

«71/10/2021» Ким Сан Ге
2026г.

**Директор
ТОО «Constraction NS»**



Нурманова А.Н.

г. Актау

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
Таблица 1. Общие сведения о предприятии	5
Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления.....	6
Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов в 2027 году	7
Таблица 4. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями	8
Таблица 5. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом.....	11
Таблица 6. Сведения о газовом мониторинге.....	46
Таблица 7. Сведения по сбросу сточных вод	46
Таблица 8. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха	47
Таблица 9. График мониторинга воздействия на водном объекте	48
Таблица 10. Мониторинг уровня загрязнения почвы	49
Таблица 11. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства	50
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	18
ГЛАВА 2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	21
ГЛАВА 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	23
3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования...23	
3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	36
4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА	38
5. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТОО «MEERBUSCH»	41
5.1. Мониторинг воздушного бассейна.....	41
5.2. Мониторинг водных ресурсов	44
5.3. Мониторинг почвенного покрова	46
5.4. Мониторинг растительного и животного мира	49
5.5. Мониторинг отходов производства и потребления	50
5.6. Радиационный мониторинг	51
5.7. Мониторинг шума и вибрации.....	52
6. МОНИТОРИНГ В ПЕРИОД НЕШТАТНЫХ (АВАРИЙНЫХ) СИТУАЦИЙ	54
7. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	55
7.1. Внутренние проверки	55
7.2. Процедура устранения нарушений экологического законодательства.....	57
8. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЁТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ...58	
9. ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ	59
10. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	61
11. МЕХАНИЗМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ 63	
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	65

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 «Meerbusch» 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 2021 года, 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 Кульжан.

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	Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно- территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес идентификацион ный номер (далее - БИН)	Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (далее- ОКЭД)	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория и проектная мощность предприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОО «Meerbusch»	471010000	Мангистауская область, Бейнеуский район Широта 46° 00' 29" Долгота 54° 14' 13"	010840000624	06100	добыча углеводородного сырья на месторождении Кульжан	ТОО «Meerbusch», 130000, Мангистауская область, город Актау, микрорайон 17, здание 39. Телефон – 8 (7292) 20-21-21; Генеральный директор – Ким Сан Ге	1 категория, на 2027 год плановые объемы добычи нефти и газа составляют: нефть- 64,6 тыс. тонн; газ –3,7 млн. м3.

Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления

Месторождение Кульжсан

Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	4
Буровой шлам	01 05 05*	Образуются при бурении новых скважин. Буровой шлам – это выбуренная порода, химические реагенты, вода, небольшая часть бурового раствора.
ОБР	01 05 06*	Образуются при бурении новых скважин. Буровой шлам – это выбуренная порода, химические реагенты, вода, небольшая часть бурового раствора.
Шлам от капитального ремонта скважин	01 05 05*	Образуются в результате комплексного ремонта скважин. Шлам – это порода, химические реагенты, вода.
Нефтешлам	01 05 05*	Нефтешлам образуется после зачистки резервуаров хранения нефтепродуктов. При эксплуатации резервуаров хранения нефтепродуктов, на днищах образуется осадок (нефтешлам).
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, судах, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.
Промасленная ветошь, текстиль	15 02 02*	Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций, загрязнение материалов маслами и смазочными материалами.
Отработанные масляные фильтры	15 02 02*	Отработанные масляные фильтры образуются при работе оборудования, при очистке масла во время работы двигателя. Отработанные масляные фильтры образуются из чистых масляных фильтров при работе автотранспорта и ДЭС при очистке масла.
Отработанные масла	16 07 08*	Эксплуатация производственных установок, автотранспорта и строительной техники.
Бракованные остатки изпод химреагентов	15 01 10*	Эксплуатационное бурение и другие производственные технологические процессы. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.
Тара (мешки, полиэтиленовая пленка)	15 01 10*	Пустые мешки из-под реагентов и сыпучих материалов образуются в результате строительства скважин, ремонта, производственных процессов.
Использованная тара бочки	15 01 10*	После использования всего объёма жидких материалов образуется пустая тара. Пустая тара образуется на площадке бурения при поступлении жидких материалов. После использования жидких материалов в производственном процессе образуется пустая тара.
Тара из-под ЛКМ	15 01 10*	Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов.
Медицинские отходы	18 01 09	Образуются медицинские отходы вследствие оказания первой медицинской помощи персоналу. Медицинскими отходами являются бинты, перевязочный материал, медикаменты, одноразовые шприцы.

Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	4
Отработанные шины	16 01 03	Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники, строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции.
Огарки сварочных электродов	12 01 13	Сварочные работы. Обработка металлических деталей.
Отработанные люминесцентные лампы	20 01 21*	Освещение. Образуются по истечению срока службы
Отработанные светодиодные лампы	20 01 36	Освещение. Образуются по истечению срока службы
Металлолом	16 01 17	Ремонт скважин и ремонт оборудования. Обработка металлических деталей. Лом чёрных металлов от строительных и ремонтных работ.
Металлическая стружка	16 01 17	Ремонт скважин и ремонт оборудования. Обработка металлических деталей. Лом чёрных металлов от строительных и ремонтных работ.
Строительный мусор	17 09 04	В состав строительного мусора входят остатки штукатурки, обломки бетона, снятый кафель, пыль, грунт, песок и т.д. Капитальный ремонт, текущий ремонт, строительство новых объектов и т.д.
Твердо-бытовые	20 03 01	Жизнедеятельность персонала.
Пищевые отходы	20 01 08	Жизнедеятельность персонала.
Бумага и картон	20 01 01	Передается сторонним организациям на переработку (вторсырьё)
Орг.техника списанное электрическое и электронное оборудование	16 02 14	Передается сторонним организациям на переработку (вторсырьё)
Пластмассы	20 01 39	Передается сторонним организациям на переработку (вторсырьё)
Отработанные батарейки	16 06 05	Передается сторонним организациям на переработку

Все образованные отходы передаются лицензированной организации для переработки и обезвреживания (утилизации)

Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов в 2027 году

№	Наименование показателей	Всего
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	185
2	Организованных, из них:	82

	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, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	82
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	11
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	185
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	103

Примечание: Общее количество источников загрязняющих веществ — 185, из них 15 источников относятся к строительству, предусмотренному рабочим проектом системы сбора и транспортировки газа.

		<i>Организованные источники</i>	<i>Неорганизованные источники</i>	<i>Всего:</i>
1.	<i>Основное месторождение</i>	78	92	170
2.	<i>Система сбора и транспорта газа при строительстве</i>	4	11	15
				185

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

Наименование площадки	Проектная мощность производства	наименование	номер	местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
ГЗУ – 1	на 2027 год плановые объемы добычи нефти и газа составляют: нефть- 64,6 тыс. тонн; газ –3,7 млн. м3.	Печь подогрева ПП-0,63	0016	46° 02' 37" 54° 25' 08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
		УН-0,2	0102	46° 02' 37" 54° 25' 08"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
УПН	// -- //-- //	Печь подогрева ПП-0,63	0025	46°02'22" 54°30'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
		Печь УН-0,2	0026	46°02'22" 54°30'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
		Печь подогрева ПП-0,63	0027	46°02'22" 54°30'05"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
КС	// -- //-- //	Компрессорная установка Ajax	0044	46°02'00" 54°29'31"	Оксид углерода (CO) Диоксид азота (NO2) Оксиды азота (NOx) Метан (CH4) Сажа (C) Диоксид серы (SO2) Формальдегид (CH2O) Бенз(а)пирен	Ежеквартально
		Компрессорная установка Ajax	0045	46°02'00" 54°29'31"	Оксид углерода (CO) Диоксид азота (NO2) Оксиды азота (NOx) Метан (CH4)	Ежеквартально

					Сажа (С) Диоксид серы (SO2) Формальдегид (CH2O) Бенз(а)пирен	
ЭГГ	// -- //-- //	ЭГГ №3	0053		Углерод оксид Диоксид азота Оксиды азота Метан Сажа Диоксид серы Формальдегид Бензапирен	Ежеквартально
		ЭГГ №4	0054		Углерод оксид Диоксид азота Оксиды азота Метан Сажа Диоксид серы Формальдегид Бензапирен	Ежеквартально
ПСН	// -- //-- //	Печь ПТБ-1,6М	0062	44°45'09" 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально
		Печь ПТБ-1,6М	0063	44°45'09" 54°12'19"	Азота (IV) диоксид Азот (II) оксид Углерод оксид Метан Сера диоксид	Ежеквартально

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

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер			
1	2	3	4	5	6
Вахтовый поселок	Дизель-генератор 32 кВт	0001	46.01 54.30	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	дизтоплива
Вахтовый поселок	Дизель-генератор 32 кВт	0002	46.01 54.30	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	дизтоплива
Вахтовый поселок	Дизель-генератор 360 кВт	0003	46.01 54.30	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	дизтоплива
Вахтовый поселок	Сварочный агрегат АДД-4004МУ1	0005	46.01 54.30	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Сера диоксид (526) Углерод оксид (594) Бенз/а/пирен (54) Формальдегид (619)	Дизтопливо

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Вахтовый поселок	Емкость ДТ АЗС	0008	46.01	54.30	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592) Сероводород (Дигидросульфид) (528)	Дизтопливо
Вахтовый поселок	ТРК ДТ на АЗС	0009	46.01	54.30	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	бензин
Вахтовый поселок	Емкость бензина АЗС	0010	46.01	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (468) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353) Этилбензол (687)	бензин
Вахтовый поселок	ТРК бензина на АЗС	0011	46.01	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Пентилены (амилены - смесь изомеров) (468) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353) Этилбензол (687)	бензин
Вахтовый поселок	Наливной стояк ДТ	0013	46.01	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	дизтоплива

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Вахтовый поселок	Ванна для мытья деталей	0014	46.01	54.30	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	мойка и очистка деталей
Вахтовый поселок	Емкость ДТ АЗС	0075	46.01	54.30	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	дизтоплива
Вахтовый поселок	ТРК ДТ на АЗС	0076	46.01	54.30	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	дизтоплива
ГЗУ-1	Спутник	0015	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
ГЗУ-1	Печь ПП-0,63 ГЗУ-1	0016	46.02	54.25	оксид углерода метан диоксид азота оксид азота сера диоксид	
ГЗУ-1	Дренажная емкость	0017	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
ГЗУ-1	Опорожнение дренажной емкости	0018	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ГЗУ-1	ДЭС-176 кВт на ГЗУ-1	0019	46.02	54.25	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	дизтоплива
ГЗУ-1	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0021	46.02	54.25	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	дизтоплива
ГЗУ-1	Факельная установка (дежурная горелка)	0022	46.02	54.25	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Углерод оксид (594) Метан (734*)	Газ природный
ГЗУ-1	Дренажная емкость	0077	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Нефть сырая
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	
ГЗУ-1	Опорожнение дренажной емкости	0078	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Нефть сырая
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	
УПН	Спутник АМ-40-10-400	0023	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
УПН	ДЭС 820 кВт	0004	46.02	54.30	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	Дизтоплива
УПН	Блочная дозаторная установка "ОЗНА-Дозатор" БДР-2,5/2	0024	46.02	54.30	Метанол (343)	Нефть сырая
УПН	Печь ПП-0,63 УПН	0025	46.02	54.30	оксид углерода метан диоксид азота Оксид азота Оксид Серы	Газ природный
УПН	Печь УН-0,2М3 (Ж)	0026	46.02	54.30	оксид углерода метан диоксид азота Оксид азота Оксид Серы	Газ природный
УПН	Печь ПП-0,63 УПН	0027	46.02	54.30	оксид углерода метан диоксид азота Оксид азота Оксид Серы	Газ природный

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
УПН	Резервуар нефти	0028	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть сырая
УПН	Резервуар нефти	0029	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть сырая
УПН	Резервуар нефти	0030	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть сырая
УПН	Стояк налива нефти	0031	46.02	54.30	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	Нефть сырая
УПН	Стояк налива нефти	0032	46.02	54.30	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол	Нефть сырая

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
					Ксилол	
УПН	Дренажная емкость	0033	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Дренажная емкость	0034	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Дренажная емкость	0035	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0036	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0037	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Опорожнение дренажной емкости	0038	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть сырая
УПН	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0041	46.02	54.30	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	Дизтоплива

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
УПН	Хим.лаборатория	0042	46.02	54.30	Гидрохлорид (162) Серная кислота (527) Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	-
УПН	Факельная установка (дежурная горелка)	0043	46.02	54.30	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Углерод оксид (594) Метан (734*)	Газ природный
КС	Аjah компрессорная установка	0044	46.02	54.29	Оксид углерода (CO) Диоксид азота (NO2) Оксиды азота (NOx) Метан (CH4) Углерод (сажа) Диоксид серы (SO2) Формальдегид (CH2O) Бенз(а)пирен	газ
КС	Аjah компрессорная установка	0045	46.02	54.29	Оксид углерода (CO) Диоксид азота (NO2) Оксиды азота (NOx) Метан (CH4) Углерод (сажа) Диоксид серы (SO2) Формальдегид (CH2O) Бенз(а)пирен	газ
КС	Дренажная емкость	0047	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Конденсат

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
КС	Дренажная емкость	0079	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Конденсат
КС	Опорожнение дренажной емкости	0049	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Конденсат
КС	Опорожнение дренажной емкости	0081	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Конденсат
КС	Операции продувки и сравливания газа	0050	46.02	54.29	Метан (734*)	-
КС	Операции продувки и сравливания газа	0051	46.02	54.29	Метан (734*)	-
БИЛ	Операции продувки и сравливания газа	0052	46.17	54.49	Метан (734*)	-
БИЛ	Дренажная емкость	0057	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Конденсат
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	
БИЛ	Опорожнение дренажной емкости	0058	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Конденсат

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ЭГГ	ДЭС 160	0046			Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	дизтоплива
ЭГГ	ЭГГ №3	0053			Углерод оксид Диоксид азота Оксиды азота Метан Углерод (сажа) Диоксид серы Формальдегид Бензапирен	газ
ЭГГ	ЭГГ №4	0054			Углерод оксид Диоксид азота Оксиды азота Метан Углерод (сажа) Диоксид серы Формальдегид Бензапирен	газ
ПСН	ДЭС 560 кВт	0205	46.17	54.49	Диоксид азота Оксид азота Углерод (сажа) Диоксид серы Оксид углерода Бенз(а)пирен Формальдегид Углеводороды C12-19	Дизтоплива

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ПСН	Резервуар нефти	0059	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть
ПСН	Резервуар нефти	0060	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть
ПСН	Печь ПТБ-1,6М на ПСН	0062	46.17	54.49	оксид углерода метан Диоксид азота оксид азота Сера диоксид	газ
ПСН	Печь ПТБ-1,6М на ПСН	0063	46.17	54.49	оксид углерода метан Диоксид азота оксид азота Сера диоксид	газ
ПСН	Дренажная емкость	0064	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0066	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть
ПСН	Дренажная емкость	0070	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	Нефть
ПСН	Опорожнение дренажной емкости	0071	46.17	54.49	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	
ПСН	Операции продувки газа	0072	46.17	54.49	Метан (734*)	-
ПСН	Хим.лаборатория	0073	46.17	54.49	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	-
ПСН	Емкость хранения ДТ для ДЭС	0074	46.17	54.49	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	Дизтоплива
Капитальный ремонт скважин	Силовой двигатель ЯМЗ	0201	46.02	54.29	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Сера диоксид (526) Углерод оксид (594) Бенз/а/пирен (54) Формальдегид (619) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	Дизтоплива

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Капитальный ремонт скважин	Дизельный двигатель 105	0202	46.02	54.29	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Сера диоксид (526) Углерод оксид (594) Бенз/а/пирен (54) Формальдегид (619) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	Дизтоплива
Капитальный ремонт скважин	Дизельный двигатель ЦА-320	0203	46.02	54.29	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод (593) Сера диоксид (526) Углерод оксид (594) Бенз/а/пирен (54) Формальдегид (619) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	Дизтоплива
Неорганизованные источники						
Вахтовый поселок	Мех.обработка металлов	6001	46.01	54.30	Железо (II, III) оксиды (277) Масло минеральное нефтяное (723*) Взвешенные вещества Пыль абразивная (1046*)	механическая обработка металла
Вахтовый поселок	Сварочный пост	6002	46.01	54.30	Железо (II, III) оксиды (277) Марганец и его соединения (332) Азота (IV) диоксид (4) Углерод оксид (594) Фтористые газообразные соединения (627) Фториды неорганические плохо растворимые - (625) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (503)	Сварочные электроды

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Вахтовый поселок	Газовый резак	6003	46.01	54.30	Азота (IV) диоксид (4)	пропанобутановая смесь
Вахтовый поселок	Автостоянка, гараж	6004	46.01	54.30	Азота (IV) диоксид (4) Углерод (593) Сера диоксид (526) Углерод оксид (594) Бензин (нефтяной, малосернистый) (60) Углеводороды предельные C12-19 (592)	автотранспорт
ГЗУ-1	Нефтегазосепаратор НГС	6005	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Нефть сырая
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (203) Метилбензол (353)	
ГЗУ-1	Конденсатосборник	6006	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Конденсат газовый
ГЗУ-1	Аппарат емкостной	6007	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Газ природный
ГЗУ-1	Факельный сепаратор	6008	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Газ природный
ГЗУ-1	Расширитель газовый	6009	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Газ природный
ГЗУ-1	Газосепаратор ГС	6010	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	Газ природный

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ГЗУ-1	Технол.насосы	6011	46.02	54.25	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	Нефть сырая
ГЗУ-1	ЗРАиФС на ГЗУ-1	6018	46.02	54.25	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	
УПН	Нефтегазосепаратор НГС	6012	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
УПН	Газосепаратор ГС	6013	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	-
УПН	Отстойник горизонтальный	6014	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
УПН	Сепаратор концевой	6015	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
УПН	Факельный сепаратор	6016	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	-
УПН	Расширитель газовый	6017	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	-
УПН	ЗРА и ФС на площадке УПН	6019	46.02	54.30	Сероводород (528) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (203) Метилбензол (353) Метанол (343) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	-
УПН	Технол.насосы	6020	46.02	54.30	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
КС	Технол.насосы	6021	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
КС	Газосепаратор	6039	46.02	54.29	Углеводороды C1-C5	-
КС	Компрессорная станция	6040	46.02	54.29	Метан Изобутан Пентан Углеводороды C1-C5 Масло минеральное	-
БИЛ	Газосепаратор	6041	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5	-
БИЛ	ЗРА и ФС	6042	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5	-
ПСН	Неплотности оборудования (уплотнения насоса) ПСН	6044	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	-
ПСН	Неплотности оборудования (уплотнения насоса) ПСН	6045	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	-
ПСН	Неплотности оборудования (уплотнения насоса) ПСН	6046	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
ПСН	ЗРА и ФС	6047	46.17	54.49	Углеводороды C1-C5 Углеводороды C6-C10 Бензол Толуол Ксилол	-
Полигон	Карта ЗГ	6022			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Полигон	Карта отходов бурения	6023			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Полигон	Работа спецтехники	6043			Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6024	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6025	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6026	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6027	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6028	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6029	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6030	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6031	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6032	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6033	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6034	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6035	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6036	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6037	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6038	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6048	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6049	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6050	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6051	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6052	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	-
					Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6053	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6054	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6055	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6056	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
					Метилбензол (353)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6057	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6058	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6059	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6060	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6061	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6062	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6063	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6064	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6065	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6066	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6067	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6067	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6069	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6070	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6071	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6072	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6073	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6087	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
Модернизация скважин №№92, 94, 118, 103, 108, 111, 115 Источники добавляются к объектам территория промысла	Электроцентробежный насос для перекачки нефти	6074	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Бензол	
					Метилбензол (349)	
	Штанго-глубинная насосная установка для перекачки нефти	6075	46.02	54.29	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
					Смесь углеводородов предельных C1-C5	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Бензол	
	ЗРА и ФС Площадки добывающих скважин	6076	46.02	54.29	Метилбензол (349)	-
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
	ЗРА и ФС Площадка технологических трубопроводов	6077	46.02	54.29	Бензол	-
					Метилбензол (349)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
Строительство площадки с подъездной дорогой и обустройство скважины №126	Площадка скважины 126	6083	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
Источники добавляются к объектам территория промысла					Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
	Выкид. линия скв.126	6084	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
	Площадка манифольда скв.126	6085	46.02	54.29	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	-
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
	Насосное оборудование	6086	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на площадках скважин	6101	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на выкидных линиях	6102	46.02	54.29	Бензол (64)	-
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на выкидных линиях	6102	46.02	54.29	Метилбензол (353)	-
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на выкидных линиях	6102	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	-
					Бензол (64)	
Территория промысла (скважины)	ЗРА и ФС на выкидных линиях	6102	46.02	54.29	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
					Метилбензол (349)	

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
					Метилбензол (353)	
Капитальный ремонт скважин	Емкость хранения ДТ для ДЭС	6201	46.02	54.29	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин	Установка подачи топлива	6203	46.02	54.29	Сероводород (Дигидросульфид) (528) Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	-
Капитальный ремонт скважин	Неплотности оборудования (ЗРА и ФС)	6204	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (353)	-
«Система сбора и транспорта газа месторождения Кульжан. Расширение»	Дренажная емкость Е-1	0083	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Смесь нефти
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Дренажная емкость Е-2	0084	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Смесь нефти
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Дренажная емкость Е-3	0085	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Смесь нефти
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Дренажная емкость Е-4	0086	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Смесь нефти
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Дренажная емкость Е-5	0087	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Смесь нефти
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Продувочная свеча	0088	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер				
1	2	3	4		5	6
	Дренажная емкость ТЭГ Е-1	0089	46.02	54.29	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	смесь конденсат
	Фильтр для осушки газов ФОГ-1	0090	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Дренажная емкость ТЭГ ЕП-6	0091	46.02	54.29	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	смесь конденсат
	Насос дозатора НД ЗРА	6078	46.02	54.29	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	-
	Площадка дренажной емкости ЗРА	6079	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
	Площадка узла осушки газа ЗРА	6080	46.02	54.29	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	-
	Площадка дрен. емкости ТЭГ ЕП-6 ЗРА	6081	46.02	54.29	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)	-
	Площадка трубопроводов ЗРА	6082	46.02	54.29	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

Наименование площадки	Источники выброса		местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер			
1	2	3	4	5	6
На период строительства					
«Система сбора и транспорта газа месторождения Кульжан. Расширение»					
«Система сбора и транспорта газа месторождения Кульжан. Расширение»	Котел битумный	1001		[301]-Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	Диз.топлива
				[304]-Азот (II) оксид (Азота оксид)	
				[328]-Углерод (Сажа, Углерод черный)	
				[330]-Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	
				[337]-Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	
	Дизельный компрессор	1002		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Диз.топлива
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
	Дизельный САГ	1003		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Диз.топлива
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	

			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	
Дизельная электростанция	1004		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C)	Диз.топлива
Планировка участка	7101		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	грунт
Рытье траншей	7102		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	грунт
Обратная засыпка траншей	7103		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	грунт
Транспортировка грунта	7104		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	грунт
Разработка щебня, грунта и песка	7105		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	щебень

Битумные работы	7106		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)	Битум
Сварочные и газосвар. работы	7107		Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	Расход электродов
			Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	
			Хром /в пересчете на хром (VI) оксид/ (Хром шестивалентный) (647)	
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
			Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	
			Фториды неорганические плохо растворимые	
			Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	
Покрасочные работы	7108		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Лакокрасочные материалы ЛКМ
			Уайт-спирит (1294*)	
			Взвешенные частицы (116)	
Паяльные работы	7109		Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	пайка
			Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	пайка
Отрезные работы	7110		Взвешенные частицы (116)	-
			Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	
Работа перфоратора	7111		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20	-

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
На данный момент Полигон месторождения Кульжан является не востребуемым в связи с вывозом всех образующихся отходов за пределы месторождения сторонней организацией. Таким образом, полигон не эксплуатируется, источников выбросов от полигона в проекте пдв нет.					

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
Площадка УПН, после отстаивания в РВС-4	Нагнетательная скважина №122	Взвешенные вещества, сульфаты, хлориды, азот нитратный, азот нитритный, азот аммонийный, нефтепродукты, ХПК, БПК, железо общее, pH	1 раз в квартал	Графиметрический Флуорометрический Титриметрический Вольтамперометрический

В настоящее время технология подготовки и обессоливания нефти на месторождении Кульжан не предполагает использование свежей волжской воды, а основывается на использовании химических реагентов.

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 C ₁ -C ₅ Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ Углерод (сажа)	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Территория нефтепромысла – 4 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Подфакельные наблюдения					
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны	Оксид азота Метан Оксид углерода Углерод (сажа)	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Подфакельные наблюдения на УПН (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Фоновые исследования					
Фоновая исследования на территории полигона – 1 точка	Оксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
Фоновая исследования на территории вахтового поселка – 1 точка		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный

№ 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 нефтепромысла – 4 точки (навстренная и подветренная сторона)	Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ Углерод (сажа)	Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Ежеквартально	1 в период НМУ	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный

Таблица 9. График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
	Наблюдательные скважины на границе СЗЗ -2 скважины (№№1,2 юго-западной части месторождения)	рН, Жесткость общая, Азот аммонийный, Сухой остаток, Кальций, Магний, Хлориды, Сульфаты, Натрий, Калий, СПАВ,	-	2 раза в год	Графиметрический Флуориметрический Титриметрический Вольтамперометрический
	Наблюдательные скважины на территории месторождения – 2 скважины (№№3,4)		-		
	Наблюдательные скважины по периметру полигона – 3 скважины (№№5-7)		-		
	Наблюдательные скважины в районе УПН– 2 скважины (№№8-9)		-		

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
	Наблюдательная скважина в районе полей испарения – 2 скважины (№№10-11)	Нефтепродукты, ХПК, БПК ₅ , Фенолы, Железо общее, Фосфор, Медь, Кадмий, Свинец, Цинк.	-		

Нормативы качества подземных вод в РК не разработаны

Таблица 10. Мониторинг уровня загрязнения почвы

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (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 Медь (Cu): подвижная форма — 3,0 мг/кг. Цинк (Zn): подвижная форма — 23,0 мг/кг. Никель (Ni): подвижная форма — 4,0 мг/кг.	2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Территория вахтового поселка 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ПСН – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Площадка УПН – 2 точки	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты	Нефтепродукты (ОФУ): суммарно — 3000,0 мг/кг.	2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ГЗУ – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка БиЛ – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка ЭГГ – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
Площадка КС – 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический
На площадках нагнетательных скважин №№ - по 1 точка	Кадмий, Кобальт, Никель, Медь, Свинец, Цинк Нефтепродукты		2 раза в год	Вольтамперометрический Флуорометрический

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

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	2	3
001	Территория вахтового поселока	Ежеквартально
002	Площадка ГЗУ-1	Ежеквартально
003	Площадка УПН	Ежеквартально
004	Площадка ПСН	Ежеквартально
005	Площадка ЭГГ	Ежеквартально
006	Полигон промышленных отходов	Ежеквартально
007	Территория промысла (скважины)	Ежеквартально
008	Площадка БИЛ	Ежеквартально
009	Площадка КС	Ежеквартально
010	Площадка КРС	Ежеквартально

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование предприятия: Товарищество с ограниченной ответственностью «MEERBUSCH».

Юридический/почтовый адрес предприятия: 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 17 мкр, здание 39.

Телефон – 8 (7292) 20-21-21;

РНН 600700230050

Вид основной деятельности: Проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Кульжан в пределах блоков XXIX-16-Е (частично), F (частично) Мангистауской области Республики Казахстан.

Форма собственности: Частная.

Количество промплощадок и их адреса: Месторождения Кульжан расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 25 км к юго-западу от ближайшей железнодорожной станции Боранкул (бывшая Опорная). Районный центр п. Бейнеу расположен в 105 км к югу. Поселок является узловой железнодорожной станцией, через него осуществляется железнодорожная связь Актау и Узбекистана с остальной частью Республики Казахстан и Российской Федерацией. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия – Центр проходят в 20 км восточнее месторождения. Обзорная карта приведена на рисунке 1.1.

Площадь земельного отвода месторождения составляет – 1869 га.

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

Временной режим работы предприятия: Предприятие работает вахтовым методом. Продолжительность работы одной вахты 15 дней в месяц. Работы проводятся в две смены, время работы одной смены 12.

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

- вахтовый поселок;
- РММ;
- Топливо - раздаточный пункт;
- офисное здание;
- столовая;
- здание бани-прачечной;

- здание телекоммуникаций;
- полигон промышленных и бытовых отходов;
- нефтяные и нагнетательные скважины с выкидными линиями;
- ГЗУ-1;
- установка подготовки нефти (УПН);
- подземные коллекторы;
- площадка компрессорной станции (КС);
- Электрогазогенераторная установка (ЭГГ);
- подземный газопровод;
- площадка БИЛ в районе УКПГ ТОО «КМТ»;
- продувочные свечи СВ-1,2;
- узлы запорной арматуры;
- патрульная дорога;
- ПСН;
- система коммуникаций.

Фонд скважин месторождения Кульжан 31/07/2026:

Таблица 1

Фонд скважин	Категория	Номера скважин
Фонд добывающих скважин (в разрезе нефтяных и газовых)	действующие скважины, всего <u>20</u> ед. в том числе фонтанные <u>5</u> ед. ЭЦН <u>7</u> ед. ШГН <u>8</u> ед.	75,92,94,100,101,102,103,104, 105,108,110,111,112,113,115, 118,123,124,125,126
	бездействующие скважины, всего <u>7</u> ед. в том числе ЭЦН <u>0</u> ед. ШГН <u>0</u> ед. ЭВН <u>0</u> ед. Всего: 27 ед.	64, 90, 91, 106, 107, 119, 121
Фонд нагнетательных скважин	действующие скважины, всего <u>1</u> ед.	122
	бездействующие скважины, всего <u>5</u> ед. Всего 6 ед.	65, 109, 114, 120, 117
Фонд ликвидированных скважин	Всего 8 ед. В том числе	82, 86, 88, 97, 93, 63, 95, 96

	по геологическим причинам _8_ ед. по техническим причинам _0_ ед.	
Фонд консервированных скважин	Всего _1_ ед.	116
Итого	Всего скважин _42_ ед.	

Основные производственные показатели ТОО «MEERBUSCH» на 2027 год представлены в таблице 2.

Таблица 2. Показатели добычи нефти и газа по месторождению Кульжан за 2027 год

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча газа, млн. м3
1	2	3
2027	64,6	3,7

ГЛАВА 2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Месторождение Кульжан в административном отношении находится в составе Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан, располагаясь вблизи ее северной границы с Атырауской областью. В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожная станция Опорная, расположенная в 25 км к северо-востоку от месторождения. К западу в 40 километрах находится поселок Саркамыс и в 65 км – рабочий поселок Тенгиз. От станции Опорная проходит старая грейдерная дорога протяженностью 15 км до вахтового поселка Боранколь, а затем полевая дорога до месторождения Кульжан. В 105 км к северо-западу от месторождения расположен районный центр - поселок Бейнеу, в 400 км - областной центр - г. Актау. По железной дороге и автотрассе расстояние до него составляет порядка 600 км.

Через станцию Опорная вдоль железной дороги Макат-Мангистау проходят магистральные нефтегазопроводы, ЛЭП, телефонная связь, грейдерная дорога. В 10 км от месторождения проходит асфальтированная дорога, соединяющая станцию Опорная и поселок Саркамыс. Проложены нефтепровод ТОО «Казахтуркмунай» от месторождений Восточный Сазтобе и Западный Елемес (Нсановское) и нефтегазопровод от месторождения Толкын и Боранколь до станции Опорная. Нефтепровод Узень-Атырау-Самара и газопровод Средняя Азия-Центр проходят в 20 км восточнее месторождения.

Движение автотранспорта в районе осуществляется практически круглый год.

В орографическом отношении район месторождения представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину, наклоненную к западу в сторону моря, осложненную бугристыми грядами, барханными песками, мокрыми сорами и такырами, с неглубоким (10 м) залеганием грунтовых вод.

В климатическом отношении район относится к зоне степей и полупустынь. Климат района резко континентальный с большими суточными и годовыми колебаниями температуры воздуха. Зима холодная с продолжительностью 190 дней. Отмечаются морозные периоды, когда температура воздуха опускается ниже -25°C при ветре более 6 м/сек. В особо холодные зимы температура опускается до -35°C , а иногда до -40°C . Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 34°C .

Лето жаркое и сухое. Абсолютный максимум - плюс 46°C , повсеместно средняя температура самого жаркого месяца июля не ниже $25,6^{\circ}\text{C}$. Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 36°C , при скорости ветра более 6 м/сек.

Одной из особенностей климата является ветры, дующие почти постоянно. Преобладающее направление ветров – северо-восточное и северо-западное. Наибольшая скорость 30-35 м/сек.

Особенностью климата описываемого района является малыми атмосферными осадками, годовое количество которых колеблется в пределах 150-280 мм. Для района работ характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим. Толщина снежного покрова достигает 40 см., глубина промерзания почвы – 2 м.

По условиям выпадения осадков территория месторождения относится к сухим, безводным районам. Максимальное зарегистрированное количество осадков составило 335 мм, минимальное – 85 мм. Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет

58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре 78%, минимальная 28% - в августе.

Растительность и животный мир месторождения Кульжан характерны для полупустынь, особенности которого обусловлены засушливостью климата, резкими колебаниями температур, большим дефицитом влаги и высокой засушливостью почв. Растительность представлена верблюжьей колючкой, полынью, саксаулом.

Животный мир представлен волками, лисами, сайгаками, корсаками, зайцами, тушканчиками, сусликами. Птицы, в основном, перелетные. Встречаются орлы, куропатки, ястребы.

Таким образом, географо-экономические условия для освоения месторождения Кульжан являются весьма благоприятными, не требующими крупных капиталовложений при обустройстве и вводе его в разработку. Постоянная гидрографическая сеть в районе работ отсутствует. Через ст. Опорная проходит водопровод Кигач-Мангистау.

Техническая вода для бурения скважин и других технологических целей может быть получена в необходимом объеме из водозаборных скважин с дебитами воды 250-300м³/сут из альб-сеноманских отложений (глубина 700-800 м).

Географические координаты угловых точек геологического отвода представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Координаты геологического отвода

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 00' 29"	54° 14' 13"
2	46° 00' 53"	54° 13' 52"
3	46° 01' 40"	54° 15' 23"
4	46° 02' 07"	54° 19' 31"
5	46° 02' 40"	54° 21' 42"
6	46° 02' 18"	54° 22' 25"
7	46° 01' 39"	54° 21' 38"
8	46° 01' 11"	54° 19' 40"
9	46° 01' 21"	54° 18' 49"
10	46° 00' 23"	54° 15' 47"

ГЛАВА 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Месторождение Кульжан

ТОО «Meerbusch» является недропользователем месторождения Кульжан на основании Контракта с Правительством Республики Казахстан за № 3862-УВС от 25.10.2012 г. на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Кульжан, расположенного в Бейнеуском районе Мангистауской области Республики Казахстан. Срок проведения добычи, определенный в Контракте, составляет 23 года со дня регистрации Контракта.

Промышленная разработка месторождения Кульжан начата в конце 2012 г. на основании «Технологической схемы разработки месторождения Кульжан», рассмотренной ЦКРР РК (Протокол № 24 от 29 июня 2012г.) и утвержденной Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (Протокол №419 от 25 июля 2012г.).

В 2018 г. АО «Информационно аналитический центр нефти и газа» была выполнена корректировка «Программы развития переработки сырого газа», которая была утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные программы утилизации газа и программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №3 от 05.07.2019г.) на период 2018-2020 гг. Данная программа скорректирована с учетом проектного документа «Авторский надзор за выполнением проектных решений месторождения Кульжан по состоянию на 01.05.2018 г.», а также согласно Кодексу Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года.

В утвержденной «Программе...» (Протокол №3 от 05.07.2019г.) на период 2018-2020 гг.) к реализации рекомендовано использование сырого газа на собственные технологические нужды предприятия (топливо для печей нагрева нефти на ГЗУ-1 и УПН, ПСН и газопоршневых электростанций). Излишки сырого газа подаются на компрессорную станцию (КС) для подачи в газопровод и транспортировки на УКПГ-1 месторождения Боранколь ТОО «Varro Operating Group». При этом, часть сырого газа используется в качестве топлива на газопоршневых двигателях КС.

Технологически неизбежное сжигание газа предусмотрено при эксплуатации факельных установок на ГЗУ-1 и УПН в дежурном режиме в целях обеспечения безопасности производства.

В начале 2012 года на месторождении Кульжан введены в эксплуатацию объекты система сбора сырого нефтяного газа от ГЗУ-1 до точки подключения в районе УПН месторождения Кульжан и технологический газопровод от КС до ТОО «Varro Operating Group» для транспортировки компримированного сырого газа, находились в эксплуатации АГЗУ-2, УПН, нефте- и газопроводы.

Сырой газ используется в качестве топлива на блочных печах нагрева с водяным теплоносителем ПП-0.63А, которые расположены на ГЗУ-1 (1 печь в работе) и УПН (3 печи в работе) и двигателях КС (1 компрессорная установка рабочая и 1 в резерве). Излишки сырого газа направлялись через компрессорную станцию на ТОО «Varro Operating Group» и после подготовки газа в магистральную газопроводную систему САЦ АО «КазТрансГаз».

В 2014 году введен в эксплуатацию нефтепровод от УПН Кульжан до ПСН (пункт сбора нефти) ст. Опорная. Для подогрева нефти на ПСН установлены две печи подогрева ПБТ-1.6М. В качестве топливного газа на подогревателях нефти, используется газ с месторождения Кульжан, который после подготовки на УКПГ ТОО МНК «КазМунайТениз» отправляется на ПСН, а излишки газа в адрес АО «КазТрансГаз».

ТОО «РЭНГМ» разработана Программа развития переработки сырого газа месторождения Кульжан на 2025 год, где предусмотрены информация о ходе выполнения мероприятий по реализации проектных решений по использованию сырого газа, с учетом проектных решений по расширению и оптимизации расхода газа на технологические нужды факельных установок. При расчете баланса газа учтены технологические потери газа при технологических сбоях, рассчитанный по обновленной «Методике расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

В состав объектов, размещенных на площадке 1 входят: Вахтовый поселок, топливораздаточная колонка, здание ремонтной мастерской, офисное здание, столовая, здание бани-прачечной, здание телекоммуникаций, резервная дизельная установка, сварочный пост.

Вахтовый поселок предназначен для проживания обслуживающего персонала на время бурения, добычи и эксплуатации месторождения.

В состав вахтового поселка входят следующие здания и сооружения:

- Жилой комплекс;
- Жилой блок (VIP) – 1 шт.;
- Офисное здание;
- Мастерская;
- Здание бани-прачечной;
- Здание телекоммуникаций;
- Контрольно-пропускной пункт;
- Площадка подземной дренажной емкости $V=8\text{м}^3$;
- Материальный склад;
- Склад пищевых продуктов;
- Площадка для хранения пропана;
- Площадка для хранения кислородных баллонов;
- Сварочный пост;
- Уборная;
- Площадка для хим.реагентов и бурового цемента;
- Гараж;
- Площадка под ДЭС;
- Площадка под КТП;
- Насосная;
- Резервуары хранения запаса воды;
- Резервуары хранения противопожарного запаса воды $V=100\text{м}^3$ (2шт);
- Площадка подземной дренажной емкости;

Электроснабжение осуществляется от Электрогазогенераторной установки (ЭГГ), резервным источником является дизельная установка.

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

Жилой комплекс состоит из: одноэтажного прямоугольного здания, куда входят сан.узел, душевые, умывальные, библиотека, гардеробной, прачечной, медпункта, столовой, кухни, помещения для хранения запаса воды, помещения для хранения продуктов, электрощитовой и др.комнат.

Водоснабжение поселка осуществляется по водопроводу согласно договору ТОО «Магистральный-водовод» и привозной бутилированной питьевой водой.

На открытой площадке находится автостоянка на 10 единиц.

Расстояния между зданиями и сооружениями приняты, согласно технологических норм и требований, отвечающих противопожарным нормам.

Групповые замерные установки (ГЗУ-1)

Нефтяная эмульсия по нефтесборному коллектору поступает на групповую замерную установку. В состав групповой установки входят следующие сооружения:

- Автоматизированная замерная установка «Спутник АМ-40-10-400»;
- Нефтегазосепаратор НГС-1- 1.6-1600-2-И-Т;
- Газосепаратор ГС1-2,5-600-2-И-Т;
- Емкостной аппарат 1- 50-1,6-1-И-Т;
- Подогреватель нефти автоматизированный ПП-0,63А;
- Нефтяная насосная (ЦНСнА 38-110 – 1раб; 1 рез.)
- Емкость подземная дренажная ЕП-16-2000-1-3 с погружным электронасосным агрегатом НВ-50-50; N=18,5 кВт.
- Факельная установка;
- Вытяжная свеча Ду=50мм; Н = 5м;
- Конденсатосборник;
- ДЭС-176кВт.
- Технологические трубопроводы.

На ГЗУ-1 установлена АГЗУ типа «Спутник» АМ-40-10-400, на УПН установлена АГЗУ типа «Спутник» АМ-40-8-400.

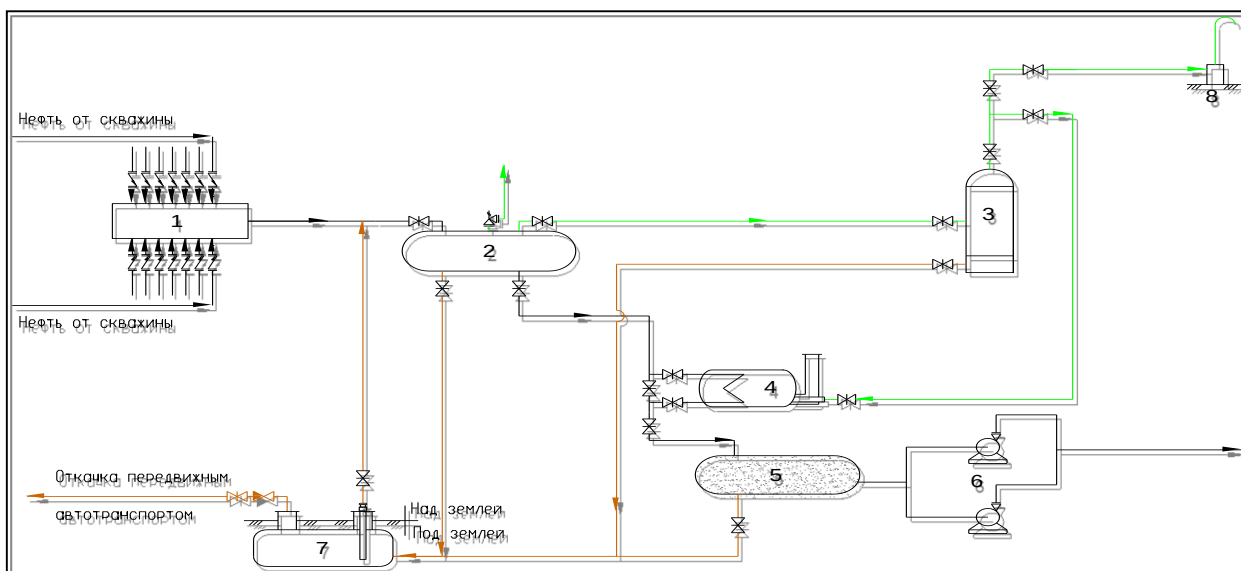
Технологический процесс осуществляется следующим образом. Добываемая продукция со скважин по выкидным трубопроводам поступает на АГЗУ типа «Спутник» АМ-40-10-400, которая располагается на площадке ГЗУ-1, где производится автоматический замер дебитов скважин по жидкости. После замера жидкость поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит отделение жидкости от газа. Далее водонефтяная эмульсия поступает на печь подогрева ПП-0,63А, где подогревается до температуры 60-65°C. Затем подогретая водонефтяная эмульсия поступает в емкостной аппарат, откуда насосами типа ЦНС перекачивается по трубопроводу Ду-150 мм на УПН.

Для сброса газа с предохранительных клапанов и аварийного сжигания установлена факельная установка для сжигания газа. Для продувки газа с дренажной емкости предусмотрена продувочная свеча.

Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит осушка газа и далее осушенный газ идет на печь подогрева ПП-0,63А, излишек газа по газопроводу Ø114 мм от ГЗУ-1 поступает на КС.

Подготовка добытой продукции до товарной кондиции осуществляется на установке подготовки нефти (УПН).

Технологическая схема ГЗУ-1 представлена на рисунке 1.



Установка подготовки нефти (УПН)

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для промышленной подготовки нефти, пластовой сточной воды, попутного нефтяного газа и включают следующие процессы:

- замер поступающей продукции со скважин на АГЗУ УПН;
- подготовка и сдача товарной нефти;
- подготовка попутной пластовой воды для ее закачки в продуктивные пласты;
- потребление попутного нефтяного газа на собственные нужды, сдача избыточного попутного нефтяного газа на объекты утилизации после ввода в эксплуатацию газопровода.

Технология подготовки нефти на УПН предусматривает следующие требования:

- герметизацию и надежность эксплуатации всех объектов системы подготовки нефти;
- замер поступающей на УПН с нефтепромыслов продукции;
- контроль технологических параметров работы оборудования;
- контроль параметров сырой и товарной нефти;
- дегазацию нефти;
- обеспечение подготовки товарной нефти в соответствии с требованиями СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD);
- подготовку сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);
- учет объемов подготовленной нефти и сточной воды;
- учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды при подготовке нефти;
- автоматизацию и телемеханизацию технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

Нефтяная эмульсия по нефтесборным коллекторам от ГЗУ-1 и от ЗУ «Спутник АМ 40-8-400», размещаемый на площадке УПН, поступает на нефтегазовый сепаратор НГС-1-1,6-2000-2 объемом 25 м³, в котором происходит разделение нефти и газа (II-я ступень сепарации нефти). Давление в нефтегазовом сепараторе контролируется регулятором давления, уровень жидкости контролируется регулятором уровня, контроль температуры осуществляется местными приборами.

Выделившийся в нефтегазовом сепараторе газ поступает в газовый сепаратор ГС1-2,5-600-2 объемом 0,27 м³, где очищается от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газовым потоком в процессе сепарации нефти.

Уровень уловленной жидкости в газовом сепараторе регулируется отсечным клапаном с электроприводом. Уловленная жидкость отводится в подземную дренажную ёмкость ЕП-63-3000-1-2 объемом 63 м³ (ДЕ-1).

Очищенный газ частично используется в качестве топлива для подогревателей нефти ПП-0,63А. Оставшийся объем газа по газопроводу направляется на объект КС для последующего компримирования на ГП КС-БИЛ. Технология подготовки нефти на УПН осуществляется следующим образом:

Нефтеводогазовая смесь с АГЗУ-1, 2 и с АЗУ поступает на первую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор, в котором происходит процесс сепарации поступающего потока. После разделения жидкость и нефтяной газ из сепаратора направляются по трубопроводам по технологической цепочке к различным технологическим объектам. Жидкость подается на печи подогрева и затем поступает на отстойник.

После первой ступени сепарации перед подачей нефти в печи подогрева П-1, П-2 и П-3, работающие на попутном нефтяном газе, в поток жидкости через блок дозирования реагента (БДР) вводится деэмульгатор. Реагент применяется для улучшения разделения фаз и интенсификации процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Подогрев нефтеводогазовой продукции производится печами нагрева (П-1, 2, 3) для снижения вязкости нефти, более полного отделения газа и ускорения процесса обессоливания нефти.

После отстойника (ОГН-1,2) обезвоженная нефть подается для более глубокой дегазации на концевую сепарационную установку (КСУ), поднятую на постамент.

Из концевой сепарационной установки (КСУ) подготовленная нефть под давлением системы подготовки поступает в технологический резервуар РВС-1 объемом 500 м³. Свободный газ, выделившийся в КСУ, направляется на факельную установку для сжигания. После окончательного отделения солей и механических примесей в РВС-1 нефть поступает в резервуары товарной нефти РВС-2 и РВС-3 объемом 500 м³ каждый.

Подготовленная товарная нефть насосными агрегатами (Н-9,Н-10,Н-11) нефти перекачивается по нефтепроводу на ПСН ст. Опорная. Учет нефти осуществляется счетчиком жидкости.

Для подогрева нефти на ПСН установлены путевые блочные подогреватели ПБТ-1,6М. В качестве топлива используется товарный газ, подготовленный на установке «Боранкуль» ТОО «Nobilis Corp». Часть подготовленного газа подается на ПСН для работы подогревателей нефти, а оставшийся объем направляется в газотранспортную систему АО «КазТрансГаз».

Сеть технологических трубопроводов и обвязка резервуаров позволяет производить прием нефти с технологической площадки в резервуары товарной нефти, откачку насосами товарной нефти на площадку налива нефти и перекачку нефти из одного резервуара товарной нефти в другой в случае аварийной ситуации. При не кондиции нефти на УПН предусмотрена насосными агрегатами (Н-1, 2) откачка нефти из резервуаров в начало технологического процесса (после 1-й ступени сепарации).

Пластовая вода, частично отделившаяся в отстойниках нефти (ОГН-1,2), а также из технологического резервуара РВС-1, отводится в резервуар пластовой воды (РВС-4), где производится отстой и отделение воды от эмульгированной нефти и механических примесей.

Из резервуара РВС-4 подготовленная вода насосными агрегатами Н-7 и Н-8 перекачивается на объект ППД, где с помощью буровых насосов НБ-125 закачивается в пласт через нагнетательную скважину № 122.

Уловленная эмульгированная пленочная нефть из резервуара воды РВС-4 отводится в дренажную емкость (ДЕ-1). Сброс дренажа с технологических установок во время аварийных ситуаций и ремонтов, а также планового дренажа будет осуществляться в дренажные емкости (ДЕ-1,2).

Выделившийся из нефти попутный газ, в нефтегазовом сепараторе (С-1), поступает в газовый сетчатый сепаратор (ГС), где из него отделяется капельная нефть и механические примеси. Нефть и механические примеси поступают в дренажную емкость ДЕ-1.

В соответствии с техническими решениями «Программы утилизации нефтяного газа на месторождении Кульжан» очищенный газ используется на собственные нужды в печах подогрева на ГЗУ-1 и УПН, для выработки электроэнергии, на электрогазогенераторах (ЭГГ), а излишки газа по газопроводу Ø159 мм направляются на компрессорную станцию (КС) для подачи в газопровод и транспортировки на ТОО «Varro Operating Group».

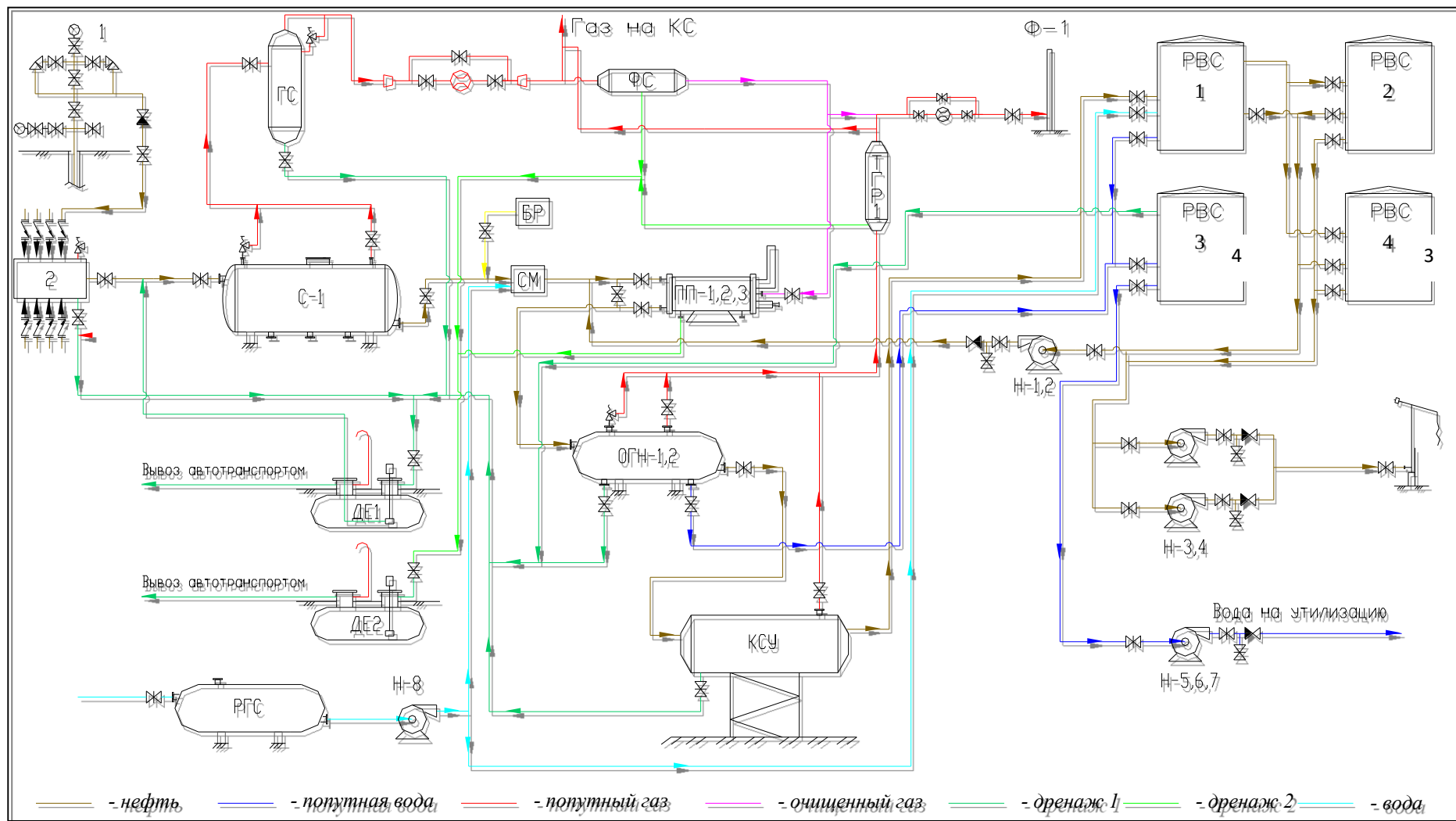


Рисунок – Принципиальная технологическая схема УПН

Компрессорная станция (КС)

Компрессорная станция предназначена для компримирования газа. Давление газа на входе в компрессор составляет 0,1–0,2 МПа, на выходе — до 7,0 МПа.

Компрессорная установка AJAX-2802 LE блочного исполнения представляет собой интегрированный мотор-компрессор с единым коленчатым валом и предназначена для сжатия газа до требуемого рабочего давления.

Станция смонтирована на базе 20-ти футового железнодорожного контейнера и оборудована:

- Установками компрессорными винтового типа
- Системой подготовки сжатого воздуха
- Системой освещения
- Системой отопления
- Системой пожаротушения
- Системой вентиляции станции
- Трубопроводной системой
- Щитом электрораспределительным.

Компрессорная установка AJAX-2802 LE блочного исполнения предназначена для компримирования газа и его последующей транспортировки на УКПГ ТОО «Varro Operating Group». В составе станции предусмотрены две компрессорные установки: одна рабочая, вторая резервная.

Основные технические параметры одной компрессорной установки:

давление газа на входе — 0,1–0,2 МПа;
давление газа на выходе — до 5,0 МПа;
производительность — 30 000 м³/сут.

На площадке компрессорных установок КУ-1 и КУ-2 предусмотрены пневматические клапаны, обеспечивающие автоматическое отключение подачи газа и сброс газа из технологических газопроводов на продувочную свечу СВ-1.

Газосепаратор ГС-1 на объекте КУ предназначен для очистки выделившегося попутного нефтяного газа от жидкости (конденсата). На площадке газосепаратора установлена задвижка с электроприводом, предназначенная для отключения потока газа при возникновении аварийной ситуации или проведении ремонтных работ. Сброс газа из технологического газопровода осуществляется по отдельной линии на продувочную свечу СВ-1. Также газосепаратор снабжен запорно-регулирующим клапаном с эл. приводом марка (РУСТ 410-2) на линии конденсата, предназначенный для автоматического включения при превышении уровня конденсата в газосепараторе и сброса конденсата в дренажную емкость ЕП-1 (V=8 м³). Очищенный от жидкости газ с давлением 0,1-0,2 МПа направляется на проектируемую компрессорную установку (КУ).

Газосепаратор ГС-2 на блок измерительных линий (БИЛ) предназначен для очистки выделившегося попутного нефтяного газа от жидкости (конденсата). В газосепараторе установлен запорно-регулирующим клапаном с эл. приводом марка (РУСТ 410-2) на линии конденсата, предназначенный для автоматического включения при превышении уровня конденсата в газосепараторе и сброса конденсата в дренажную емкость ЕП-2 V=8м³. Очищенный от жидкости газ с давлением 6,7-6,8 МПа направляется на блок измерительных линий (БИЛ).

Дренажные емкости ЕП-1 (с насосом), ЕП-2 и ЕП-3 (без насоса) ($V=8$ мЗ) предназначены для сбора жидкости (конденсат) с газосепараторов, а так же с технологических сетей (трубопроводов). Диаметры входных коллекторов – 50 мм. Диаметр выходного коллектора – 80 мм. Дренажные трубопроводы выполнены с уклоном в сторону дренажной емкости $i=0,003$. В дренажных емкостях устанавливается клапан дыхательный механический КДМ–50 со встроенным огнепреградителем типа КДМ, предназначенный для регулирования давления паров в процессе закачки или выкачки конденсата, а также при колебании температуры. В дренажных емкостях запроектирован механический уровнемер буйкового типа - BW 25 для измерения уровня и раздела фаз жидкостей в открытых емкостях и резервуарах под давлением. Дренажные емкости снабжены системой контроля и автоматики по уровню.

Блок измерительных линий (БИЛ)

Блок измерительных линий предназначен для учета транспортируемого попутного нефтяного газа на входе в узел коммерческого учета газа. На блоке предусмотрено измерение температуры и давление газа перед запорной арматурой. Блок измерительных линий установлен в районе **ТОО «Nobilis Corp»**. Предусмотрено отсечение БИЛ при выходе параметров среды за предельные значения, определяемые установками:

- падение давления в газовом сепараторе ГС-2;
- превышение давления в газовом сепараторе ГС-2;
- падение давления в газопроводе;
- превышение давления в газопроводе.

Блок измерительных линий поставляется в блочном исполнении; помимо счетчиков, узел оснащается поточным хроматографом для обеспечения оперативного контроля компонентного состава газа, а также поточным анализатором точки росы по влаге и углеводородам. В состав БИЛ входят 2 измерительные линии, с возможностью «горячей замены».

Продувочные свечи предназначены для продувки участков во время ремонтных работ, либо монтажа оборудования, а также при повышении давления в газопроводе, устанавливаются на проектируемый газопровод и выводятся от площадок ГС-1 и компрессорной установки (КУ).

Газопоршневая электростанция (ЭГГ)

В качестве источника электроэнергии построено газопоршневая электростанция в составе четырех газопоршневых установок мощностью по 1288 кВА каждая номинальным напряжением 6 кВ. ГПЭС расположены на специально выделенной площадке площадью 3025 метров (55х55 метров). На площадке ГПУ размещены рядом с интервалом между блок-модулями 4 метра. ГПУ состоит из: генератора, двигателя генератора, системы охлаждения и панели управления. Также блок-модуль ГПУ включает в себя все необходимые вспомогательные системы, такие как: освещение, вентиляция и пожаробнаружение. В качестве ГПУ был выбран генератор SR4B компании Caterpillar с системой возбуждения на постоянных магнитах. В качестве двигателя применен четырехтактный газовый двигатель того же производителя. Каждое ГПУ включают в свой состав панель управления, которая обеспечивает автоматический контроль и управление генераторами, а также связь с вводными ячейками закрытого распределительного устройства номинальным напряжением 6 кВ (ЗРУ-6кВ). Для взаимодействия ГПУ между собой и вводными ячейками ЗРУ-6кВ, в комплект поставки ГПЭС входит главная панель управления, которая поставляется отдельно и размещена в здании операторной. Питание цепей контроля и управления панелей ГПУ и главной панели управления осуществляется от источника бесперебойного

питания. Питание силовых цепей панели управления, таких как системы охлаждения генератора и вспомогательных систем освещения, обогрева и вентиляции осуществляется от главного распределительного щита ГРЩ, размещенного в помещении ЗРУ-6кВ.

Для распределения электроэнергии на месторождения Кульжан, вырабатываемой четырьмя ГПУ, предусмотрено строительство закрытого распределительного устройства номинальным напряжением 6 кВ, состоящего из 23 ячеек, следующего назначения:

- вводная ячейка – 5 шт.;
- ячейка секционного выключателя – 1 шт.;
- ячейка секционного разъединителя – 1 шт.;
- ячейка измерительного трансформатора – 2 шт.;
- ячейка трансформатора собственных нужд – 2 шт.;
- ячейка отходящей линии – 12 шт.

Для питания цепей управления, защит, автоматики и сигнализации предусмотрены установка шкафа оперативного тока (ШОТ) с аккумуляторными батареями емкостью 50А*ч. Оперативный ток оперативных цепей принимается – постоянный, напряжением 220В от системы гарантированного питания. ЗРУ-6кВ поставляется комплектно в блочно-модульном здании со всеми вспомогательными системами, такими как освещение, отопление, кондиционирование, вентиляция и система пожаробнаружения.

Система управления предусматривает:

- местное и дистанционное управление выключателями 6 кВ;
- оперативная блокировка разъединителей;
- сигнализацию положения выключателей 6 кВ;
- аварийно-предупредительная сигнализация о работе и неисправности установленного оборудования;
- автоматический ввод резерва (АВР);
- измерение напряжения на шинах;
- измерение тока нагрузки на присоединениях 6 кВ;
- учет электроэнергии на multifunctional микропроцессорных счётчиках электроэнергии.
- сбор, первичная обработка и архивирование эксплуатационно-технологических и аварийных параметров, в объёме цифровых устройств РЗА.

Низковольтное электрооборудование и аварийный дизельгенератор. Для обеспечения площадки ГПЭС электроэнергией на момент полного останова ГПУ и для их запуска в работу, предусмотрена установка аварийного дизельгенератора (АДГ) мощностью 150 кВА номинальным напряжением 0,4 кВ. Данный генератор обеспечивает электроэнергией собственные нужды и оперативные цепи ЗРУ-6кВ, собственные нужды здание операторной, подзарядку системы бесперебойного питания ГПУ, собственные нужды АДГ, освещение площадки ГПЭС и систему электрообогрева технологических трубопроводов. Для распределения электроэнергии к вышеуказанным нагрузкам предусмотрена установка двух распределительных щитов, питающихся от АДГ через распределительный щит РЩ-АДГ: главный распределительный щит ГРЩ и распределительный щит надежного питания РЩ-НП, с

различной организацией их питания и соответственно различным назначением. Главный распределительный щит ГРЩ по одному из вводов получает питание от АДГ, а другой ввод запитан от ЗРУ-6кВ посредством установки комплектной трансформаторной подстанции мощностью 400 кВА номинальным напряжением 6/0,4 кВ. В режиме останова ГПЭС с данного распределителя предусматривается подача питания на распределительный щит собственных нужд операторной РЩ-05, систему наружного освещения площадки, систему электрообогрева технологических трубопроводов. Также с распределителя питается силовая часть одной из ГПУ, посредством подачи питания на одну из контрольных панелей генераторов G1 – G5. Мощность АДГ рассчитана на подачу питания лишь на одну ГПУ. После ввода в работу одной установки, питание ГРЩ переводится с АДГ на КТП-400 кВА, после чего появляются необходимые мощности для включения остальных ГПУ.

Для питания шкафа оперативного тока ШОТ (два ввода), щитков собственных нужд ЗРУ-6кВ и АДГ, а также источника бесперебойного питания UPS, предусмотрена установка распределительного щита надежного питания РЩ-НП. Питание РЩ-НП организовано от трех источников: ТСН №1 ЗРУ-6кВ мощностью 25 кВА, ТСН №2 ЗРУ-6кВ мощностью 25 кВА и АДГ, посредством распределительного щита РЩ-АДГ. Для подачи питания от трех источников и организации сложной схемы АВР применен щит автоматического ввода резерва ЩАВР с двухкаскадным включением АВР. Первый каскад АВР контролирует подачу питания от секций шин А и В, второй каскад контролирует подачу питания от выхода первого каскада и АДГ. Таким образом достигается надежность в электроснабжении ответственных потребителей ГПЭС. Помимо этого, шкаф ШОТ включает в себя встроенные аккумуляторные батареи с емкостью 50А*ч. А питание контрольных цепей панелей управления ГПУ и главной панели управления ГПЭС организовано от источника бесперебойного питания UPS, который также имеет в своем составе блок аккумуляторных батарей. Емкость батарей не определена, так как UPS входит в комплект поставки ГПЭС.

Для распределения электроэнергии на площадке ГПЭС предусмотрены силовые питающие и распределительные электросети напряжением 6 и 0,4 кВ, а также цепи контроля и управления электроустановками. Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности. Силовые кабели напряжением 0,4кВ проверены на термическую устойчивость при коротких замыканиях. Для всех проводников выполнена проверка плотности тока нагрева и отклонения напряжения в нормальном и после аварийном режимах. Для номинального режима напряжение на источнике питания не превышает 5% от номинального напряжения. Все кабельные линии защищены от коротких замыканий установленными в распределительном устройстве токовыми осечками, максимальной токовой защитой. Минимальное сечение жил силовых, осветительных и контрольных кабелей принято 1,5 мм².

По периметру площадки установлены восемь прожекторных мачт с двумя прожекторами мощностью 400 Вт каждый, а в центре устанавливается одна мачта с шестью прожекторами мощностью по 400 Вт каждый. Управление освещением предусматривается как в автоматическом режиме, так и в ручном.

Пункт сдачи нефти (ПСН)

Назначение ПСН – накопление и коммерческий учет нефти, поступающей из УПН месторождения Кульжан и перекачка её в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара». Также на ПСН предусмотрено накопление воды из магистрального водопровода волжской воды АО «КазТрансОйл» и перекачка её на УПН месторождения Кульжан для

технологических нужд. Для чего на территории ПСН предусмотрены следующие технологические площадки и сооружения:

1. Площадка электроадвижек на входе в ПСН;
2. Площадка электроадвижек на входе в РВС;
3. Резервуарный парк хранения товарной нефти (Р-1,2) РВС-2000;
4. Площадка электроадвижек на выходе из РВС;
5. Насосная станция перекачки нефти (Н-1,Н-2,Н-3);
6. Площадка печей подогрева нефти (П-1,П-2);
7. Площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН) - КУУН блочного исполнения;
8. Площадка дренажной емкости (ЕП-1) – подземная дренажная емкость $V=63\text{м}^3$ для технологического опорожнения емкостей и аппаратов ПСН;
9. Площадка дренажной емкости (ЕП-2) – подземная дренажная емкость $V=5\text{м}^3$ для опорожнения технологических трубопроводов коммерческого узла учета нефти;
11. Площадка резервуаров воды (Р-4,5) РВС-1000 для хранения пожарного запаса воды и промежуточного хранения воды, предназначенной для перекачки на УПН месторождения Кульжан;
12. Насосная станция перекачки воды (Н-4, Н-5);
13. Площадка свечи продувочной.

Для обеспечения технологических связей между аппаратами и агрегатами на ПСН, предусмотрен ряд межплощадочных трубопроводов: нефтепроводы надземной прокладки на низких опорах, прокладка теплоносителя и прокладка трубопроводов дренажной системы предусмотрена подземной.

Нефть поступает в резервуарный парк ПСН. После отстоя в резервуарах ПСН, нефть поступает на насосы перекачки нефти ПСН. Далее нефть через подогреватели поступает на коммерческий узел учета нефти и далее в магистральный нефтепровод КТО.

Вода под давлением магистрального водопровода волжской воды КТО, поступает в резервуарный парк воды на ПСН, затем часть воды из резервуаров (исключая пожарный запас воды) поступает самотеком на насосы перекачки воды ПСН. Далее под давлением указанных насосов вода перекачивается на УПН м/р Кульжан.

Для подогрева нефти, на ПСН предусмотрены печи-подогреватели работающие на газу, для газоснабжения печей предусматривается газопровод.

Для поддержания положительных температур в резервуарах нефти и воды, в технологической схеме ПСН предусмотрена постоянная циркуляция теплоносителя (вода) путем постоянного отбора части теплоносителя из подогревателей нефти.

Полигон промышленных и бытовых отходов

Основное назначение полигона - сбор и захоронение производственных отходов, образующихся в результате производственной деятельности при ремонтных работах и при добыче нефти, с низким содержанием сырой нефти в пределах не более 15-16 %, а также отходов бурения. Полигон введен в эксплуатацию в 2008 году.

Срок хранения замазученного грунта, в пределах проектного объема содержания и относящиеся к 10- группе в данном полигоне устанавливается не более 5 лет. Годовое поступление буровых отходов не регламентируется, так как зависит от количества бурящихся скважин и может меняться в большую или меньшую сторону.

По состоянию на 01.09.2020 года фактическое накопление отходов на полигоне - нулевое. В 2014 году проведены строительно-монтажные работы по реконструкции 2-х карт полигона месторождения Кульжан.

После реконструкции 2-х карт полигона, предназначенные для отходов бурения составляет 2230 м³ каждая.

Площадь земельного отвода полигона составляет - 20387,1 м². Полигон представляет собой площадку прямоугольной формы размером 100 x 162,8 м.

Таким образом, на сегодняшний день средняя накопительная мощность полигона после реконструкции составляет:

- карта для сбора замазученного грунта – 1 шт. объемом 1800 м³;
- карта для сбора отходов бурения – 2 шт. объемом по 2230 м³ каждая, итого – 4460 м³ (после реконструкции);
- пруд испаритель – 1 шт., вместимостью 200 м³;
- карта для сбора ТБО – 1 шт., вместимостью 1400 м³;
- ванна для дезинфекции колес автотранспорта.

Для осуществления стока атмосферных вод в котлован (карт), подъездные площадки выполнены с небольшим уклоном в сторону котлована

Сбор и утилизация нефти и атмосферных осадков с внутренней поверхности карты замазученного грунта осуществляется посредством откачки передвижными насосными агрегатами. Вода с карты не утилизируется, а перекачивается в пруд - испаритель и испаряется естественным путем. Также вода из пруда - испарителя при необходимости может использоваться для пылеподавления при профилактических работах на кольцевой дороге и увлажнения бытовых отходов и присыпного грунта в карте ТБО.

После реконструкции карта для сбора отходов бурения прямоугольная в плане с габаритными размерами 54,0 x 16,0 м (по дну котлована) глубиной 2.4 метра относительно планировочной отметки гребня обвалования.

Со всех сторон карта отходов бурения имеет защитное обвалование из насыпного грунта высотой 1.0 м. Внутренний уклон откоса составляет 1:2.3, ширина гребня вала равняется 10 метров.

Верхнее рабочее покрытие и покрытие боковых откосов приняты из железобетонных плит для аэродромных покрытий ПАГ-20, так как по технологии работы полигона предусмотрено движение тяжелых (груженых) машин и бульдозера.

Твердое покрытие поверхности карт принято также для предотвращения проникновения загрязненных атмосферных осадков с откосов и дна в тело полигона.

Устройство противодиффузионного экрана карт (основание, откосы, съездная дорога) после реконструкции представляет собой:

1. Покрытие дна карты и откосы выполнены из железобетонных плит для аэродромных покрытий ПАГ-20 и частично из армированного монолитного бетона класса В 12,5;

2. Защитный слой из песка фракцией не более 3 мм толщиной 200мм;
3. Полиэтиленовая пленка толщиной 0,4мм с контактной сваркой стыков;
4. Подстилающий слой из песка фракцией не более 3мм, толщиной слоя песка 100мм;
5. Глиняный экран из пластичной глины. Коэффициент уплотнения глины составляет не менее 0.94. Коэффициент фильтрации составляет не более 10^{-7} см/с.

По данным геологических изысканий, грунты, залегающие под дном полигона, имеют коэффициент фильтрации, значительно превышающий 10^{-7} см/с. На основании этого, в нижнем слое предусмотрен экран из уплотненной глины с коэффициентом фильтрации не более 10^{-7} см/с.

В результате принятой конструкции защитного слоя карта имеет три уровня защиты:

- 1 уровень - твердое покрытие дна и по откосам (защита от повреждения тела площадки);
 - 2 и 3 уровни - пленка и глина (защита от проникновения нефтяных осадков в грунт).
- Ограждение*

При реконструкции проведен демонтаж существующего ограждения полигона, выполненного из металлической сетки "Рабица" высотой 2.6м по стойкам из отработанных труб $d=114$ мм, шаг опор 3м.

Проектируемое ограждение полигона выполнено из стальной проволоки $\varnothing 5$ мм по металлическим столбам изготовленных из отработанных насосно-компрессорных труб высотой 2,5 м по всему периметру площадки с распашными воротами, шириной 4,5 метров для заезда автотранспорта. Ограждение защищает проникновение бродячего скота на территорию полигона.

3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Всего на объектах месторождения Кульжан выброс будет осуществляться:

2027 г. – всего **185** источников загрязнения атмосферы, из которых **82** источников ЗВ являются организованными источниками и **103** источников ЗВ – неорганизованными.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются следующие площадки:

- Вахтовый поселок;
- Групповая замерная установка (ГЗУ-1);
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Компрессорная станция (КС);
- Блок измерительных линий (БИЛ);
- Полигон промышленных отходов;

- Площадка электрогазогенераторной установки (ЭГГ);
- Эксплуатация скважин;
- Пункт сбора нефти.

4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

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

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.

5. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТОО «MEERBUSCH»

Организация мониторинговых работ на объектах ТОО «Meerbusch» 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 «Meerbusch» и оценке факторов воздействия на окружающую среду, возникающих при выполнении операций, запланированных на 2026 год, перечень компонентов окружающей среды, за которыми предполагается вести мониторинговые наблюдения, включает:

- Мониторинг атмосферного воздуха;
- Мониторинг водных ресурсов;
- 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 Кульжан будет осуществляться на территории полигона (по четырем сторонам света), 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 ГЗУ-1 (с наветренной и подветренной стороны), на площадке Бил (с наветренной и подветренной стороны), на площадке ЭГГ (с наветренной и подветренной стороны), на площадке КС (с наветренной и подветренной стороны). В рамках мониторинга воздействия также предусмотрены подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 и на УПН 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 и диоксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C ₁ -C ₅ Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ Углерод (сажа)	Ежеквартально
Территория вахтового поселка (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		Ежеквартально
Территория нефтепромысла – 4 точки (наветренная и подветренная сторона)		Ежеквартально
Подфакельные наблюдения		
Подфакельные наблюдения на ГЗУ-1 (100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны	Оксид и диоксид азота Метан Оксид углерода Углерод (сажа)	Ежеквартально
Подфакельные наблюдения на УПН		

(100м, 500м, 1000м) с подветренной стороны		
Фоновые исследования		
Фоновая исследования на территории полигона – 1 точка	Оксид и диоксид азота Метан Диоксид серы Сероводород Оксид углерода Углеводороды предельные C ₁ -C ₅ Углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀ Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ Углерод (сажа)	Ежеквартально
Фоновая исследования на территории вахтового поселка – 1 точка		Ежеквартально
Фоновая исследования на Территории нефтепромысла – 1 точка		Ежеквартально

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	МВИ М-МВИ-173-06	ДАГ-510
Азота оксид	МВИ М-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углерод	МВИ М-МВИ-173-06	ДАГ-510

Сера диоксид	МВИ М-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углерод оксид	МВИ М-МВИ-173-06	ДАГ-510
Углеводороды	Экспресс метод	ГАНК-4
Оксид углерода	Экспресс метод	ГАНК-4
Диоксид серы	Экспресс метод	ГАНК-4
Оксид азота	Экспресс метод	ГАНК-4
Сероводород	Экспресс метод	ГАНК-4
Сажа	Экспресс метод	ГАНК-4
Метан	Экспресс метод	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	ГАНК 4	1 раз в течение 5 мин
Температура окружающей среды, °С	Термометр ртутный ТЛ-5	1 раз в течение 5 мин
Скорость ветра, м/сек	Анемометр, показывающий АП1М1	3 раза
Направление ветра, град.	Компас	3 раза
Влажность воздуха, %	ГАНК-4	1 раз в течение 5 мин

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

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 поверхностных вод не предусматривается, так как в районе проведения работ поверхностных рек и водоемов не имеется.

Контроль качества подземных вод будет проводиться с наблюдательной сети предприятия.

Мониторинговая сеть на территории месторождения «Кульжан» состоит из 7 наблюдательных скважин, из которых 2 скважины (№№1,2) расположены в юго-западной части месторождения, 2 скважины (№№3,4) в области наибольшей производственной нагрузки на окружающую среду нефтяные скважины, 3 скважины (№№5-7) расположены по периметру полигона промышленных отходов. В 2019 году на месторождении были проведены работы по прочистке существующих мониторинговых скважин, а также бурению новых 4 скважин: №№8-9 в районе УПН, №10-11 в районе полей испарения. Бурение новых скважин предусмотрено «Рабочим проектом на строительство сети наблюдательных скважин в пределах месторождения Кульжан». Координаты гидронаблюдательных скважин представлены в таблице ниже.

Таблица 5.4. Координаты гидронаблюдательных скважин

	Координаты	
--	------------	--

Номера скважин	X	Y	Абсолютная отметка устья, м
1	5100776	10289549	-15,44
2	5101001	10286449	-12,41
3	5102287	10291160	-12,4
4	5102819	10293545	-12,51
5	5101450	10287965	-12,7
6	5101538	10288022	-11,41
7	5101545	10287908	-12,7
8	5102693	10291691	-11,40
9	5102659	10291015	-11,45
10	5101280	10291211	-10,90
11	5101285	10291039	-11,20

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 на границе СЗЗ -2 скважины (№№1,2 юго-западной части месторождения)	Уровень воды, м Температура воды, °С 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, Фосфор, Медь, Кадмий, Свинец, Цинк.	2 раза в год
Наблюдательные скважины на территории месторождения – 2 скважины (№№3,4)			2 раза в год
Наблюдательные скважины по периметру полигона – 3 скважины (№№5-7)			
Наблюдательные скважины в районе УПН – 2 скважины (№№8-9)			
Наблюдательная скважина в районе полей испарения – 2 скважины (№№10-11)			

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 соответствии 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	ГОСТ 26449.1-85	рН-метр Seven Easy Mettler Toledo
Жесткость общая	ГОСТ 26449.1-85	титриметрический
Азот аммонийный	СТ РК ИСО 7150-1-2013	Спектрофотометр UNICO-S2100
Сухой остаток	ГОСТ 26449.1-85	Весы лабораторные AB- 204C «MettlerToledoGmbH»
Кальций	ИСО 11885:2007	Спектротометр эмиссионный с индуктивно-связанной плазмой Varian 720-ES 00000118
Магний		
Натрий		
Калий		
Железо общее		
Фосфор		
Медь		
Кадмий		
Свинец		
Цинк		
СПАВ	СТ РК 2015-2010	Спектрофотометр UNICO-S2100
Нефтепродукты	СТ РК 2328-2013	Анализатор жидкости «Флюорат -02»
ХПК	СТ РК 1322-2005	Титриметрический
БПК ₅	СТ РК ИСО 5815-2010	Титриметрический
Фенолы	СТ РК 2359-2013	Анализатор жидкости «Флюорат -02»
Хлориды	ГОСТ 26425-85	Титриметрически
Сульфаты	ГОСТ 26426-85	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 аридностью пустынной зоны, рельефом, высоким подстиланием 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 перевыпасом, заготовкой растительного материала местным населением. По агропроизводственной 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	2 раза в год
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		2 раза в год
Территория вахтового поселка- 1 точки		2 раза в год
Площадка ПСН – 1 точка		2 раза в год
Площадка УПН – 1 точка		2 раза в год
Площадка ГЗУ – 1 точка		2 раза в год
Площадка БиЛ – 1 точка		2 раза в год
Площадка ЭГГ – 1 точка		2 раза в год
Площадка КС – 1 точка		2 раза в год
На площадках нагнетательных скважин №№ - по 1 точка		2 раза в год

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	ГОСТ ИСО 22036-2014	Спектрометр эмиссионный с индуктивно-связанной плазмой Varian 720- ES
Кобальт		
Никель		
Медь		
Свинец		
Цинк		
Нефтепродукты	МВИ № 03-03-2012	Анализатор жидкости «Флюорат – 02-3 М»

** 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 Кульжан;

- 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 по договору.

Твердые бытовые и производственные отходы будут временно накапливаться в пределах промплощадки, по мере накопления будут вывозиться специализированной компанией 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 5.8 Отходы, образуемые при производственной деятельности предприятия

№	Вид отходов	Место временного хранения	Удаление отходов
1	Шлам от капитального ремонта скважин	Емкость для сбора шлама	Вывоз согласно договору со сторонней организацией
2	Нефтешлам		
3	Буровые отходы		
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 из-под 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	

№	Вид отходов	Место временного хранения	Удаление 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	Пищевые отходы	Контейнеры	
19	Бумага и картон	Собирается отдельно (контейнеры для макулатуры).	
20	Орг.техника списанное электрическое и электронное оборудование	Склад Участок ПБК	
21	Пластмассы	Металлический контейнер	
22	Отработанные батареи	Контейнеры для батареи	

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
<i>1. Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения</i>		

Точки контроля	Контролируемые параметры	Периодичность контроля
- Территория вахтового поселка - Основные оборудования на производственных объектах ГЗУ-1, УПН, БИЛ, ПСН, ЭГГ, КС. - Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)	Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	2 раза в год
2. Радиационный контроль почвенного покрова		
Территория полигона (4 точки по сторонам света)	Удельная активность радионуклидов: - Радий-226 (Ra-226), - Торий-232 (Th-232), - Калий-40 (K-40), - Цезий-137 (Cs-137); - Эффективная удельная активность	2 раза в год
Граница СЗЗ месторождения (4 точки по сторонам света)		2 раза в год
Территория вахтового поселка -1 точка		2 раза в год
Площадка ПСН – 1 точка		2 раза в год
Площадка УПН – 1 точка		2 раза в год
Площадка ГЗУ – 1 точка		2 раза в год
Площадка БИЛ – 1 точка		2 раза в год
Площадка ЭГГ – 1 точка		2 раза в год
Площадка КС – 1 точка		2 раза в год
На площадках нагнетательных скважин – 1 точка		2 раза в год
3. Радиационный контроль подземных вод		
Сеть наблюдательных скважин	Суммарная α-, β- активность	2 раза в год

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 аттестованной 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 метод контроля будут изменены на данные аккредитованной лаборатории, выбранной согласно конкурсу.

5.7. Мониторинг шума и вибрации

Определение уровня шума и вибрации предусматривает проведение на устья скважин и основных оборудования на производственных объектах ГЗУ-1, УПН, БИЛ, ПСН, ЭГГ, КС.

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	Шум и вибрация	2 раза в год
Основные оборудования на производственных объектах ГЗУ-1, УПН, БиЛ, ПСН, ЭГГ, КС.	Шум и вибрация	2 раза в год
Граница СЗЗ – 4 точки по сторонам света	Шум и вибрация	2 раза в год

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 преусилитель 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
Шум и вибрация	В соответствии с РЭ	Измеритель шума и вибрации ВШВ-003-3М

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

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 «Meerbusch».

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, согласно ЭК РК, организация берет на себя обязательства попроведению 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.

7. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

7.1. Внутренние проверки

В соответствии с Экологическим кодексом РК ТОО «Meerbusch» 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 «Meerbusch» 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	Ежеквартально	Эколог

№	Документы и намечаемые работы	Краткое описание работ	Периодичность	Ответственное лицо
		законодательство. Проверка выполнения предписаний контролирующих органов		
5.	Выполнение особых условий природопользования	Проверяется выполнение особых условий и рекомендаций, содержащихся в выданном разрешении на эмиссии в окружающую среду	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 непринятия должностным лицом мер по устранению выявленных в ходе внутренней проверки несоответствий, руководителем предприятия принимаются меры в соответствии с действующим трудовым законодательством Республики Казахстан.

8. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЁТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ

Отчет по результатам производственного экологического контроля представляется по форме согласно приложению к «Правилам разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля» К отчету производственного экологического контроля предусматривается пояснительная записка о выполнении работ, составляемая природопользователем в произвольной форме.

Отчётность о выполнении программы производственного экологического контроля и пояснительная записка к нему представляется в уполномоченные органы в области охраны окружающей среды в соответствии с графиком.

График предоставления периодических отчётов:

- Отчёт по мониторингу выбросов в атмосферу, представляется ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу отходов, представляется ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу почвенного покрова, представляется ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по радиационному мониторингу, представляется ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу воздействия на границе санитарно-защитной зоны (атмосферный воздух, водные ресурсы, почвенный покров), представляется ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом.

9. ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

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

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 и 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.

10. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В организационной структуре ТОО «Meerbusch» 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 и 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.

11. МЕХАНИЗМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Производственный мониторинг окружающей среды будет проводиться аккредитованной лабораторией.

Определение концентраций загрязняющих веществ будет осуществляться по утвержденным методикам на оборудовании, внесенном в Госреестр РК.

Механизмы обеспечения качества инструментальных измерений будут достигаться следующим образом:

- Методики выполнения измерений будут аттестованы;
- Средства измерений будут иметь сертификаты, свидетельствующие о внесении их в реестр РК;
- Оборудование будет иметь свидетельство о поверке;
- Персонал лаборатории будет иметь соответствующие квалификации;
- В лаборатории будет проводиться внутренний контроль точности измерений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТОО «Meerbusch» в 2027 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 ТОО «Meerbusch» на 2027 год, 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. ГОСТ 17.2.3.01. 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. ГОСТ 17.0.0.02 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 (СТ СЭВ 3078) 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.

Лицензия

23013789



ЛИЦЕНЗИЯ

14.06.2023 года

02667P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Construction NS"
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау,
Микрорайон 17, дом № 20, 21
БИН: 010740010777

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

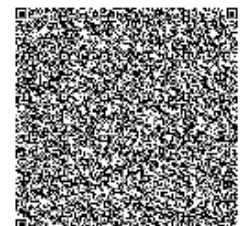
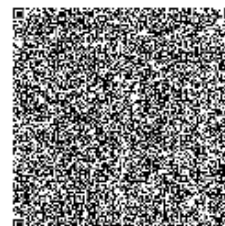
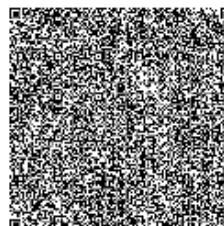
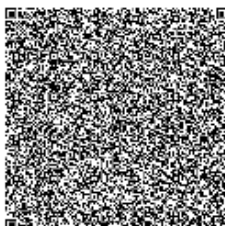
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Астана



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 02667Р

Дата выдачи лицензии 14.06.2023 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**Товарищество с ограниченной ответственностью "Construction NS"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 17, дом № 20, 21, БИН: 010740010777

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база**Республика Казахстан, г.Актау, 17 мкр, 20 дом, офис No21**

(местонахождение)

