируют следующие основные объекты и сооружения:

Территория промысла (эксплуатационные и нагнетательные скважины);

- Выкидные линии от скважин до замерных установок ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ЗУ-1, 2, 3, 4, 5;
- Групповая замерная установка (ГЗУ-1 и ГЗУ-2);
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Пункт сдачи нефти (ПСН);
- Установка подготовки газа (УПГ);
- Газогенераторная установка (ГГУ);
- Замерные установки (ЗУ-1,2,3,4,5,6);

Технология сбора, подготовки и транспорта нефти будет осуществляться по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - групповые замерные установки - нефтесборный коллектор – УПН - резервуарный парк – коммерческий узел учёта нефти. Подготовленная товарная нефть будет сдаваться в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км). Технологическая схема процесса подготовки нефти позволяет довести добываемую продукцию до качества, соответствующего ГОСТ РК 51858-2002.

Организация замера и учёта продукции скважин

Нефтяная эмульсия по нефтесборным сетям поступает на ГЗУ-1 и ГЗУ-2. В состав ГЗУ входят следующие сооружения:

- АГЗУ типа «Спутник»;
- Нефтегаз сепаратор;
- Газосепаратор;
- Печь для подогрева нефти;
- Ёмкость подземная дренажная;
- Установка дозирования хим.реагентов;

- Конденсат сборник.

Поток продукции со скважин по выкидным линиям поступает на замерную установку «Спутник», далее в НГС происходит отделение газа от нефти. Далее жидкость через печь подогрева, где происходит подогрев до 70оС и далее в буферную емкость (БЕ). Откуда насосами по коллектору перекачивается на установку по подготовке нефти (УПН). Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит его отделение капельной жидкости. Далее газ идёт на собственные нужды на печь подогрева и на УПГ.

В состав ЗУ входят следующие оборудования:

- АГЗУ типа «Мера»;
- Печь для подогрева нефти ПП-0,63А;
- Ёмкость подземная дренажная в V=8м3;

Нефть насосами по перекачке нефти откачивается на эстакаду для погрузки в автоцистерны.

Все внутривозовые трубопроводы на ГЗУ подземные.

Система подготовки продукции скважин

Пункт подготовки нефти включает в себя:

- Нефтегазовый сепаратор первой ступени НГС-II-1.6-2400-1-И (С-1) объёмом 50м3;
- Отстойник горизонтальный ОГ-50П-2 (ОГ-1/2) объёмом 50м3;
- сепаратор концевой ступени сепарации НГС-II-1,6-1600-1-И(С-2) объёмом 12,5 м3;
- две печи подогреваПП-0.63А (П-1/2);
- блок дозирования химреагентов УДХ-2,5/2(БР);
- вертикальный газовый сепаратор сетчатый ГС-1-2.5-600-1-И (ГС) объёмом 0.8 м3, рассчитанный на рабочее давление 0,3 МПа;
- газовые расширители (ГР-1/2) диаметром 500мм, длиной 3 м;
- совмещённую факельную установку (Ф-1) высотой 20м;
- насосная технологическая установка (Н-3/4) с насосными агрегатами ЦНСА 38-66, производительностью 30 м3/час, напором 60 м;
- насосная станция налива нефти (Н-5/6) с насосными агрегатами ЦНСА38-44, производительностью 30 м3/час, напором 44 м;
- резервуары хранения нефти РВС-500 (РВС-1/2/3) в количестве 3шт;
- резервуар приёма и хранения пластовой воды РВС-500 (РВС-4) в количестве1 шт;
- дренажная ёмкость ЕП-63-3000-1-2 (ДЕ-1) объёмом 63м3 с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50;
- дренажная ёмкость ЕП-16-2000-1300-2 (ДЕ-2) объёмом 16м3;
- дренажная ёмкость ЕП-63-3000-1-2 (ДЕ-3) объёмом 63м3 с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50.

Сырая нефть по трубопроводу диаметром 150 мм поступает в сепаратор 1-ой ступени сепарации, в котором при давлении 0.5 МПа и температуре 40оС происходит разделение нефти и газа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор, где осуществляется

очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подаётся на подогреватели, а остаток сжигается на факеле. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь газопровода предусмотрена установка огневого предохранителя у основания ствола факела.

Площадка 1

В состав объектов, размещенных на площадке 1 входят:

Вахтовый поселок, автозаправочная станция, резервная дизельная установка, сварочный пост, здание ремонтной мастерской, котельная.

Вахтовый поселок предназначен для проживания обслуживающего персонала на время бурения, добычи и эксплуатации месторождения. Площадь поселка – 3600 м². Подъездка поселку осуществляется по грейдеру от железнодорожной станции «6-ой разъезд».

В состав вахтового поселка входят следующие здания и сооружения:

- вагон–офис;
- жилой блок(VIP);
- жилой комплекс с жилыми комнатами различных категорий;
- склад продуктов;
- ДЭС;
- котельная;
- установка водоподготовки;
- резервуар противопожарной воды V=50м³;
- насосная станция водоснабжения и пожаротушения;
- резервуар питьевой воды V=10 м³;
- дренажная емкость для бытовых стоков V=25м³;
- КПП;
- Узел слива;
- БЛОС,производительностью50м³/часы 20м³/час;
- Здание телекоммуникаций.

Электроснабжение осуществляется от ЛЭП, резервными источниками являются дизельные установки, а также, на месторождении Арыстановское работает газопоршневая электростанция на попутном газе, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения и подогрева нефти на устье скважины.

Теплоснабжение зданий вахтового поселка и в производственных помещениях предусмотрено от электронагревателей.

Площадка №2

На месторождении действуют групповые замерные установки ГЗУ-1 и ГЗУ-2, Установка подготовки нефти(УПН), газогенераторные станции(ГГУ), Пункт сдачи нефти (ПСН), установки подготовки газа (УПГ), замерные установки ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, капитальный ремонт скважин (КРС), полигон и скважины.

Групповые замерные установки (ГЗУ-1, ГЗУ-2)

Групповые замерные установки предназначены для подготовки и транспортировки

подготовленной нефти автотранспортом или нефтесборным коллектором на УПН.

В состав ГЗУ-1 и ГЗУ-2 входят следующие сооружения:

- АГЗУ «Спутник40-14-1500»;
- нефтегаз сепаратор НГС (1 шт.);
- газосепаратор (1шт.);
- емкость-аппарат1-50-1,6-1-И-Т;
- печь для подогрева нефти ПП-063А (1 шт.);
- емкость подземная дренажная ЕП-16-2000-1-3-И-Т(1шт.);
- факел для сжигания газа Ду=100мм, Н=25 м(1шт.);
- конденсатосборник (1шт.);
- насоспоршневой НБ-50(1 шт.);
- емкость накопительная V=50 м3 (2шт.);

Производительность ГЗУ-2 составляет 700м3/сут.

Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- сбор скважиной продукции;
- сепарация нефти (1-я ступень);
- подогрев нефтяной эмульсии в печи подогрева;
- подготовка газа (газовый сепаратор, факельный сепаратор);
- аварийное сжигание газа (факельная установка);
- сбор дренажа из технологического оборудования и трубопроводов;
- транспортировка нефти коллектору или автотранспортом на УПН.

Нефть от скважин поступает на замерную установку «Спутник АМ 40-14-1500», расположенную на площадке ГЗУ-2, где происходит автоматическое периодическое определение дебитов нефтяных скважин по жидкости.

Замерная установка представляет собой помещение, внутри которого находятся трап-сепаратор, замерный узел и запорно-регулирующая арматура для каждой подведённой скважины. Выброс загрязняющих веществ от установки производится через принудительную вытяжную вентиляцию - труба высотой 2,5 м, диаметр 200 мм.

После замера скважинной продукции нефть направляется в единый сборный коллектор и подается на сепаратор первой ступени (НГС-II-1,6-2000-1-И), объемом 25 м3, где при рабочем давлении $P_{раб}=0,5$ МПа, $T=(45-50)^{\circ}C$ происходит дегазация нефти.

Частично дегазированная нефть из нефтесепаратора поступает в подогреватель нефтиПП-0,63А (П), где подогревается до температуры 50 $^{\circ}C$.

Теплопроизводительность печи 0,63Гкал/час.

Подогретая нефть из подогревателя поступает в аппараты емкостные (ГА-1/2), откуда насосами подается в коллектор или на вывоз автотранспортом.

Для внутриплощадочной перекачки нефти используется насосная технологическая с агрегатами ЦНСА 38-66 Q=38м3/ч. (Н-1/2).

Площадка налива предусмотрена для налива одной автоцистерны.

В газовый сепаратор ГС-1-1,6-800-1-И, объемом 1,6 м³, газ высокого давления поступает от НГС. Рабочее давление в газовом сепараторе составляет 0,3 МПа, температура 20-25оС. В ГС происходит процесс улавливания капельной нефти, унесенной из нефтегаз сепаратора. Очищенный газ направляется по линии газа высокого давления (по трубопроводу d100 мм) в факельный сепаратор (ФС).

Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подается на подогреватель нефти. Уровень жидкости в сепараторе контролируется запорным (отсечным) клапаном КО-1, установленном на трубопроводе выхода конденсата.

Конденсат, выделившийся в сепараторе, по трубопроводу d50 мм направлять в дренажную систему ГЗУ-2.

Факельный сепаратор предназначен для отделения капельной жидкости из газа, поступающего на факельную установку высокого давления (Ф).

С факельного сепаратора и факела высокого давления (Ф) предусмотрен отводом конденсата в дренажную емкость (ДЕ-2) по трубопроводу d80 мм.

По мере накопления стоки из дренажной емкости откачиваются автотранспортом. Газ из ёмкости по трубопроводу диаметром 50 мм отводится в газопровод подачи газа на свечу.

При факеле установлен конденсат сборник для улавливания конденсата и влаги, поступающих с газом на факельную установку. Сброс конденсата осуществляется по трубопроводу Ду50 мм в дренажную емкость (ДЕ-2).

Подача топливного газа на технологический блок осуществляется по трубопроводу D50мм от площадки редуцирования топливного газа и площадки газобаллонной установки. Газобаллонная установка предназначена для хранения сжиженного пропана, который может быть использован в качестве резерва топливного газа и состоит из двух баллонов по 50 л, наполненных сжиженным пропаном.

После ГЗУ-2 осуществляется отправка нефтяного потока на УПН.

Для слива дренажа от ЗУ, НГС, ГС, аппаратов (ГА-1/2), с подогревателя, центробежных насосов во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусмотрена подземная дренажная емкость (ДЕ-1) ЕП-63-3000-1-2, объемом 63 м³.

Возврат в технологический процесс жидкости из дренажной емкости (ДЕ-1) предусмотрен в линию перед площадкой нефтегазового сепаратора (НГС), посредством полупогружного насосного агрегата НВ-50/50. Так же откачка дренажа из ДЕ-1 предусмотрена передвижной техникой в случае выхода из строя полупогружного насоса и далее на утилизацию.

Газ, выделившийся из аппаратов (ГА-1/2), дренажных емкостей и аварийный сброс газа с предохранительных клапанов нефтегаз сепаратора при давлении 0,58 МПа и газового сепаратора ГС при давлении 0,35 МПа, направляется по линии газа низкого давления на свечу диаметром 100 мм.

Электроснабжение ГЗУ-1 и ГЗУ-2 осуществляется от ЛЭП, для аварийных ситуаций предусмотрены резервные дизельные генераторы марки ВСJD300Р производства «Broadcrown» в комплекте с наземными емкостями хранения дизтоплива объемом 1,0 м³ мощностью 240 кВт. Емкости размещены сд/генераторам и в помещениях, оборудованных вентиляционными системами с выхлопными трубами высотой 3 м, диаметр 0,3 м.

На каждой площадке рядом с д/генераторами установлены емкости хранения дизтоплива объемом 8 м³ (на ГЗУ-1) и 10 м³ (ГЗУ-2).

Источниками выделения углеводородов в атмосферу являются:

- емкости для хранения нефти;

- сепараторы;
- узлы замера газа;
- насосное оборудование;
- дренажные емкости;
- емкости для хранения д/топлива;
- запорная арматура.

Выбросы газовойдушной смеси в атмосферу, содержащей углеводороды, происходят: через свечи системы обвязки, ЗРА, ФС, предохранительные клапаны, неплотности оборудования, горловины цистерн нефтевозов.

Источниками выделения продуктов сгорания газа и топлива в атмосферу являются:

- факельные установки;
- печи подогрева нефти;
- дизель-генераторы.

Выбросы газовойдушной смеси в атмосферу, содержащей продукты сгорания топлива происходят через выхлопные трубы факелов, печей, дизель-генераторов.

ЗУ-1 и ЗУ-2 подключены коллектором к ГЗУ-1.

ЗУ-4 подключен коллектором к УПН.

В состав ЗУ входят следующие оборудование:

- АГЗУ типа «Мера»;
- Печь для подогрева нефти ПП-0,63А;
- Ёмкость подземная дренажная в $V=8\text{м}^3$;

Установка подготовки нефти (УПН)

Проектная мощность производства составляет – 600т/сутки. Территория УПН функционально разделена на следующие зоны:

- административную;
- хозяйственную, с размещением на ней зданий и сооружений эксплуатационных служб;
- производственную;
- зону хранения нефти и пластовой воды (резервуарный парк);
- зону противопожарных сооружений.

Основными сооружениями являются:

В административной зоне:

- лаборатория качества нефти;
- операторная.

В хозяйственной зоне:

- дизельная электростанция;
- площадка резервуаров хранения топлива для ДЭС;

- комплектная трансформаторная подстанция.

В производственной зоне:

- Площадка замерной установки;
- Площадка сепаратора первой ступени (С-1);
- Площадка отстойников горизонтальных (ОГ-1/2);
- Площадка концевой сепаратора (С-2);
- Площадка газового сепаратора (ГС);
- площадка печей подогрева (П-1/2/3/4);
- площадка блока хим.реагентов (БР);
- площадка насосов внутри базовой перекачки нефти (Н-3/4);
- площадка насосов налива нефти (Н-5/6);
- площадка газового расширителя (ГР-1;ГР-2);
- площадка факельной установки(Ф-1);
- площадка налива нефти;
- площадки дренажных емкостей(Е-1,Е-2,Е-3);

в зоне хранения:

- резервуарный парк (РВС1/2/3/4);
- резервуар пластовой воды (РВС4);
- в зоне противопожарных сооружений:
- площадка с двумя резервуарами противопожарного запаса воды
- площадка насосной станции пожаротушения

В составе УПН осуществляется эксплуатация следующих объектов производственного назначения:

- Автоматизированная замерная установка Спутник АМ40-10-400;
- Нефтегазовый сепаратор первой ступени НГС-II-1,6-2400-1-ИV=50м³С-1;
- Концевой нефтегазовый сепаратор НГС-II-1,6-2000-1-И V=12,5м³С-2;
- Отстойники горизонтальные ОГ-50П-2V=50м³ОГ-1/2;
- Блок дозирования реагентов «Озна-дозатор»БДР-2,5/2;
- Газосепаратор сетчатый ГС1-2,5-600-1-ИV=0,8 м³;
- ГР-1 и ГР-2 Газовый расширитель;
- Факельная установкаФ-1;
- Печи подогрева нефти ПП-0,63АП1/2/3/4;
- Резервуары хранения нефти V=500м³РВС1/2/3/4;
- Резервуар пластовой воды V=400 м³РВС4;
- Система сбора дренажа;

- Дренажные емкости с полупогружными насосам и агрегатом НВ-50/50ЕП-63-3000-1-2 $V=63 \text{ м}^3$ ДЕ-1/3;
- Дренажная емкость ЕП-16-2000-1300-2 $V=16 \text{ м}^3$ ДЕ-2;
- Насосы внутри базовой перекачки нефти $Q=30 \text{ м}^3/\text{ч}$, Н-3/4;
- Насосы налива нефти $Q=30 \text{ м}^3/\text{ч}$, Н-5/6;
- Эстакада налива нефти в автоцистерны;
- Насосы пресной воды $Q=1,25 \text{ м}^3/\text{час}$,
- Резервуар пресной воды $V=50 \text{ м}^3$;
- Резервуары противопожарного запаса воды $V=400 \text{ м}^3$, РВС-5/6;
- Насосная станция пожаротушения с запасом пенообразователя;
- Дизельные электростанции позиция по ГП 23.1/23.2
- Резервуары хранения дизельного топлива $V=25 \text{ м}^3$;
- Лаборатория.

Сырая нефть по нефтепромысловым выкидным линиям и коллекторам поступает на манифольды УПН и замерную установку «Спутник» (ЗУ). Параметры поступающего сырья: температура – 40-45оС, давление – 0,7 МПа.

От ЗУ нефть направляется в сепаратор первой ступени сепарации НГС II-1,6-2400 (С 1) (объемом 50 м3), в котором при давлении 0,5 МПа и температуре 40оС происходит разделение нефти, газа и дренажа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор ГС 1-2,5-600 ($V=0,8 \text{ м}^3$), где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газом при сепарации нефти. Уловленная жидкость отводится в дренажную емкость ДЕ-1. Некоторая часть попутного нефтяного газа направляется для использования в печах подогрева нефти, основная часть сжигается на факеле высокого давления.

Отделенная нефть на печах ПП-063 (производительностью 1150 т/сутки, $G=0,63 \text{ Гкал/час}$) подогревается до температуры 70оС и через систему отстойников ОГ-50П-2 (объемом по 50 м3) поступает в концевой нефтегазовый сепаратор (КНС) объемом 12,5 м3 с давлением 0,105 МПа.

В трубопровод подачи нефти перед подогревом вводятся жидкие деэмульгаторы из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве 10% от объема нефти.

На УПН перед печами подогрева нефти ПП 063 в нефтяной поток вводятся жидкие деэмульгаторы (диссолван) из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве.

10% от объема нефти. Для ввода в технологический поток хим.реагента предусмотрен блок БДР 2,5/2 дозирования реагента. В состав установки входят: емкость для хранения диссолвана объемом 2,5 м3, два дозирующих насоса производительностью по 2,5 л/час при давлении 0,5МПа, электронагревательная печь ПЭТ-4-У 3.

Нефть из концевого сепаратора самотеком направляется в три резервуара хранения нефти РВС1-3 объемом по 500 м3. Выделившийся газ из С-2 направляется на факел Ф-1 для сжигания.

Для сжигания газа предусмотрена факельная установка заводского изготовления, диаметр факельного ствола 200 мм, высотой 20 м.

Для отделения капельной жидкости, конденсата и механических примесей из газа, подаваемого на факел для сжигания, предусмотрены газовые расширители ГР-1, 2. Отвод уловленной жидкости осуществляется в дренажную емкость ДЕ-1.

УПН оснащена системой внутрибазовой перекачки и отгрузки нефти в состав которой входят насосы внутрибазовой перекачки нефти (производительность 30м³/ч.), насосы налива нефти (Н-5/6 производительность = 30 м³/ч.), площадка налива нефти в автоцистерны.

Отделенная насыщенная солями пластовая вода собирается в дренажную емкость. Со всего оборудования дренажная жидкость поступает в дренажную систему,

которая состоит из 2-х подземных дренажных емкостей объемом 63 м³ (ЕП-63-3000-1-2) с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50) и подземной дренажной емкости (ЕП-16-2000-1300-2) объемом 16 м³.

Опорожнение дренажных емкостей первоначально будет осуществляться в автоцистерны, в дальнейшем планируется полупогружными насосами перекачивать в резервуар пластовой воды, с последующим вывозом на нагнетающую скважину месторождения «Арыстановское» для закачки в пластовые горизонты системы поддержания пластового давления (СППД).

Для защиты аппаратов С-1, ГС, С-2, отстойников нефти ОГ от превышения давления на аппаратах устанавливаются блоки предохранительных клапанов с переключающими устройствами. Сброс газа с предохранительных клапанов предусматривается в газопровод для последующего сжигания. Учет газа высокого и низкого давлений осуществляется посредством счетчиков газа, установленных на трубопроводах подачи газа на факел.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на перечисленных объектах являются:

- Неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры блочной дозаторной установки;
- неплотности ФС, ЗРА и ПК аппаратов под давлением (НГС, ГС, отстойники, КНС, факельный сепаратор, дренажные емкости);
- уплотнения насосов по перекачке нефти на площадке;
- резервуары хранения углеводородного сырья, реагентов, дизтоплива;
- котлы печей подогрева нефти.

При эксплуатации оборудования УПН в атмосферный воздух выбрасываются:

- углеводороды от дыхательной аппаратуры резервуаров нефти и дренажных емкостей, горловины цистерны нефтевоза, дефлекторов, предохранительных клапанов оборудования сепарации нефти и газа, запорно-регулирующей арматуры замерной установки, свечи печи и дренажных емкостей, уплотнения насосов;
- пары метанола от блочной дозаторной установки;
- пары серной и азотной кислоты – от вытяжной вентиляционной системы от шкафа лаборатории;
- оксиды азота, оксид углерода, диоксид серы □ из дымовых труб технологических печей подогрева нефти;
- азота диоксид, углерода оксид, углеводороды С1-5при сжигании газа на факелах высокого и низкого давления;

- углеводороды C12-C19 при приеме, хранении дизтоплива в резервуарах, топливные баки дизель-генераторов;
- оксидов азота, серы диоксида, углерода оксида, углеводородов, сажи, формальдегид выхлопные трубы дизельных генераторов (продолжительность включения дизельной в целях профилактики – 20 мин. 1 раз в неделю).

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на УПН, являются углеводороды и продукты сгорания газа на факеле и печах подогрева нефти.

Дегазированная нефть поступает на печи подогрева, где происходит её нагрев до 60°C, и далее поступает в ёмкостный аппарат, откуда перекачивается в автоцистерны и отвозится на ГУ-2, принадлежащей ТОО «Каракудукмунай» и далее поступает на ЦППН, где идет на процесс подготовки нефти до товарного качества. После, подготовленная нефть перекачивается в ТСН, далее направляется в систему МН АО «КазТрансОйл».

В соответствии с технологическими параметрами добычи нефти и требованиями к товарной продукции принята следующая схема добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти. Сырая нефть по трубопроводу диаметром 150 мм поступает в сепаратор 1-ой ступени сепарации, в котором при давлении 0.5 МПа и температуре 40°C происходит разделение нефти и газа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор, где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подаётся на подогреватели, а остаток сжигается на факеле. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь газопровода предусмотрена установка огневого предохранителя у основания ствола факела.

Нефть из сепаратора 1-ой ступени по трубопроводу диаметром 150 мм направляется в подогреватель, где происходит её нагрев до температуры 70°C. Подогреватель непрямого огня представляет собой ёмкость, заполненную промежуточным теплоносителем (пресная вода).

В трубопровод подачи нефти и в подогреватель вводятся деэмульгаторы и пресная вода. Из подогревателя смесь нефти с водой при температуре 70°C поступает в отстойники горизонтальные (ОГ ½) со сбросом воды, в котором при давлении 0.105 МПа происходит окончательная дегазация нефти и отделение воды.

Отделившаяся вода после процесса обессоливания из ОГ-1,2 и концевой сепаратора сбрасывается в дренажную ёмкость и в резервуар сбора воды (РВС-4) после отстоя, разделения и улавливания нефтяных капель откачивается насосами по перекачке воды в РВС-4 (пластовой воды). Отделившийся конденсат из сепаратора I ступени, газосепаратора и газового расширителя сбрасывается в дренажную ёмкость. Откачка жидкости из дренажных ёмкостей осуществляется передвижной техникой.

Нефть, прошедшая дегазацию в концевом сепараторе, направляется в технологический резервуар №1 (РВС-500) для окончательного обезвоживания, после чего поступает в товарные резервуары №2 и 3 (РВС-500). Затем насосами по перекачке нефти откачивается на ПСН, резервуарный парк и далее на коммерческий узел учёта нефти. Подготовленная товарная нефть будет сдаваться в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км нефтепровода «Узень-Самара»).

Нефтепровод

Нефтепровод служит для транспорта нефти от УПН месторождения Арыстановское до Пункта сдачи нефти. Система транспорта нефти состоит из:

- площадки насосов перекачки на территории УПН;
- нефтепровода, общей протяжённостью – 5,27 км, условным диаметром 200 мм;

- узла аварийного отключения.

Нефтепровод выполнен в подземном исполнении. Глубина заложения -1,5м до верха трубы.

Пункт сдачи нефти (ПСН)

ПСН предназначен для хранения и транспортировки нефти в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау-Самара» АО «КазТрансОйл».

Подготовка нефти до товарной кондиции производится на УПН месторождения Арыстановское.

ПСН обеспечивает следующие основные технологические процессы:

- накопление товарной нефти в резервуарном парке ёмкостью 10000 м³ (5 резервуаров типа РВС-2000 м³ каждый);
- подогрев нефти;
- перекачку нефти от ПСН до магистрального нефтепровода «Узень-Атырау-Самара».

В состав сооружений ПСН входят:

- резервуарный парк хранения нефти;
- площадка печей подогрева нефти;
- площадка магистральной насосной станции;
- площадка циркуляционных насосов;
- химическая лаборатория;
- операторная;
- площадка сбора конденсата;
- продувочная свеча Ду=200, Н=6.0м.;
- площадка аварийного дизельного генератора (ДЭС);
- площадка резервуара для дизельного топлива на 10м³;
- блок ЩСУ;
- площадка 2КТП-10/0.4кВ;
- площадка дренажных емкостей;
- площадь каблочных фильтров;
- площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН);
- операторная КУУН;
- площадка дренажной емкости V=8м³;
- насосная станция пожаротушения и пенотушения;
- площадка резервуара запаса противопожарной воды;
- блок пожарного оборудования;
- контрольно-пропускной пункт (КПП);

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на площадке ПСН, являются углеводороды и продукты сгорания топлива в печах подогрева нефти и ДЭС.

Источниками выделения продукты сгорания газа и топлива в атмосферу являются:

- котлы печей подогрева нефти: оксиды углерода и азота, углеводороды;
- двигатель дизель-генератора: оксиды углерода и азота, углеводородов, сернистого ангидрида, сажи, бенз/а/пирена, формальдегида.

Источниками выделения углеводородов являются:

- запорно-регулирующая арматура;
- резервуары хранения нефти;
- дренажные емкости;
- узлы учета и перекачки нефти.

Перекачка товарной нефти от УПН месторождения Арыстановское на ПСН осуществляется насосами Н-101/А, В, С по нефтепроводу диаметром 219 мм с давлением 0,9 МПа и с температурой 50°С. Периодический дренаж насосов Н-101/А,В,С осуществляется в дренажную систему УПН.

Нефть с давлением 0,3 МПа поступает в резервуарный парк ПСН, состоящий из 5-и резервуаров Р201-Р205 объемом 2000 м³ каждый. На трубопроводе входа нефти в резервуарный парк предусмотрен аварийная электроприводная задвижка.

Каждый резервуар оснащен дыхательным НДКМ-250 и предохранительным КПП- 250 клапанами. Резервуарный парк оборудован газ уравнивающей системой. Отвод газа, выделяющегося из резервуаров при «малом» и «большом» дыханиях, планируется на свечу С-201 высотой 6 м. Отвод дренажа и подтоварной воды от резервуаров хранения нефти осуществляется по трубопроводу диаметром 159 мм в дренажную емкость Д-201 для подтоварной воды объемом 63 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°С.

Нефть от резервуаров Р-201,202,203,204,205 по трубопроводу диаметром 325 мм поступает на вход магистральных насосов Н-201/А, В, С производительностью 65 м³/час.

Периодический дренаж магистральных насосов осуществляется в дренажную емкость для нефти Д-204, объемом 25 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°С.

Нефть с давлением 5,0 МПа от магистральных насосов направляется на три печи подогрева нефти 1.6 МП теплопроизводительностью 1,6 Гкал/час.

В печах подогрева нефть подогревается до 60°С и направляется на площадку Коммерческого узла учета нефти (КУУН). Дренаж теплоносителя (вода + ДЭГ) с печей подогрева нефти производится в дренажную емкость Д-202, объемом 12,5 м³ и рабочей температурой 95°С.

Сброс и продувка газа из блока подготовки топливного газа подогревателей П- 201/А, В, С осуществляется по трубопроводам диаметром 57 мм на общую свечу С-201.

На КУУН измеряется расход нефти и далее с температурой 55°С и с давлением 5,0 МПа нефть направляется по трубопроводу диаметром 219 мм в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл». На площадке КУУН предусмотрены автоматический блок измерения качества (БИК) и проверочное устройство (ТПУ). Периодический дренаж КУУН осуществляется по трубопроводу 57 мм в дренажную емкость Д-205, объемом 12,5 м³.

Предусмотрена внутри парковая циркуляция нефти в резервуарах Р- 201,202,203,204,205 с помощью циркуляционных насосов Н-202/А, В производительностью 210 м³/час.

При необходимости разогрева нефти при хранении ее в резервуарах циркуляция нефти

выполняется через подогреватели нефти. Температуру нефти в резервуарах хранения необходимо поддерживать на уровне 45-50°C. Нефть из резервуаров хранения поступает по трубопроводу на всасывающих насосов Н-202/А, В, С давлением 0,9 МПа по направлению в печи подогрева нефти П-201/А, В, С. Подогретая нефть от печей подогрева с температурой 60°C поступает в соответствующий резервуар Р- 201, 202, 203, 204, 205. Опорожнение дренажных емкостей Д-201 и Д-204 периодическое, по мере наполнения емкостей, дренаж вывозится нефтевозом для подготовки на УПН м/р Арыстановское.

Газ, выделенный из дренажных емкостей Д-201 и Д-204 по трубопроводу диаметром 108мм отводится на продувочную свечу С-201. Продувочная свеча С-201 предназначена для сброса газа из резервуаров для хранения нефти, дренажных емкостей и емкости для сбора конденсата, расположенных на территории Пункта сдачи нефти. Сброс газа на свечу С-201 производится по подземному трубопроводу диаметром 200 мм. Высота продувочной свечи – 6 м.

Дренажная емкость Д-202 оснащена дыхательным клапаном СМДК-100. Дренаж теплоносителя из дренажной емкости Д-202 периодически, по мере наполнения, будет вывозиться автотранспортом на утилизацию сторонней организацией по контракту.

Дренажная емкость Д-205 для сбора нефти от КУУН по мере накопления будет опорожняться с помощью АЦН. Уровень нефти в емкости Д-205 до начала и после откачки фиксируется с участием представителя АО «КазТрансОйл».

Для улавливания капель влаги и конденсата, поступающих с газом на продувочную свечу С-201, предусматривается установка конденсато сборника, состоящая из газового расширителя Т-201 и емкости для сбора конденсата Д-203 объемом 12,5 м³.

Конденсат, накопленный в емкости сбора конденсата Д-203, периодический вывозится для последующей подготовки на УПН.

Электроснабжение площадки Пункта сдачи нефти осуществляется от линии электропередач 10кВ, а также от аварийной дизельной электростанции мощностью 1000кВА и выходным напряжением 0,4 кВ. Рядом с д/генератором установлена емкость хранения дизтоплива объемом 10 м³.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на площадке ПСН, являются углеводороды и продукты сгорания топлива в печах подогрева нефти и ДЭС.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются: запорно-регулирующая арматура, продувочные свечи, дымовые трубы печей подогрева нефти, уплотнения насосов, труба ДЭС.

При эксплуатации оборудования предполагается загрязнение атмосферы:

легкими фракциями углеводородов C₁-C₅, в результате выделения через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, резервуаров хранения нефти, дренажных емкостей, продувочные свечи, уплотнения насосов;

оксидами углерода и азота, углеводородами через дымовые трубы в результате сжигания газа на печах подогрева нефти;

оксиды углерода и азота, углеводородов, сернистого ангидрида, сажи, бенз/а/пирена, формальдегида через дымовую трубу в результате сжигания дизтоплива в ДЭС.

Газопровод

Объекты газопровода были построены на основании проекта «Система сбора и транспорта газа месторождения Арыстановское».

Проект предусматривает сбор, подготовку и компримирование попутного газа для дальнейшей транспортировки газа в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» компании «Интергаз Центральная Азия», подача топливного газа на собственные нужды - обеспечение топливным газом печей подогрева нефти и привода компрессоров.

Технологическая схема размещения оборудования обеспечивает полную герметичность процесса сбора и транспорта газа, а также безопасность отключения аппаратуры и трубопроводов при проведении ремонтно-профилактических работ. Газ продувки оборудования и трубопроводов перед ремонтом и после ремонта направляется на свечу.

Капельная жидкость от роторного сепаратора-каплеуловителя РСКУ собирается в дренажной емкости Р-2 и по мере накопления, вывозится на УПН автотранспортом.

Установка подготовки газа (УПГ)

Установка подготовки газа предназначена для сбора и подготовки для транспортировки по магистральному трубопроводу попутного нефтяного газа, поступающего с установки подготовки нефти.

В состав УПГ входят:

- Блок компримирования сырьевого газа.

В состав одной компрессорной линии блока компримирования входят:

- Скруббера на приеме компрессора сырьевого газа первой, второй, третьей, четвертой ступеней;
- Компрессор газовый;
- газопоршневой двигатель;
- аппараты воздушного охлаждения;
- Блок низкотемпературной сепарации и фракционирования конденсата. В состав данного блока входят:
 - Трехфазный сепаратор сырьевого газа;
 - Теплообменник «газ-газ»;
 - Теплообменник «газ-конденсат»;
 - фреоновый холодильник (охладитель газа);
 - низкотемпературный сепаратор;
 - колонна деэтанзации;
 - рибойлер колонны деэтанзации;
 - аппарат воздушного охлаждения ШФЛУ.
- Блок фреонового холодильника. В состав одной линии блока фреонового холодильника входят:
 - Скруббер на приеме компрессора хладагента;
 - Компрессор хладагента;
 - Электро привод компрессора;
 - маслоотбойник;
 - насос смазочного масла;

- аппарат воздушного охлаждения фреона;
- фильтр смазочного масла;
- сборник сжиженного фреона;
- фильтр хладагента;
- Блок регенерации диэтиленгликоля. В состав данного блока входят:
 - Сепаратор дегазации диэтиленгликоля;
 - Фильтр диэтиленгликоля;
 - угольный фильтр;
 - регенератор диэтиленгликоля;
 - насосы подачи диэтиленгликоля.
- Система теплоносителя. В состав данного блока входят:
 - Подогреватель теплоносителя;
 - воздухоудовка нагревателя теплоносителя;
 - насосы подачи теплоносителя;
 - дренажная емкость теплоносителя;

Выделенная из попутного газа ШФЛУ направляется на расходный склад. Со склада ШФЛУ отгружается потребителю автомобильным транспортом. В составе расходного склада ШФЛУ предусмотрено следующее оборудование:

- ёмкости для хранения ШФЛУ;
- насосные агрегаты;
- дренажная емкость.

Помимо ШФЛУ продуктами УПГ являются: топливный газ (по ГОСТ 5542-87), используемый для собственных нужд месторождения и товарный газ (по СТ РК 1666- 2007) для закачки в магистральный трубопровод «Окарем - Бейнеу».

Подготовленный товарный газ после УПГ будет направляться по газопроводу в магистральный газопровод «Окарем – Бейнеу», расположенный в 7.3 км от месторождения Арыстановское. Согласно Техническим условиям, представленным АО «Интергаз Центральная Азия», ТОО «Кен - Сары» построен газопровод эксплуатационным давлением в 55 Бар и диаметром 219 мм с месторождения Арыстановское до ближайшей точки подключения в трубопроводный коллектор АО «Интергаз Центральная Азия». Место подключения–890кмМГ «Окарем – Бейнеу».

Территория промысла (эксплуатация скважин)

При эксплуатации скважин выбросы загрязняющих веществ осуществляются через фланцевые соединения, ЗРА, также от печи на объектах ЗУ 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

Полигон промышленных отходов

ТОО «Кен-Сары» имеет собственный полигон промышленных отходов. Полигон находится на территории месторождения Арыстановское Мангистауского района, Мангистауской области.

Основное назначение полигона – сбор и складирование отходов бурения (жидкая и твердая фракция) нефтешлама, шлама КРС и замазученного грунта. Полигон введен в эксплуатацию в 2007

году.

В 2010 году выполнен рабочий проект «Полигон промышленных отходов на месторождении Арыстановское». Изменение рабочего проекта «Полигон промышленных и бытовых отходов на месторождении Арыстановское» и получено положительное заключение ГЭЭ №4/2094 от 9.09.2010 года.

В 2011 году выполнен рабочий проект «Реконструкции полигона отходов производства месторождения Арыстановское» и получено положительное заключение ГЭЭ. Проектом предусматривалось проведение реконструкции карты для сбора отходов бурения (жидкая фракция).

В настоящее время Полигон промышленных отходов закрыти не эксплуатируется. Все образуемые отходы вывозятся сторонней компанией ТОО «Шагала-Сервис» по договору. В связи с этим источники выбросов ЗВ в атмосферу от полигона в нормативы не включаются.

Газогенераторная установка (ГГУ)

В 2017 году введены в эксплуатацию новые оборудования, работающие на попутном газе, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения и подогрева нефти на устье скважины.

Для выработки электроэнергии используются 8 газогенераторных установок марки Caterpillar SR5:

- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№1;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№2;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№3;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№4;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№5;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№6;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№7;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№8;
- CATERPILLARSR5ГазогенераторнаяустановкаG3516LE№9.

Планируемая нагрузка на электрические генераторы будет находиться в пределах 75% от полной электрической мощности, что соответствует потреблению топливного газа 232 м3/час.

Капитальный ремонт скважин (КРС)

Капитальный ремонт скважин – самый трудоемкий процесс в нефтедобывающей промышленности. Важнейшей задачей совершенствования техники и технологии эксплуатации нефтяных месторождений и скважин является обеспечение возможно большего межремонтного периода их работы.

К основным видам работ относятся:

- спуско-подъемные операции насосно - компрессорных и бурильных труб, очистка и промывка от песчаных пробок. При эксплуатации пластов, сложенных слабоцементированными песчаниками. возможны пескопроявления и как следствие, вынос большого количества песка из призабойной зоны скважины; обрушение кровли пласта; деформация колонны, пробка образование и другие осложнения. Для

борьбы с осложнениями принимают меры по ограничению поступления песка из пласта в скважину;

- изоляционные и возвратные работы связанные с цементированием скважин, встречаются почти при всех видах капитального ремонта скважин. Там понажные материалы предназначены для осуществления работ по изоляции притоков вод, креплению скважин (цементированию колонн) и пород в призабойной зоне, созданию искусственных забоев, ремонту колонн и производству других операций;
- вспомогательные работы - это работы по подготовке труб к спуску в колонну, по подвеске (снятию) машинных ключей, установке (снятию) ротора, гидравлического домкрата на устье скважины, патрубка на колонне труб, хомута на эксплуатационной колонне, противовыбросовой задвижки на устье скважины перед перфорацией колонны, оттяжного ролика для направления хода талевого каната, крестовины и переводной катушки на устье скважины, тормозной ленты; монтаж (демонтаж) передвижных приемных мостков, рабочей площадки и другие.

При проведении КРС планируется применить 2 агрегата подъемные для ремонта и бурения скважин АПР-60/80 на шасси КРАЗ (Евро-5), которые предназначены для выполнения операций:

- бурения разведочных и эксплуатационных скважин;
- спускоподъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами и насосными штангами;
- механизированного свинчивания - развинчивания насосно-компрессорных и бурильных труб и глубинно-насосных штанг в процессе ремонта;
- разбуривания песчаных пробок, цементных стаканов;
- фрезерования металлических предметов; освоение скважин после бурения, бурение скважин глубиной до 2000 метров при использовании дополнительного оборудования (ротора РМ-250-400 или силового вертлюга);
- ловильных и других видов работ

Ремонтно-механический цех (РМЦ)

Ремонтно-механический цех и площадка хранения дизельного топлива размещена на ранее спланированной площадке. Ремонтно-механический цех (РМЦ) заводского изготовления шириной 12030мм, в длину 21000мм, высота 5890мм. Детальное описание РМЦ указано в марке АС.

Проектируемая емкость объемом 10м³ предназначена для хранения и подачи дизельного топлива для обслуживания существующих двух дизельгенераторов. Наполнение емкости производится путем автотранспорта через быстросъемное соединение. Опорожнение в дизельгенераторы идет путем проектируемых стальных труб диаметром Ду25. Тепловая изоляция резервуаров – плиты URSA П-30(Г) из стеклянного штапельного волокна, без кэширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004. Покровный слой лист стальной оцинкованный, толщиной 1,0 мм по ГОСТ 19904-90.

3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по проекту НДВ на 2026 год – всего **325** источников загрязнения атмосферы, из которых **121** источников ЗВ являются организованными источниками и **204** источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – 0 источников загрязнения атмосферы.

- по рабочему проекту «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» - 4 неорганизованных источников загрязнения атмосферы, нумерация присвоена 6214-6217.

- по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап» – 0 источников загрязнения атмосферы.

001-Вахтовый поселок:

Источник загрязнения N 0001, Дизель-генератор 200 кВт
Источник загрязнения N 0002, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 0003, Сварочный агрегат АДД-4004МУ1
Источник загрязнения N 0004, Емкость ДТ АЗС
Источник загрязнения N 0005, ТРК ДТ на АЗС
Источник загрязнения N 0006, Емкость бензина АЗС
Источник загрязнения N 0007, ТРК бензина АЗС
Источник загрязнения N 0008, Заправка маслом
Источник загрязнения N 0009, Ванна для мытья деталей
Источник загрязнения N 0046, Дизель-генератор 320 кВт
Источник загрязнения N 0065, Котельная БКУ-600
Источник загрязнения N 0066, Продувочная свеча ГРПШ
Источник загрязнения N 6001, Сварочный пост
Источник загрязнения N 6002, Газовый резак
Источник загрязнения N 6003, Автостоянка

002-Групповая замерная установка (ГЗУ-1):

Источник загрязнения N 0010, Спутник АМ-40-10-400
Источник загрязнения N 0011, Печь подогрева ПП-0,63
Источник загрязнения N 0012, Дренажная емкость
Источник загрязнения N 0013, Опорожнение дренажной емкости
Источник загрязнения N 0014, Стравливания газопровода
Источник загрязнения N 0015, Факельная установка (дежурная горелка)
Источник загрязнения N 0016, Дизель-генератор 240 кВт
Источник загрязнения N 0017, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 6004, нефтегазосепаратор НГС
Источник загрязнения N 6005, Газосепаратор
Источник загрязнения N 6006, Аппарат емкостной цилиндрический
Источник загрязнения N 6007, Конденсатосборник
Источник загрязнения N 6008, Факельный сепаратор
Источник загрязнения N 6009, Насосы
Источник загрязнения N 6010, ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-1

003-Групповая замерная установка (ГЗУ-2):

Источник загрязнения N 0018, Спутник АМ-40-14-1500
Источник загрязнения N 0019, Печь подогрева ПП-0,63
Источник загрязнения N 0020, Дренажная емкость
Источник загрязнения N 0021, Опорожнение дренажной емкости
Источник загрязнения N 0022 Стравливания газопровода
Источник загрязнения N 0023 Факельная установка (дежурная горелка)
Источник загрязнения N 0024, Дизель-генератор 200 кВт
Источник загрязнения N 0026, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 0027, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 6011, Нефтегазосепаратор НГС
Источник загрязнения N 6012, Газосепаратор
Источник загрязнения N 6013 Аппарат емкостной цилиндрический
Источник загрязнения N 6014 Конденсатосборник
Источник загрязнения N 6015, Факельный сепаратор
Источник загрязнения N 6016, Насосы
Источник загрязнения N 6017 ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-1
Источник загрязнения N 6161 Площадка манифольда на ГЗУ-2
Источник загрязнения N 6164 Площадка манифольда на ГЗУ-2

004-УПН:

Источник загрязнения N 0028, Спутник АМ-40-10-400
Источник загрязнения N 0029, Блочно-дозаторная установка БДР-2, 5/2
Источник загрязнения N 0030-0033, Печь подогрева ПП-0,63
Источник загрязнения N 0034 Факельная установка (дежурная горелка)
Источник загрязнения N 0035-0037, Резервуар нефти РВС 700
Источник загрязнения N 0038-0039, Устьевой нагреватель УН-0,2М3
Источник загрязнения N 0040-0042, Дренажная емкость
Источник загрязнения N 0043-0045, Опорожнение дренажной емкости
Источник загрязнения N 0047, Дизель-генератор 508 кВт
Источник загрязнения N 0048, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 0049, Лаборатория УПН
Источник загрязнения N 0103, Технологический резервуар РВС-7
Источник загрязнения N 0104, Продувочная свеча
Источник загрязнения N 0114, РВС-8 (500 м3)
Источник загрязнения N 0115, РВС-1 (1000 м3)
Источник загрязнения N 0116, РВС-2 (1000 м3)
Источник загрязнения N 0117, РВС-3 (1000 м3)
Источник загрязнения N 0118, Стояк налива АСН-1
Источник загрязнения N 0119, Блок дозирования реагента БР-1
Источник загрязнения N 0120, Дренажная емкость ДЕ-1
Источник загрязнения N 6018, Нефтегазосепаратор
Источник загрязнения N 6019, Газосепаратор
Источник загрязнения N 6020, Газовый расширитель
Источник загрязнения N 6021, отстойник горизонтальный ОГН
Источник загрязнения N 6022, отстойник горизонтальный ОГН
Источник загрязнения N 6023, Концевой сепаратор НГС-II-1,6-2000
Источник загрязнения N 6024, Факельный сепаратор
Источник загрязнения N 6025, Насосы
Источник загрязнения N 6026, ЗРА, ФС на площадке УПН
Источник загрязнения N 6140, Трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ
Источник загрязнения N 6141, Площадка смесителей пресной воды СМ-1/2 (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6142, Площадка суш.отстойников и концевого сепаратора (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6143, Площадка конденсатосборника КП-01 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6144, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6145, Площадка суш. РВС-1,2,3 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6146, Площадка НГСВ С-1А (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6147, Площадка суш. подогревателей нефти П-1,2,3,4 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6148, Площадка суш.газового сепаратора ГС-1 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6149, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6150, Площадка суш. концевого сепаратора С-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6151, Площадка РВС-7 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6152, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)

005-Пункт сбора нефти (ПСН):

Источник загрязнения N 0050,Печь подогрева ПП-1,6М
Источник загрязнения N 0051,Печь подогрева ПП-1,6М
Источник загрязнения N 0052,Печь подогрева ПП-1,6М
Источник загрязнения N 0053,Резервуар нефти РВС
Источник загрязнения N 0054-0057 Дренажная емкость
Источник загрязнения N 0058-0061 Опорожнение дренажной емкости
Источник загрязнения N 0062,Дизель-генератор 800 кВт
Источник загрязнения N 0063,Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 0064,Лаборатория ПСН
Источник загрязнения N 6027,Насосы
Источник загрязнения N 6028-6033,ЗРА, ФС на площадке ПСН
Источник загрязнения N 6192,Насосы для перекачки нефти Н-201А
Источник загрязнения N 6193,Насосы для перекачки нефти Н-201В
Источник загрязнения N 6194,Насосы для перекачки нефти Н-201С

006-Установка подготовки нефти (УПГ):

Источник загрязнения N 0069,Компрессор К-100 Wakesha
Источник загрязнения N 0070,Жаротрубный нагреватель Н-500
Источник загрязнения N 0071,Котельная УПГ
Источник загрязнения N 0073,Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 0074 Факельная установка (дежурная горелка)
Источник загрязнения N 0075,Свеча для сброса остаточного давления
Источник загрязнения N 0126,Свеча сброса ШФЛУ
Источник загрязнения N 6037, ЗРА, ФС на площадке УПГ
Источник загрязнения N 6038,ЗРА, ФС технологического оборудования на УПГ
Источник загрязнения N 6195,Роторный сепаратор-каплеулавливатель РСКУ_1,4-500 (V-102)
Источник загрязнения N 6196,ЗРА и ФС Площадка сборника конденсата V-101 и насосов перекачки конденсата Р-100А/В
Источник загрязнения N 6197,ЗРА и ФС Площадка БКУ компрессорной станции К-100А/В/С
Источник загрязнения N 6198,ЗРА и ФС Площадка топливного газа для компрессора и на собственные нужды
Источник загрязнения N 6199,ЗРА и ФС Технологические трубопроводы

007-Газогенераторная установка (ГГУ):

Источник загрязнения N0090-0095, 0100, 0102, 0124, 0125, Газогенераторная установка (ГГУ)

008- Ремонтно-механический цех (РМЦ):

Источник загрязнения N 0105, Емкость для дизтоплива 10 м3

Источник загрязнения N 6153, Площадка емкости для дизтоплива (ЗРА – 3 шт.)

Источник загрязнения N 6154, Металлообрабатывающие станки (3 ед.)

009-Территория промысла (скважины):

Источник загрязнения N 0025, Дизель-генератор 22 кВт

Источник загрязнения N 0076, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1

Источник загрязнения N 0077, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-2

Источник загрязнения N 0078, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-3

Источник загрязнения N 0079, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-4

Источник загрязнения N 0080, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-5

Источник загрязнения N 0082, Дизель-генератор 80 кВт

Источник загрязнения N 0083, Дизель-генератор 84 кВт

Источник загрязнения N 0084, Дизель-генератор 96 кВт

Источник загрязнения N 0085, Сварочный агрегат Lincoln

Источник загрязнения N 0086, Емкость хранения ДТ для ДЭС

Источник загрязнения N 0087, Емкость хранения ДТ для ДЭС

Источник загрязнения N 0088, Емкость хранения ДТ для ДЭС

Источник загрязнения N 0089, Емкость хранения ДТ для ДЭС

Источник загрязнения N 0106, Печь подогрева УН-0,2

Источник загрязнения N 0113, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-6

Источник загрязнения N 0127, Резервуар пластовой воды Р-1, 50м3

Источник загрязнения N 0128, Резервуар пластовой воды Р-1, 50м3

Источник загрязнения N 6039-6135 ПК, ЗРА, ФС на площадке скважин

Источник загрязнения N 6155, Площадка 3-х скважин (ЗРА – 15 шт., ФС – 15 шт.)

Источник загрязнения N 6156, Площадка печи (ЗРА – 4, ФС – 2 шт.)

Источник загрязнения N 6157, Выкидные линии (ФС – 3 шт.)

Источник загрязнения N 6158, Площадки устьев скважин (ЗРА – 50 шт., ФС – 30 шт.)

Источник загрязнения N 6159, Площадка электрического нагревателя (ЗРА – 3, ФС – 3 шт.)

Источник загрязнения N 6160, Выкидные линии (ФС – 12 шт.)

Источник загрязнения N 6162, Площадки устьев скважин (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6163, Выкидные линии (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6165, Выкидные линии

Источник загрязнения N 6166, Выкидные линии

Источник загрязнения N 6183, Площадка устьев скважин (11 скв.) (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6184, Выкидные линии (11 скв.) (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6185, Площадка нефтяного коллектора от ЗУ-6 до УПН (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6186, Площадка выкидной линии от скважины №126 до ЗУ-6 (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6187, Газопровод от существующего коллектора (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6188, Погружной центробежный насос

Источник загрязнения N 6189, Нефтяной скважинный штанговый (плунжерный) насос

Источник загрязнения N 6190, Емкость подземная горизонтальная дренажная

Источник загрязнения N 6191, Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63А)

Источник загрязнения N 6200, Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63А)

Источник загрязнения N 6201, Штанго-глубинная насосная установка (ШГНУ) (10 ед.)

Источник загрязнения N 6202, Площадка устьев скважин (10 скв.) (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6203, Выкидные линии от скважин (10 ед.) (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6204, Площадка выкидной линии от существующей скважины

№225 до проектируемого манифольда на существующей ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6205, Площадка Манифольда на площадке ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6206, Нефтяной коллектор Ду80 от проектируемого манифольда до входа на АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6207, Нефтяной коллектор Ду150 от проектируемого манифольда до выходного коллектора АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6208, Неплотности оборудования
Источник загрязнения N 6209 Скважины (неплотности)
Источник загрязнения N 6210 Выкидные линии скважин (неплотности)
Источник загрязнения N 6211 Манифольд
Источник загрязнения N 6212 Площадка манифольда (неплотности)
Источник загрязнения N 6213 Насосное оборудование (неплотности)
Источник загрязнения N 6214 Электроцентробежный насос перекачки нефти
Источник загрязнения N 6215 Шланго-глубинная насосная установка при перекачке нефти
Источник загрязнения N 6216 Площадка добывающей скважины №66
Источник загрязнения N 6217 Площадка технологических трубопроводов на объекте ГЗУ-2

010-Капитальный ремонт скважин:

Источник загрязнения N 0096, Силовой двигатель КРАЗ
Источник загрязнения N 0097, Подъемный агрегат АПР 60/80
Источник загрязнения N 0098, Дизельный двигатель ЦА-320
Источник загрязнения N 0107, Подъемные установки АПР60/80
Источник загрязнения N 0108, Подъемные установки АПР60/80
Источник загрязнения N 0109-0110, Подъемный агрегат АПРС-50К
Источник загрязнения N 0111, Цементировочный агрегат ЦА-320
Источник загрязнения N 0112, Дизельная электростанция АД-60С
Источник загрязнения N 0121, Дизельная электростанция ДЭС
Источник загрязнения N 0122, Агрегат цементировочный АЦ-32У
Источник загрязнения N 0123, Установка буровая подъемная УРС-100
Источник загрязнения N 6136, Емкость хранения ДТ для ДЭС
Источник загрязнения N 6137, Емкость хранения масла
Источник загрязнения N 6138, Насос подачи топлива
Источник загрязнения N 6139, ЗРА, ФС на площадке КРС
Источник загрязнения N 6167-6168, Емкость для сбора шлама
Источник загрязнения N 6169-6172, Газовая резка
Источник загрязнения N 6173-6175, Емкость ДТ 50 м3
Источник загрязнения N 6176-6179, Топливный насос
Источник загрязнения N 6180, Узел пересыпки цемента
Источник загрязнения N 6181, Пост газорезки
Источник загрязнения N 6182, Установка подачи топлива.

010-Гидроразрыв пласта (ГРП):

Источник загрязнения N 0096, Силовой двигатель КРАЗ
Источник загрязнения №0201 Дизельная насосная установка ГРП 6204;
Источник загрязнения №0202 Дизельная насосная установка ГРП 6205;
Источник загрязнения №0203 Дизельная насосная установка ГРП 6219;
Источник загрязнения №0204 Дизельная насосная установка ГРП 6220;
Источник загрязнения №0205 Дизельная насосно-смесительная установка 6305.

ГЛАВА 4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

Настоящая Программа производственного экологического контроля в области охраны окружающей среды распространяется на все структурные подразделения ТОО «Кен-Сары».

Руководитель предприятия несет ответственность за обеспечение экологической безопасности, за действия персонала, приводящие к загрязнению окружающей среды.

Ответственным за организацию, проведение производственного экологического контроля и предоставление отчетности по результатам производственного экологического контроля назначен инженер-эколог предприятия.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
 - 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
 - 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
 - 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
 - 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
 - 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
 - 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
 - 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.
- Производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и

II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются *операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.*

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

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

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

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

Программа производственного экологического контроля содержит следующую информацию:

- 1) обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;
- 2) периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений;
- 3) сведения об используемых инструментальных и расчетных методах проведения производственного мониторинга;
- 4) необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга (по компонентам: атмосферный воздух, воды, почвы), и указание мест проведения измерений;
- 5) методы и частоту ведения учета, анализа и сообщения данных;
- 6) план-график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений экологического законодательства Республики Казахстан, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;
- 7) механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;
- 8) протокол действий в нештатных ситуациях;
- 9) организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля;
- 10) иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

ГЛАВА 5. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Организация мониторинговых работ предусмотрена с учетом расположения источников воздействия на окружающую среду, режима работы, производительности технологического оборудования, организации работ по жизнеобеспечению персонала.

Учитывая специфику предприятия, потенциальному воздействию подвергаются атмосферный воздух, почвенно-растительный слой, поверхностные и подземные воды.

На основании анализа данных производственного мониторинга, проводимого на производственных объектах ТОО «Кен-Сары» и оценке факторов воздействия на окружающую среду, возникающих при выполнении операций, запланированных на 2025 год, перечень компонентов окружающей среды, за которыми предполагается вести мониторинговые наблюдения, включает:

- Мониторинг атмосферного воздуха;
- Мониторинг водных ресурсов (поверхностных и подземных);
- Мониторинг почвенного и растительного покрова;
- Мониторинг животного мира;
- Мониторинг отходов производства и потребления;
- Радиационный мониторинг.

Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием вышеуказанных компонентов ОС позволят оценить воздействие производственной деятельности предприятия на окружающую среду.

5.1. Мониторинг воздушного бассейна

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два основных направления:

- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности (граница санитарно-защитной зоны (СЗЗ));
- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ.

5.1.1 Контроль качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны

Инструментальные исследования атмосферного воздуха в зоне действия объектов предприятия будут проводиться с целью определения в приземном слое концентраций оксида азота, метан, диоксид серы, сероводорода, оксид углерода, углеводородов предельных, углерод (сажа). Измерения будут сопровождаться определением метеорологических характеристик (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

В рамках мониторинга воздействия на окружающую среду контроль загрязнения атмосферы в районе расположения месторождения Арыстановское будет осуществляться на территории, на территории вахтового поселка (по четырем сторонам света), на границе условной санитарно-защитной зоны (по четырем сторонам света), на площадке ПСН (с наветренной и подветренной стороны), на площадке УПН (с наветренной и подветренной

стороны), на площадке УПГ (с наветренной и подветренной стороны), на площадке ГЗУ- 1,2 (с наветренной и подветренной стороны), на площадках ЗУ-1,2,3,4,5 (с наветренной и подветренной стороны), на площадке ГПЭС (с наветренной и подветренной стороны). В рамках мониторинга воздействия также предусмотрены подфакельные наблюдения на ГЗУ-1,2 и на УПН, УПГ в контрольных точках (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны.

Программа наблюдений – определения концентрации загрязняющих веществ в приземном слое будут проводиться в течение дня утром, днем, вечером по три раза в каждой точке. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Перечень анализируемых компонентов и периодичность контроля приведен в таблице ниже.

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ в атмосферном воздухе представлены в соответствующей главе программы ПЭК.

Таблица 5.1. Мониторинг атмосферного воздуха

Расположение точки контроля	Контролируемое вещество	Периодичность контроля
Территория месторождения		
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Оксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10 Углеводороды предельные C12-C19 Углерод (сажа)	Ежеквартально
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально
Площадка ПСН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка УПН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка УПГ – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ГЗУ-1 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ГЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-1 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-3 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-4 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-5 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ЗУ-6 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Площадка ГПЭС–2точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Под факельные наблюдения		

Программа производственного экологического контроля на 2026 года ТОО «Кен-Сары»

Расположение точки контроля	Контролируемое вещество	Периодичность контроля
Под факельные наблюдения на ГЗУ-1(100м, 500м, 1000м) С подветренной стороны	Оксид азота Метан Оксид углерода Углерод (сажа)	Ежеквартально
Под факельные наблюдения на ГЗУ-2(100м, 500м, 1000м) С подветренной стороны		
Под факельные наблюдения на УПН (100м, 500м, 1000м) С подветренной стороны		
Под факельные наблюдения на УПГ (100м, 500м, 1000м) С подветренной стороны		
Фоновые исследования		
Фоновые исследования на территории полигона–1точка	Оксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C1- C5 Углеводороды предельные C6- C10 Углеводороды предельные C12- C19 Углерод (сажа)	Ежеквартально
Фоновые исследования на территории вахтового поселка – 1точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ПСН–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке УПН –1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке УПГ–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-1–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-2–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-1–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-2–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-3–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-4–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-5–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-6–1 точка		Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГПЭС –1 точка		Ежеквартально

Примечание: наблюдения по ЗУ-6 будут проводиться после ввода в эксплуатацию объекта

На границе санитарно-защитной зоны

Замеры концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и определение метеорологических параметров будут проводиться с помощью переносного комбинированного автоматического газоанализатора непрерывного контроля ГАНК-4. Измерения, в соответствии с Руководством по эксплуатации прибора ГАНК-4, проводятся

до получения стабильных показаний концентраций определяемых загрязняющих веществ. Замеры при определении приземной концентрации примеси в атмосфере будет проводиться на высоте 1,5 – 2,0 м от поверхности земли.

Значения полученных результатов замеров на местности сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест.

Контроль на источниках загрязнения атмосферы (отходящие газы)

Контроль соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов на источниках выбросов будет осуществляться в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97, Алматы, 1997г. Замеры концентрации загрязняющих веществ на источниках выбросов будут проводиться с помощью переносного автоматического газоанализатора ДАГ-510. Продолжительность проведения замеров в выхлопных и дымовых трубах составляет 3-5 минут.

Методы и средства измерения концентраций загрязняющих веществ

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ на источниках выбросов и в атмосферном воздухе, а также методы и средства измерений метеорологических параметров приведены в нижеследующих таблицах:

Таблица 5.2. Методы и средства измерения концентраций загрязняющих веществ

Контролируемые компоненты	Метод измерения	
	Метод	Наименование прибора
Азота диоксид	МВИМ-МВИ-173-06	ДАГ-510
Азота оксид	МВИМ-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углерод	МВИМ-МВИ-173-06	ДАГ-510
Сера диоксид	МВИМ-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углерод оксид	МВИМ-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углеводороды	Экспрессметод	ГАНК-4
Оксид углерода	Экспрессметод	ГАНК-4
Диоксид серы	Экспрессметод	ГАНК-4
Оксид азота	Экспрессметод	ГАНК-4
Сероводород	Экспрессметод	ГАНК-4
Сажа	Экспрессметод	ГАНК-4
Метан	Экспрессметод	ГАНК-4

**наименование приборов и метод контроля будут изменены на данные аккредитованной лаборатории, выбранной согласно конкурсу.*

Таблица 5.3. Средства измерений метеорологических характеристик

Параметры	Прибор	Количество и Продолжительность наблюдений
Барометрическое давление	ГАНК4	1 раз в течение 5мин
Температура окружающей среды, °С	Термометр ртутный ТЛ-5	1 раз в течение 5мин
Скорость ветра, м/сек	Анемометр, показывающий АП1М1	3 раза
Направление ветра, град.	Компас	3 раза
Влажность воздуха, %	ГАНК-4	1 раз в течение 5мин

5.2. Мониторинг водных ресурсов

Целью мониторинга водных ресурсов является получение информации о концентрации загрязняющих веществ, о возможных изменениях в поверхностных и подземных водах, обусловленных влиянием производственной деятельности предприятия.

Контроль воды питьевого качества предусматривается по следующим точкам

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров
1	2	3	4
Установка подготовки воды «СОКОЛ-Ф(С)-10»	На выходе	запах(балл), привкус (балл), цветность (градус), мутность, рН, сухой остаток, свободный хлор, азот аммонийный, азот нитритный, азот нитратный, хлориды, сульфаты, кальций, магний, железо, окисляемость перманганатная, нефтепродукты, фтор, общее микробное число (ОМЧ), общие колиформные бактерии, терм толерантные бактерии, патогенная микрофлора;	1 раз в месяц

Контроль сточных вод предусматривается по следующим точкам:

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров
1	2	3	4
Выпуск 1 – сброс очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод на поля испарения	До очистных сооружений	Взвешенные вещества Сухой остаток Сульфаты Хлориды Азот аммонийный Нитраты Нитриты Фосфаты СПАВ Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее Микробиологические показатели (коли-фаги, термотолерантные бактерии, ЛКП)	1 раз в месяц
	После очистных сооружений		
	Поля испарения		
Выпуск 2 – закачка в пласт (вожской воды после процесса обессоливания нефти)	РВС на УПН, устья нагнетательных скважин	Взвешенные вещества (мех. примеси) Сухой остаток Сульфаты Хлориды (хлористые соли) Азот аммонийный Нитраты Нитриты Нефтепродукты БПК ХПК Железо общее	1 раз в месяц

Контроль качества подземных вод будет проводиться с наблюдательной сети

предприятия. Мониторинговая сеть на территории месторождения «Арыстановское» состоит из 14 наблюдательных скважин, из которых 4 скважины (№№2, 8-10) расположены в районе полигона промышленных и бытовых отходов, 3 скважины (№№3-5) расположены на территории промысла, 2 скважины (№№6,7) расположены вокруг пруда-испарителя, 1 скважина (№1) возле вахтового поселка. В 2019 году на месторождении были проведены работы по прочистке существующих мониторинговых скважин, а также бурению новых 4 скважин: №№ 11-12 в районе УПН, № 13 в районе ПСН, № 14 в районе ГЗУ-2. Бурение новых скважин предусмотрено «Рабочим проектом на строительство сети наблюдательных скважин в пределах месторождения Арыстановское». Координаты гидро наблюдательных скважин представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4. Координаты гидр наблюдательных скважин

Номера скважин	Координаты		Абсолютная отметка устья, м
	X	Y	
1	4953195	10272021	179,6
2	4959905,3	10273726	180,0
3	4957280	10276931	181,31
4	4960153	10274068	179,98
5	4960255	10278042	175,89
6	4953019	10271917	178,08
7	4953136	10271812	178,39
8	4953750	10273667	180,39
9	4953725	10273558	180,3
10	4953834	10273586	180,1
11	4947362,2	10273455,8	152,3
12	4955391.98	10276269.54	183,0
13	4954937.25	10279973.28	171,0
14	4955146.71	10278428,36	170,0

Отбор проб, их транспортировка и анализ будут проводиться работниками аккредитованной лаборатории в соответствии с утвержденными стандартами.

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ представлены в соответствующей главе программы ПЭК.

Перечень анализируемых элементов и периодичность контроля приведены в таблице ниже.

Таблица 5.5. Мониторинг подземных вод

Расположение точек контроля	Наблюдаемые параметры на скважине	Контролируемое вещество	Периодичность
Наблюдательные скважины по периметру полигона - 4 скважины (№№2,8-10)	Уровень воды, м; Температура воды, 0С; Замер глубины скважин, м; Высота патрубки, м	рН, Жесткость общая, Азот аммонийный, Сухой остаток, Кальций, Магний, Хлориды, Сульфаты, Натрий, Калий, СПАВ, Нефтепродукты, ХПК, БПК ₅ , Фенолы, Железо общее, Фосфаты, Медь, кадмий, Свинец, Цинк	Ежеквартально
Наблюдательные скважины на территории промысла - 3 скважины (№№3-5)			
Наблюдательные скважины вокруг пруда-испарителя - 3 скважины (№№6,7)			
Наблюдательная скважина в вахтовом поселке - 1 скважина (№1)			
Наблюдательные скважины по периметру УПН – 2 скважины			
Наблюдательные скважины по периметру ГЗУ-2 – 1 скважина			
Наблюдательные скважины по периметру ПСН – 1 скважина			

Отбор проб будет проводиться с учетом действующих методов полевых экологических исследований и в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Общие требования к отбору проб».

Методы и средства измерения концентраций загрязняющих веществ

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ в пробах подземных вод приведены в нижеследующей таблице ниже.

Отбор проб, их анализ будет проводиться работниками специализированной аккредитованной лаборатории в соответствие с утвержденными стандартами. Во избежание возможных (вторичных) загрязнений на стадии отбора проб принимаются меры предосторожности: при отборе проб необходимо предусмотреть их консервацию – операцию, позволяющую транспортировать пробы в аналитические стационарные лаборатории.

Методики исследования контролируемых компонентов в воде

Контролируемые компоненты	Методика исследования	Наименование приборов
рН	ГОСТ26449.1-85	рН-метр SevenEasyMettlerToledo
Жесткость общая	ГОСТ26449.1-85	титриметрический
Азот аммонийный	СТРКИСО7150-1-2013	СпектрофотометрUNICO-S2100
Сухойостаток	ГОСТ26449.1-85	Весы лабораторные АВ- 204С «MettlerToledoGmbH»
Кальций	ИСО 11885:2007	Спектрометр эмиссионный с индуктивно-связанной плазмой Varian 720-ES 00000118
Магний		
Натрий		
Калий		
Железо общее		

Фосфор		
Медь		
Кадмий		
Свинец		
Цинк		
СПАВ	СТ РК2015-2010	Спектрофотометр UNICO-S2100
Нефтепродукты	СТ РК2328-2013	Анализатор жидкости «Флюорат-02»
ХПК	СТ РК1322-2005	Титриметрический
БПК ₅	СТРКИСО5815-2010	Титриметрический
Фенолы	СТРК2359-2013	Анализатор жидкости «Флюорат-02»
Хлориды	ГОСТ26425-85	Титриметрически
Сульфаты	ГОСТ26426-85	Спектрофотометр UNICO-2100

**наименование приборов и метод контроля будут изменены на данные аккредитованной лаборатории, выбранной согласно конкурсу.*

5.3. Мониторинг почвенного покрова

По комплексной характеристике почвы имеют низкое потенциальное плодородие, которое определяется народностью пустынной зоны, рельефом, высоким подстилением и выходом на поверхность плотных скальных пород, засолением (прибрежная часть), изреженной растительностью. В значительной степени выражены процессы антропогенной нарушенности растительного и почвенного покрова, которые обусловлены пере выпасом, заготовкой растительного материала местным населением. По Агро производственной характеристике почвы относятся к малопродуктивным пастбищам.

Растительный покров участка обследования и окружающей территории характеризуется неоднородной пространственной структурой, бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия вследствие природно-климатических особенностей региона. Флора насчитывает около 100 видов высших сосудистых растений, характерных для окружающих пустынь.

Вследствие недостатка воды, высоких температур, сильного засоления почвенного профиля экологические условия существования растений можно считать экстремальными. В связи с этим наибольшее распространение имеют виды, исторически выработавшие адаптационные свойства, соответствующие среде обитания.

Редких видов на участке перспективного строительства и окружающей территории не зарегистрировано. Поэтому в существующем состоянии растительность участка не имеет значимой экологической чувствительности. На прилегающих территориях растительность более разнообразна, и также в сильной степени деградирована.

Цели мониторинга почвенного покрова

Целью проведения экологического мониторинга почвенного покрова является получение достоверной информации по состоянию почвенного покрова, содержанию в почвах загрязняющих веществ, определение источников загрязнения и прогнозирование отдаленных последствий, разработка мероприятий по уменьшению воздействий на почвенный покров.

Основными задачами проведения мониторинга почв являются:

- проведение опробования почв на площадях вероятного загрязнения;
- оценка текущего состояния почв на контролируемых площадках и прогноз последующих изменений.

В соответствии с документом «РНД. Охрана земельных ресурсов. Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов (в том числе земель сельскохозяйственного назначения)» Приказ Министра охраны окружающей среды РК от 21 февраля 2005 года №62-п. Астана. 2005, для нефтепродуктов в качестве порогового значения принят «допустимый уровень» 1000 мг/кг.

При выборе схемы размещения пунктов мониторинга загрязнения почв химическими веществами учитывается местоположение источников загрязнения, преобладающее направление ветров, направление поверхностного стока и существующие геохимические особенности территории.

Отбор проб почвы для химического анализа будет проводиться работниками аккредитованной лаборатории в соответствии с утвержденными стандартами. Отобранные образцы будут анализироваться в специализированной аккредитованной лаборатории.

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ представлены в соответствующей главе программы ПЭК.

Точки контроля и перечень анализируемых компонентов приведены в таблице ниже.

По результатам ранее проведенных мониторинговых наблюдений, отмечено, что почвенный покров территории месторождения в хорошем состоянии, видимых загрязнений не отмечено, содержание определяемых компонентов в пределах установленных нормативов. На основании вышеизложенного предлагается сократить до оптимального количество ранее заложенных точек по мониторингу почв.

Таблица 5.6. Мониторинг почвенного покрова

Расположение Точки контроля	Контролируемое вещество	Периодичность
Территория месторождения		
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ПСН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка УПН – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка УПГ – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально

Расположение Точки контроля	Контролируемое вещество	Периодичность
Площадка ГЗУ-1 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ГЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ЗУ-1 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ЗУ-2 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ЗУ-3 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ЗУ-4 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ЗУ-5 – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Площадка ГПЭС – 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Факел на ГЗУ-1 – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Факел на ГЗУ-2 – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Факел на УПН – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Факел на УПГ – 1 точка с подветренной стороны	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
На площадках нагнетательных скважин – по 2 точки (наветренная и подветренная сторона)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые точки		
Фоновые исследования на территории полигона – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на территории вахтового поселка – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ПСН – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке УПН – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально

Расположение Точки контроля	Контролируемое вещество	Периодичность
Фоновые исследования на площадке УПГ – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-1 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГЗУ-2 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-1 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-2 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-3 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-4 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-5 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ЗУ-6 – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально
Фоновые исследования на площадке ГПЭС – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Ежеквартально

Примечание: наблюдения по ЗУ-6 будут проводиться после ввода в эксплуатацию объекта

Отбор проб будет проводиться в соответствии с ГОСТом 17.4.4.02-84 с пробных площадок, предназначенных для отбора проб и исследования почвы.

Отбор и подготовка проб почвы для химического анализа проводятся работниками специализированной аккредитованной лаборатории в соответствии с утвержденными стандартами.

Методы и средства измерения концентраций загрязняющих веществ

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ в пробах почвы приведены в нижеследующей таблице:

Таблица 5.7. Методики исследования контролируемых компонентов в почве

Контролируемые компоненты	Методика исследования	Наименование приборов
Кадмий	ГОСТИСО22036-2014	Спектрометр эмиссионный синдуктивно-связанной плазмой Varian 720- ES
Кобальт		
Никель		
Медь		
Свинец		
Цинк		
Нефтепродукты	МВИ№03-03-2012	Анализатор жидкости «Флюорат-02-3М»

*наименование приборов и метод контроля будут изменены на данные аккредитованной лаборатории, выбранной согласно конкурсу.

5.4. Мониторинг растительного и животного мира

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения. Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных (растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности на местообитаниях, измененных деятельностью человека) видов растений.

По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры объектов. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на территории месторождения Арыстановское;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

За животным миром должны проводиться визуальные наблюдения **2 раза в год.**

5.5. Мониторинг отходов производства и потребления

Целью данного мониторинга является контроль воздействия отходов производства и потребления (ОП и П) на окружающую среду.

Все отходы, которые образуются в ходе выполнения запланированных работ, будут представлены промышленными и коммунально-бытовыми отходами.

При производственной деятельности на предприятии образуются твердые производственные и бытовые отходы, а также хоз– бытовые стоки.

Хоз–бытовые стоки будут накапливаться в септике с последующим вывозом специализированной организацией ТОО «Темиржолсу-Мангыстау» по договору.

Твердые бытовые и производственные отходы будут временно накапливаться в пределах промплощадки, по мере накопления будут вывозиться специализированной компанией ТОО «Шагала-Сервис» по договору.

Временное хранение этих отходов на территории нефтепромысла при нормальной эксплуатации не приведет к каким-либо потерям нефтепродуктов или других

загрязняющих веществ в окружающую среду, а потому загрязнение окружающей среды в результате временного хранения отходов будет минимальным.

В связи с вышеизложенным, мониторинг твердых и жидких отходов производства и потребления будет сводиться к учету движения (поступление, хранение и вывоз) всех видов отходов, с указанием даты образования, краткой характеристики (тип), маркировки с учетом класса опасности, даты и способа хранения, утилизации и захоронения.

Таблица. Отходы, образуемые при производственной деятельности предприятия

№	Вид отходов	Место временного хранения	Удаление отходов
1	Буровой шлам	Емкость для сбора шлама	Вывоз согласно договору со сторонней организацией
2.	Шлам от капитального ремонта скважин		
3	Нефтешлам		
4	Промасленная ветошь	Контейнеры	
5	Отработанные масляные фильтры	Контейнеры	
6	Отработанные масла	Емкость для отработанных масел	
7	Использованная тара ЛКМ	Склад временного хранения отходов	
8	Бракованные остатки изпод химреагентов	Склад временного хранения отходов	
9	Использованная упаковочная тара	Склад временного хранения отходов	
10	Использованная тара из-под химреагентов	Склад временного хранения отходов	
11	Медицинские отходы	Контейнеры для мед. отходов	
12	Отработанные автошины	Склад временного хранения отходов	
13	Огарки сварочных электродов	Контейнеры для электродов	
14	Металлолом, металлическая стружка	Склад временного хранения отходов	
15	Строительный мусор	Склад временного хранения отходов	
16	Отработанные аккумуляторы	Площадка для сбора аккумуляторов	
17	ТБО	Контейнеры	
18	Отходы очистных сооружений	На площадке КОС	
19	Люминесцентные лампы	Площадка временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп в специально отведенных помещениях, запирающихся на замок в складе.	

5.6. Радиационный мониторинг

Радиационное обследование выполняется в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативно-методическими и законодательными документами:

1. Экологический Кодекс РК.
2. Закон РК «О радиационной безопасности населения».

3. Санитарные нормы и правила «Санитарно-гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности».

Программа радиационного мониторинга предусматривает обследование производственных площадок, почв, нефти, подземных вод.

В перечень работ по радиоэкологическому обследованию территории месторождения Арыстановское входит определение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на территории.

Основной задачей радиационного мониторинга подземных вод предприятия является определение в пробах воды суммарной α -, β -активности.

Целью радиационного мониторинга почв является получение информации об их состоянии, определение уровня радиационного загрязнения.

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ представлены в соответствующей главе программы ПЭК. Перечень анализируемых компонентов приведен в таблице ниже.

Таблица 5.9. Радиационный контроль

Точки контроля	Контролируемые параметры	Периодичность контроля
1.Измерениемощностиэквивалентнойдозыгамма-излучения		
Территория вахтового поселка	Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	Ежеквартально
Устья скважин, основные оборудования на производственныхобъектахГЗУ-1,2, УПН, УПГ, ПСН, ГПЭС ЗУ-1,2,3,4,5, территория полигона.		Ежеквартально
ГраницаСЗЗпо4сторонамсвета		Ежеквартально
2.Радиационныйконтрольпочвенногопокрова		
Территория полигона (4точкипосторонамсвета)	Радий-226	2разавгод
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)		2разавгод
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)	Торий-232	2разавгод
Площадка ПСН –1точка	Калий-40	2разавгод
Площадка УПН –1точка		2разавгод
Площадка УПГ–1точка	Цезий-137	2разавгод
Площадка ГЗУ-1– 1точка		2разавгод
Площадка ГЗУ-2– 1точка	Эффективная удельная активность	2разавгод
ПлощадкаЗУ-1,2,3,4,6. –1точка		2разавгод
Площадка ГПЭС–1точка		2разавгод
Наплощадкахнагнетательныхскважин№№106и 59–2точки		2разавгод
3.Радиационныйконтрольподземныхвод		
Сеть наблюдательных скважин	Суммарная α-, β-активность	2разавгод

Примечание: наблюдения по ЗУ-6 будут проводиться после ввода в эксплуатацию объекта

Измерение мощности дозы гамма-излучения на вышеуказанных объектах будет проводиться с помощью дозиметра-радиометра ДКС-96. Замеры будут осуществляться при положении датчика ДКС-96 на уровне 0,5 метров от обследуемой поверхности. Продолжительность измерения мощности эквивалентной дозы гамма-излучения в фиксированной точке не менее 30 секунд. Отбор проб воды,

нефти и почвы будет проводиться работниками специализированной аккредитованной лаборатории в соответствии с утвержденными стандартами.

Методы и средства измерения концентраций, загрязняющих веществ приведены в нижеследующей таблице:

Таблица 5.10. Методики исследования контролируемых компонентов

Контролируемые компоненты	Методика исследования	Наименование приборов
Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	В соответствии с РЭ	Радиометр «ДКС-96»
Суммарная α -и- β -активность	Радиометрический	Альфа-бета радиометр «УМФ-2000»
Эффективная удельная активность	Спектрометрический	Бета-гамма спектрометрический Комплекс «Прогресс-БГ»

**наименование приборов и методик контроля будут изменены на данные аккредитованной лаборатории, выбранной согласно конкурсу.*

5.7. Мониторинг шума и вибрации

Определение уровня шума и вибрации предусматривает проведение на устьях скважин и основных оборудования на производственных объектах ГЗУ-1,2, УПН, УПГ, ПСН, ГПЭС, ЗУ-1,2,3,4,5, 6.

При оценке влияния шума и вибрации на здоровье человека следует руководствоваться положениями Закона РК «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», также нормативными актами, устанавливающими санитарно-эпидемиологические.

Во время измерений оборудование, являющееся источником шума и вибрации, должно работать на полной мощности.

Точки контроля и периодичность проведения измерений представлены в таблице ниже.

Таблица 5.11. Определение уровня шума и вибрации

Расположение точки контроля	Контролируемые параметры	Периодичность
Территория вахтового поселка	Шуми вибрация	Ежеквартально
Устья скважин, основные оборудования На производственных объектах ГЗУ-1,2, УПН, УПГ, ПСН, ГПЭС, ЗУ-1,2,3,4,6.	Шуми вибрация	Ежеквартально
Граница СЗЗ-4 точки по сторонам света	Шуми вибрация	Ежеквартально

Примечание: наблюдения по ЗУ-6 будут проводиться после ввода в эксплуатацию объекта

Определение уровня шума и вибрации на территории месторождения проводится с помощью измерителя шума и вибрации ВШВ-003-3М (в соответствии РЭ ВШВ-003-3М). Диапазон измерения шума и вибрации составляет 0-100 Дц. Перед началом измерения производится электрическая калибровка измерителя ВШВ-003. Далее производится измерение уровня звукового давления. При измерениях предусилитель ПМ-3 следует держать на вытянутой руке в направлении излучателя звука.

Методы и средства измерения приведены в нижеследующей таблице:

Таблица 5.12. Методики исследования контролируемых компонентов физических факторов (шум, вибрация)

Контролируемые компоненты	Методика исследования	Наименование приборов
Шуми вибрация	В соответствии с РЭ	Измеритель шума и вибрации ВШВ-003-3М

ГЛАВА 6. МОНИТОРИНГ В ПЕРИОД НЕШТАТНЫХ (АВАРИЙНЫХ) СИТУАЦИЙ

Действия в нештатных ситуациях установлены для предприятия в целом, независимо от их причины, согласно плану ликвидации возможных аварий при добыче нефти и газа на месторождении ТОО «Кен-Сары».

Данный план включает в себя:

- Оперативную часть—действия персонала при возникновении аварийных ситуаций при добыче нефти и газа;
- распределение обязанностей между должностными лицами в случае возникновения аварий и порядок их действия;
- обеспечение объектов оборудованием и транспортными средствами по ограничению очага и ликвидации аварий;
- план эвакуации.

В период возникновения НМУ на предприятии будут проводиться мероприятия по снижению выбросов, согласно плану мероприятий, в период НМУ, представленному в согласованном проекте предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Кроме того, организация берет на себя обязательства по проведению всех операций наиболее безопасным способом и содержанию оборудования в безопасном состоянии в целях охраны здоровья и жизни работников, окружающей среды и имущества.

Работник, обнаруживший нарушение экологических требований, норм, правил и инструкций или опасность, угрожающую жизни и здоровью людей, а также возможность загрязнения окружающей среды, обязан незамедлительно принять все зависящие от него меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству.

Природопользователь обязан информировать уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о происшедших авариях с выбросом загрязняющих веществ в окружающую среду в течение **двух часов** с момента их обнаружения.

ГЛАВА 7. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

7.1. Внутренние проверки

В соответствии с Экологическим кодексом РК ТОО «Кен-Сары» осуществляет внутренние проверки соблюдения экологического законодательства РК и сопоставление результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

В ходе производственного экологического контроля проводятся проверки:

По охране атмосферного воздуха:

- Соблюдение экологических требований в области охраны атмосферного воздуха;
- Наличие графиков инструментального контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ;
- Соответствие результатов по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу установленным нормативам;
- Выполнение мероприятий по снижению выбросов в атмосферу и достижению нормативов предельно допустимых выбросов;
- Выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- Соответствие требованиям технологического регламента работы оборудования, имеющего выбросы, при вводе в эксплуатацию новых и реконструкции существующих объектов;
- Контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы;
- Правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета выбросов в ходе производственных работ;

По охране водных ресурсов:

- соблюдение экологических требований и выполнение мероприятий по охране водных ресурсов;
- Проведение контроля за количеством сброса и вывоза производственных сточных вод, хозяйственных сбросов;
- Выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- Контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы;
- Правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета сбросов в ходе производственного мониторинга.

По охране земельных ресурсов:

- Соблюдение экологических требований в области охраны земельных ресурсов;
- Защита земель от загрязнения отходами производства и потребления, потенциально опасными химическими, биологическими и радиоактивными веществами;

- Обеспечение рекультивации земель, нарушенных в результате аварийных ситуаций на производстве;
- Контроль за выполнением условий, установленных в нормативных актах, технических проектах и заключении государственной экологической экспертизы;
- Выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля.

По радиационной обстановке:

- Соблюдение технологических регламентов производства в части предупреждения радиоактивного загрязнения объектов и факторов окружающей среды.

Производственный контроль на объектах ТОО «Кен-Сары» осуществляется согласно плану проверок, разработанному в компании. Плановые проверки проводятся в соответствии с Графиком планового производственного контроля на производственных объектах компании. В плановых проверках принимают участие специалисты отдела ОТ, ТБ и ООС. План проверок должен разрабатываться ежегодно и может корректироваться в течение года в соответствии с производственным планом работ компании (таблице 7.1.1).

Таблица 7.1.1. План график внутренних проверок

№	Документы и намечаемые работы	Краткое описание работ	Периодичность	Ответственное лицо
1.	Обследование объектов на промплощадке	Экологом определяется предполагаемое количество объектов, подлежащих контролю. Для определения объектов используется нормативная документация предприятия	Ежемесячно	Эколог
2.	План природных мероприятий	При обследовании объектов проверяется Выполнение ППМ	Ежеквартально	Эколог
3.	Программа экологического контроля	Проверка проведения инструментальных замеров и мероприятий, предусмотренных программой	Ежеквартально	Эколог
4.	Природоохранное законодательство	Выявление фактов нарушения природоохранного законодательства. Проверка выполнения предписаний контролирующих органов	Ежеквартально	Эколог

5.	Выполнение особых условий природопользования	Проверяется выполнение особых условий и рекомендаций, содержащихся в выданном разрешении на воздействие в Окружающую среду	Ежеквартально	Эколог
6.	Отчет по внутренней проверке	Составление отчета по проводимым внутренним проверкам и представление его руководству с перечнем намечаемых мер по устранению недостатков, выявленных в ходе проверки	Ежеквартально	Эколог

7.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства

По результатам производственного контроля, при выявлении нарушений, проверяющими специалистами составляются соответствующие производственные акты.

Руководителю (должностному лицу) экологической службы объекта выдаются предписания по устранению нарушений природоохранного законодательства и проведению корректирующих мер.

Специалисты, ответственные за проведение внутренних проверок, регулярно отслеживают выполнение предписаний. Во время последующей проверки повторно проверяется выполнение предписаний непосредственно на объекте. В случае неприятия должностным лицом мер по устранению выявленных в ходе внутренней проверки несоответствий, руководителем предприятия принимаются меры в соответствии с действующим трудовым законодательством Республики Казахстан.

ГЛАВА 8. ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

Настоящая Программа производственного экологического контроля в области охраны окружающей среды распространяется на все структурные подразделения ТОО «Кен-Сары».

В рамках Программы производственного экологического контроля определены методы и частота ведения учета, анализа и сообщения данных.

Информация, получаемая при осуществлении производственного экологического контроля на производственных объектах компании, условно разделяется на:

- текущую или оперативную;
- отчетную, включая обобщенные в электронной форме данные, рекомендации прогноз.

Порядок представления данных для отчетных форм определен внутренней процедурой, в которой предусмотрено:

- подготовка данных экологическими службами подрядчиков;
- представление данных в отдел ООС;
- обобщение данных и заполнение необходимых форм отделом ООС;
- подготовка необходимых пояснительных записок отделом ООС;
- представление отчетных форм в контролирующие органы охраны окружающей среды и статистическое управление.

Обработка оперативной информации мониторинговых наблюдений проводится по окончании каждого этапа полевых работ и получения результатов лабораторных исследований. Специалисты экологической службы предприятия анализируют данную информацию, определяют ее значимость с точки зрения необходимости оперативного реагирования, и включают полученные данные в ежеквартальные бюллетени и отчеты. Специалисты отдела ООС осуществляют контроль за проведением анализов химической лабораторией, хранение аналитических результатов на бумажном носителе и в электронном виде, подготовку годового отчета. Специалисты отвечают за достоверность полученных данных, их обобщение с соответствующими пояснениями и выводами.

Отчетность должна отражать полную информацию об исполнении программы за отчетный период, а также результаты внутренних проверок.

Наряду с информационно-аналитическими отчетами ПЭК, контролирующим органам представляются годовые формы государственной статистической отчетности - Форма № 2-тп(воздух), Форма №4-ОС и Отчет по опасным отходам.

ГЛАВА 9. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

В организационной структуре ТОО «Кен-Сары» имеется Служба HSE.

Руководитель предприятия несет ответственность за обеспечение экологической безопасности, за действия персонала, приводящие к загрязнению окружающей среды.

Ответственным за организацию, проведение производственного экологического контроля и предоставление отчетности по результатам производственного экологического контроля назначен инженер-эколог предприятия. Основными обязанностями инженера-эколога при организации и проведении производственного экологического контроля являются:

- подготовка, ведение и оформление отчетной документации по результатам ПЭК;
- предоставление оперативной и достоверной информации руководству предприятия для принятия управленческих решений в области охраны окружающей среды;
- контроль за состоянием окружающей среды при возникновении или ликвидации чрезвычайных ситуаций экологического характера;
- контроль наличия и сроков действия нормативной и разрешительной документации;
- составление оперативной отчетности по природоохранной деятельности;
- расчет платежей за загрязнение окружающей среды и контроль их осуществления;
- контроль выполнения плана природоохранных мероприятий;
- контроль выполнения требований контролирующих органов.

При проведении внутренних проверок обязательным требованием является рассмотрение ответственным лицом отчетов о предыдущей проверке, выполнения предписания государственных контролирующих органов. По окончании проверки ответственным лицом составляется отчет руководителю предприятия. В случае выявления в результате внутренних проверок нарушений составляется протокол с указанием нарушений и рекомендациями по их устранению.

Организационная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля приведена на схеме 1.



Схема 1. Организационная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТОО «Кен-Сары» в 2026 году планирует продолжить эксплуатацию объектов.

Учитывая, что производственные объекты являются источниками определенного воздействия на окружающую среду и, принимая во внимание требования экологического законодательства, настоящей работой предложена Программа производственного экологического контроля для объектов предприятия, включающая в себя проведение систематических измерений качественных и количественных показателей состояния компонентов окружающей среды в зоне их воздействия.

В рамках настоящей Программы предложено проведение мониторинговых наблюдений за состоянием:

- воздушной среды, водных ресурсов, почв, растительности, животного мира, радиационной обстановки и размещения отходов.
- Выбор пространственной схемы пунктов мониторинга выполнялся с учетом необходимости:
- максимального сохранения действующего режима наблюдений в целях накопления определенного статистического материала о состоянии компонентов ОС;
- производственного экологического контроля источников воздействия на природную среду;
- возможности доступа людей и технических средств в пункты наблюдения.

Выбор контролируемых показателей проводился на основе анализа ранее проведенных мониторинговых работ, нормативных требований и рекомендаций специальных экологических проектов.

Следует отметить, что предложенный в данной Программе режим наблюдения и наблюдаемые показатели могут быть откорректированы в зависимости от полученных результатов.

Разработанная Программа производственного экологического контроля на основе анализа полученных данных позволит выполнить оценку состояния компонентов окружающей среды и оценку эффективности системы управления охраной окружающей среды. Единая система производственного экологического контроля обеспечит экологическую безопасность деятельности Компании при осуществлении работ.

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.

1. Экологический Кодекс РК.
2. Водный кодекс РК.
3. Правил ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 7 сентября 2018 года № 356.
4. РД 52. 04.186-89 - Руководство по контролю загрязнения атмосферы. Ленинград. Гидрометеиздат.1991г.
5. ГОСТ17.2.3.01. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.
6. 17.1.1.02. Охрана природы. Гидросфера. Классификация водных объектов.
7. 17.1.3.07 Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.
8. ГОСТ17.0.0.02 Метеорологическое обеспечение контроля загрязненности атмосферы, поверхностных вод и почвы.
9. 17.1.5.04 Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения проб природной воды.
10. 17.1.3.05(СТСЭВ3078) Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
11. ГОСТ 17.4.3.01-83. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
12. ГОСТ 17.4. 4.02-84. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
13. ГОСТ 17.4. 3.03-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ.