

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Таблица 1. Общие сведения о предприятии	6
Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления.....	7
Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов в 2026 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.....	13
Таблица 6. Сведения о газовом мониторинге.....	22
Таблица 7. Сведения по сбросу сточных вод	22
Таблица 8. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха	23
Таблица 9. График мониторинга воздействия на водном объекте	23
Таблица 10. Мониторинг уровня загрязнения почвы	23
Таблица 11. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства	24
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	25
ГЛАВА 2. КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	Ошибка! Закладка не определена.
ГЛАВА 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	Ошибка! Закладка не определена.
3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	Ошибка! Закладка не определена.
3.2. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	Ошибка! Закладка не определена.
4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА	36
5. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТОО «MEERBUSCH»	Ошибка! Закладка не определена.
5.1. Мониторинг воздушного бассейна.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.2. Мониторинг водных ресурсов.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.3. Мониторинг почвенного покрова	Ошибка! Закладка не определена.
5.4. Мониторинг растительного и животного мира	Ошибка! Закладка не определена.
5.5. Мониторинг отходов производства и потребления...	Ошибка! Закладка не определена.
5.6. Радиационный мониторинг.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.7. Мониторинг шума и вибрации.....	Ошибка! Закладка не определена.
6. МОНИТОРИНГ В ПЕРИОД НЕШТАТНЫХ (АВАРИЙНЫХ) СИТУАЦИЙ	Ошибка! Закладка не определена.

7. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.1. Внутренние проверки.....	Ошибка! Закладка не определена.
7.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства	Ошибка! Закладка не определена.
8. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЁТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ	Ошибка! Закладка не определена.
9. ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ	Ошибка! Закладка не определена.
10. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	Ошибка! Закладка не определена.
11. МЕХАНИЗМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	Ошибка! Закладка не определена.
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.	39

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 «Sherqala Petroleum» 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 Северное Придорожное.

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 «Sherqala Petroleum»	471010000	Каракиянский район, Мангистауская область. СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	140940016254	06100	добыча углеводородного сырья на месторождении Кульжан	ТОО «Sherqala Petroleum» 130000, Мангистауская область, город Актау, 9А мкр. б/ц «K7 GROUP». Телефон – 8700 430 8075.	1 категория, на 2026 год плановые объемы добычи нефти и газа составляют: нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.

Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления

Месторождение Кульжсан

Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4
Промасленная ветошь	15 02 02*	0,1613	Обслуживание/ обтирка производственного оборудования
Металлолом	16 01 17	0,9	Обработка металлических деталей
Полисульфиды	05 01 16	2,75	образуются в результате реакции
Замазученный грунт	010505*	30	Образуются в процессе проведения буровых работ
Буровой шлам	01 05 05*	170	Образуются в процессе буровых работ, КРС
ОБР	01 05 06*	134	Образуются в процессе буровых работ КРС
Отработанное масло	16 07 08*	0,285	Замена масла при работе спецтехники, дизель-электростанций, компрессорной станции
Используемая тара	15 01 10*	0,4	Проведение окрасочных работ
Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,0015	Проведение сварочных работ
Коммунальные (твёрдо-бытовые) отходы	20 03 01	11,93	Жизнедеятельность персонала

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

Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов в 2026 году

№	Наименование показателей	Всего
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	77
2	Организованных, из них:	34
	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:	34
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	17
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	17
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	43

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

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти	0001	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти	0003	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	Ежеквартально

					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Факел	0007	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Водогрейная установка	0016	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Котел Buran Boiler	0017	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Котел Buran Boiler	0018	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн;		0020	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Ежеквартально

	газ –1,389 млн. м3.	Котел Buran Boiler			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти УН 0,2 скв 4	0021	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти УН 0,2 скв 13	0022	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти УН 0,2 скв 14	0023	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Печь подогрева нефти УН 0,2 скв 51	0024	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	Ежеквартально

					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Дизель-генератор 400 кВт	0029	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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); Растворитель РПК-265П) (10)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Дизель-генератор 100 кВт	0030	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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); Растворитель РПК-265П) (10)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн;	Подъемный агрегат	0032	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Ежеквартально

	газ –1,389 млн. м3.				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)	
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Подъемный агрегат	0033	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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); Растворитель РПК-265П) (10)	Ежеквартально
Северное Придорожное	нефть- 10,200тыс. тонн; газ –1,389 млн. м3.	Цементировочный агрегат	0034	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	Ежеквартально

					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)	
--	--	--	--	--	--	--

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
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0002	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0004	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Дренажная емкость 8м3	0005	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Стояк налива нефти	0006-0008	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	

Северное Придорожное	Резервуар РГС	0009-0011	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Дренажная емкость 8м3	0012	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Дренажная емкость 8м3	0013	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0015	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Дренажная емкость 8м3	0019	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0025	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0026	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0027	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Продувочная свеча печи	0028	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Горелка ребойлера	0031	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	

				Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины №3	6001	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины №4	6002	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины № 12Д Площадка устья скважины № 13	6003 6004	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины № 50	6005	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины № 51	6006	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка устья скважины № 52	6007	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Насос нефти	6008-6011	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Площадка замерной установки	6012	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка замерного трапа	6013	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка печи подогрева нефти	6014	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка горизонтального нефтегазового сепаратора	6015	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка горизонтальных резервуаров	6016	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка насосов нефти	6017	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка дренажной емкости	6018	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	

				Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка стояка налива нефти	6019	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка вертикального газового сепаратора	6020	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка факела	6021	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Насос нефти	6022	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Насос нефти	6023	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Насос нефти	6024	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

Северное Придорожное	Площадка узла учета нефти	6025	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка прубера подогрева нефти	6026	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка печи подогрева нефти	6027	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка дренажной емкости	6028	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка горизонтальных резервуаров	6029	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64)	

				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка насосов нефти	6030	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка дренажной емкости	6031	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка стояка налива нефти	6032	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка очистки газа от серосодержащих компонентов	6033	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Площадка системы осушки газа и регенерации гликоля	6034	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	
Северное Придорожное	Регулятор давления 21С10НЖ	6035	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Узлы газа ДУ 150 Ру 40, Ру 1,6	6036	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Северное Придорожное	Работа автокрана	6037	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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)	
Северное Придорожное	Планировочные работы бульдозером	6038	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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)	
Северное Придорожное	Емкость для приготовления бурового раствора	6039	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Северное Придорожное	Емкость для хранения дизтоплива №1, №2	6040	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Северное Придорожное	Емкость для сбора и хранения пластовой жидкости	6041	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	

Северное Придорожное	Приготовление цементного раствора	6042	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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)	
Северное Придорожное	работа бульдозера	6043	СШ 43°31'6", ВД 51°59'20"	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)	

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
-					

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
-	-	-	-	-

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

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

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
Точка №1	Нефтепродукты	100	ежегодно	инструментальный
Точка №2	Нефтепродукты	100	ежегодно	инструментальный
Точка №3	Нефтепродукты	100	ежегодно	инструментальный
Точка №4	Нефтепродукты	100	ежегодно	инструментальный

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

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	2	3
1	Проверка соблюдения персоналом правил обращения с отходами, недопущение распространения отходов по территории предприятия	Ежедневно
2	Проверка правильности и регулярности предоставления отчетов о выполнении программы производственного экологического контроля	Ежеквартально

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование компании: ТОО «Sherqala Petroleum»

Юридический и фактический адрес:

130000, Мангистауская область,
город Актау, 9А мкр. б/ц «K7 GROUP».

В административном отношении нефтяное месторождение Северное Придорожное расположено на территории Каракиянского района Мангистауской области.

Месторождение «Северное Придорожное» расположено в юго-западной части равнинного Мангышлака вблизи северо-восточного борта впадины Карагие.

Районный центр – поселок Курык находится в 46 км на юго-восток от месторождения. Областной центр город Актау – в 69 км к западу. Ближайший населенный пункт – рабочий поселок Жетыбай – в 10 км на восток.

Рядом с месторождением проходит асфальтированное шоссе «Актау-Жанаозен». Местность слегка всхолмленная равнина-плато. Альтитуды рельефа изменяются от «плюс» 128 до «плюс» 141 м.

В 20 км к югу от месторождения «Северное Придорожное» проходит железнодорожная магистраль, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России. Через территорию месторождения проходят магистральный газопровод и нефтепровод Жанаозен – Атырау - Самара, трубопроводы морской и пресной воды Актау - Жанаозен, ряд нефтепроводов местного значения.

Согласно Приложения 2 ЭК РК раздела 1, п.1. пп.1.3, проектируемый объект на период эксплуатации отнесен к I категории, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов.

ТОО «Sherqala Petroleum» является недропользователем месторождения Северное Придорожное, расположенного на территории Мангистауской области, на основании Контракта на добычу углеводородов № 5300-УВС от 14.12.2023 г., со сроком действия Контракта до 14.12.2048 г.

На площади месторождения промышленные объекты, здания и сооружения отсутствуют. Площадь контрактной территории – 3,48 кв.км.

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Месторождение Северное Придорожное

ТОО «Sherqala Petroleum» является недропользователем месторождения Северное Придорожное, расположенного на территории Мангистауской области, на основании Контракта на добычу углеводородов № 5300-УВС от 14.12.2023 г., со сроком действия Контракта до 14.12.2048 г.

В настоящее время разработка месторождения Северное Придорожное осуществляется на основании проектного документа - «Проекта разработки месторождения Северное Придорожное», с утвержденными технологическими показателями с 2025 года до конца рентабельного периода (Протокол ЦКРР РК № 55/7 от 3 октября 2024 г.).

В 2024 г. на основании утверждённого проектного документа была разработана и согласована с Рабочей группой МЭ РК «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Северное Придорожное на 2025–2026 гг.», с технологическими показателями на 2025 год (Протокол РГ № 26/1 от 29.11.2024 г.).

В настоящей Программе с технологическими показателями на 2026 г. рассмотрены текущее состояние разработки месторождения Северное Придорожное, технология сбора и подготовки нефти и газа, уточнены прогнозные объёмы потребления сырого газа на собственные нужды и объёмы технологически неизбежного сжигания газа, а также составлен Баланс газа по месторождению на 2026 г.

В 2012 г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северное Придорожное», утвержден Протоколом ГКЗ РК № 1178-12-У от 26.04.2012 г.

Таблица 1.3. Запасы нефти и растворенного газа м. Северное Придорожное

Запасы	Нефти, тыс. т		Растворенного газа, млн. м ³	
Категория	Геологические	Извлекаемые	Геологические	Извлекаемые
B+C ₁	2780	650	377	148
C ₂	164	18	22	4

Исследование состава и свойств нефти и газа месторождения Северное Придорожное проводилось с начала геологоразведочных работ. Лабораторные исследования выполнялись в лабораториях АО «КазНИПИнефть» и АО «НИПИнефтегаз» г. Актау.

В целом, месторождение Северное Придорожное изучено по результатам исследования 10 глубинных проб нефти, а также 25 проб дегазированной нефти в поверхностных условиях (включая 11 проб после дегазации и 14 устьевых проб). Состав и свойства растворенного газа исследовались по 7 устьевым пробам.

Таблица 1.4. Свойства нефти в поверхностных условиях м. Северное Придорожное

Наименование	Количество		Диапазон изменений	Среднее значение
	скв.	проб		
Плотность нефти, г/см ³	5	24	0,808-0,846	0,828
Вязкость нефти, мПа*с				
при 50 °С	5	15	4,7-18,8	9,4
при 60 °С	5	16	3,4-12,9	5,5
Температура застывания, °С	5	16	27-47	38
Содержание в нефти, % масс.				
Серы	5	11	0,01-0,11	0,03
асфальтенов и смол	5	10	1,0-6,1	3,9
Парафина	5	13	17,0-27,6	23,5
Объемный выход фракций, % об.				
температура начала кипения, °С	5	13	61-120	89
до 100 °С	5	10	0,5-7,0	2,6
до 150 °С	5	16	3,0-15,5	7,1
до 200 °С	5	16	6,0-22,7	14,9
до 250 °С	5	16	16,0-34,5	24,4
до 300 °С	5	16	28,0-65,6	38,3

По состоянию на 01.08.2025 г. общий фонд пробуренных скважин на месторождении Северное Придорожное составляет 10 единиц. Распределение фонда скважин представлено в таблице 3.2.

Таблица 1.5. – Фонд скважин м.р. Северное Придорожное по состоянию на 01.08.2025 г.

№ п/п	Фонд	Номера скважин	Кол-во
1	Эксплуатационный фонд, в том числе:	3, 4, 13, 51	4
1.1	Действующие	13	1
1.2	Бездействующие	3, 4, 51	3
1.3	В процессе КРС	3	1
1.4	В консервации (ожидание КРС)	12D, 14, 50, 52	4
2	Ликвидированный фонд	5, 12	2
Общий фонд			10

Таблица 1.6. Прогнозные объемы добычи нефти и газа по месторождению на 2026 г.

Год	Добыча нефти, тыс. т	Добыча газа, млн м ³
2026	10,2	1,389

КРС — это капитальный ремонт скважин. Это вид ремонтных работ, выполняемых в нефтегазовой отрасли для восстановления, улучшения или изменения состояния скважины. КРС относят к наиболее сложным видам ремонта, так как он затрагивает конструкцию и оборудование скважины на значительную глубину.

Основные цели:

- устранение аварий и неисправностей оборудования в скважине;
- восстановление герметичности обсадных колонн;
- ликвидация аварийных объектов (обрыв труб, прихват и др.);
- перевод скважины на другой объект (пласт);
- увеличение дебита или подготовка к дальнейшей эксплуатации.

График проведения КРС на месторождении Северное Придорожное в 2026 гг.

№ скважины	Начало КРС	Окончание КРС	Начало освоения	Ввод в эксплуатацию
Скважина №52	1 полугодие 2026	2 полугодие 2026		
			2 полугодие 2026	2 полугодие 2026
Скважина №14	1-е полугодие 2026			
		1-е полугодие 2026	1-е полугодие 2026	1-е полугодие 2026

Существующая система сбора и подготовки нефти и газа

Сбор и подготовка нефти и газа на месторождении Северное Придорожное организованы по герметичной централизованной схеме, с учетом технологических, экономических и экологических требований.

Технологический процесс внутрипромыслового сбора, транспорта, замера и подготовки скважинной продукции на месторождении осуществляется следующим образом:

Нефтегазовая смесь из добывающих скважин по выкидным трубопроводам Ø80 мм за счет избыточного устьевого давления от каждой скважины поступает в блок гребенки (манифольд) на площадке групповой замерной установки (ГЗУ), расположенной на установке сбора и подготовки нефти и газа (УСПНиГ). Путем переключения запорных арматур на манифольде осуществляется поочередный замер суточной добычи каждой скважины с подачей газожидкостной смеси (ГЖС) в замерной нефтегазовый сепаратор ГС-1. Продукция остальных скважин в общем потоке по трубопроводу Ø150 мм направляется в горизонтальные нефтегазовые сепараторы Е-1/Е-2, типа НГС-1,0-3000, для сбора и последующей откачки на подготовку.

Поток ГЖС одной скважины из манифольда, проходя по линии Ø100 мм, поступает в вертикальный нефтегазовый сепаратор ГС-1 для сепарации попутного нефтяного газа. Объем выделившегося из сепаратора ГС-1 попутного нефтяного газа замеряется газовым счетчиком, установленным на линии выхода газа из сепаратора. Объем жидкости замеряется счетчиком жидкости, установленным на линии выхода жидкости из сепаратора ГС-1. После замеров жидкость с газом вновь соединяются в один трубопровод и сырье, объединившись с продукцией остальных скважин, подается на УПН для дальнейшей подготовки.

ГЖС от ГЗУ по трубопроводу Ø150 мм поступает в один из 2-х параллельно работающих нефтегазовых сепараторов Е-1/Е-2 типа НГС-1,0-3000, объемом 50 м³ каждый, где осуществляется отделение попутного газа, пластовой воды и механических примесей от нефти. Отделившийся попутный газ через верхние патрубки сепараторов Е-1/Е-2, объединившись в газосборную трубу Ø150 мм, направляется к вертикальному газовому сепаратору ГС-2 типа ГС П-4-1200, находящемуся на площадке установки подготовки газа (УПГ), для очистки газа от углеводородного конденсата и механических примесей.

Нефть из сепараторов Е-1/Е-2 с помощью поршневых насосов Н-1 и/или Н-2, Н-3 типа НБ-50 проходит через печи подогрева нефти П-1 и/или П-2 типа ПП-0,63, перекачивается в технологические емкости Е-3 и/или Е-4 типа ГЭЭА 1-100, объемом 100 м³ каждый.

После откачки жидкости из сепараторов Е-1/Е-2 до минимального рабочего уровня, запорные арматуры на выходе нефти из аппаратов закрываются и производится набор ГЖС. При этом отделившийся от жидкости газ продолжает направляться по схеме на УПГ.

Нефть, набранная в Е-3 (Е-4), подвергается циркуляции по схеме: Е-3 (Е-4) Н-1 (Н-2, Н-3) П-1 (П-2) Е-3 (Е-4) на протяжении 1,5-2 часов. Нефть в П-1 (П-2) нагревается до температуры ~ 60-70 °С. Циркуляция нефти с нагревом является способом ее подготовки для обезвоживания и обессоливания. При нагреве снижается вязкость нефти, что способствует эффективному разделению воды и солей. Это позволяет каплям воды легче сливаться друг с другом, укрупняться и утяжеляться, и отделяться от нефти за счет большего удельного веса.

После завершения циркуляции, нефть отстаивается в Е-3 (Е-4) в течение 2-2,5 часов, с последующим сбросом подтоварной воды в подземную дренажную емкость ЕД-1.

Далее, после отстоя, из Е-3 (Е-4) производится отбор проб нефти для проведения физико-химических анализов. При положительных результатах нефть с помощью насоса Н-4 типа НБ-125ИЖ перекачивается в товарную емкость Е-5 типа ГЭЭА 1-100, объемом 100 м³. В случае превышения допустимых параметров нефть из Е-3 (Е-4) подвергается повторной подготовке как указано выше.

Из емкости Е-5 с помощью насоса Н-4 производится налив товарной нефти в нефтевозы для последующей реализации или транспортировки на Установку сдачи нефти (УСН), находящуюся в 10-ти км от месторождения Северное Придорожное. Перед наливом нефть подогревается в печах П-1 (П-2) до температуры ~45-50°С для поддержания текучести. Налив товарной нефти производится с наливного стояка. Учет количества налитой в нефтевозы товарной нефти производится с помощью корриолисового массомера марки ЭМИС-МАСС 260, установленного в приемке на линии Ø100 мм после печей П-1 (П-2).

Параллельно во время процессов подготовки и отгрузки нефти в емкости Е-1 (Е-2) продолжает поступать ГЖС из скважин. Таким образом обеспечивается непрерывный технологический процесс.

В настоящее время УСН не эксплуатируется по причине несоответствия приборов узла учета требованиям технических условий АО «КазТрансОйл», а также необходимости немалых капитальных вложений.

Фактически нефть реализуется на малотоннажный НПЗ (резидент РК).

Газ из вертикального газового сепаратора ГС-2 типа ГС П-4-1200 после глубокой осушки используется в качестве топлива для работы печей подогрева нефти и котлов модели «Buran Boiler», предназначенных для подогрева воды, обогрева помещений и других бытовых объектов в вахтовом поселке.

Также на объекте УСПНиГ предусмотрена емкость пожарной воды с подогревом типа ВГУ объемом 50 м³, где осуществляется накопление и подогрев пожарной воды в холодный период года, при отрицательной температуре окружающего воздуха. Топливом для ВГУ является попутный газ.

Дренаж из технологических сетей (трубопроводов) и резервуаров поступает в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-16-2000-1-1.

Технологическая схема УСПНиГ Северное Придорожное представлена на рисунке 2. Технологическая схема УСН представлена на рисунке 3.

Кроме того, на месторождении Северное Придорожное была построена установка подготовки газа (УПГ), предназначенная для подготовки и доведения качества газа до требований СТ РК 1666-2017.

Проектная мощность УПГ составляет 14,892 млн м³/год (40 800 м³/сут).

УПГ была введена в эксплуатацию в декабре 2007 г. в следующем блочном составе:

- блок очистки газа от сероводорода (БОГ);
- блок осушки газа и регенерации гликоля (БОГиРГ);
- блок компрессорных станций (БКС);
- блок факела совмещенного (БФС);
- газопровод протяженностью 669 м, Ø150 мм.

Очистка попутного газа от серосодержащих компонентов осуществляется мокрым способом с применением барботажной колонны и жидкого нейтрализатора сероводорода «СульфаКон-103» (формула и химический состав «СульфаКон-103» являются коммерческой тайной производителя). БОГ состоит из барботажной колонны типа БК-1,0-25.00.000, поточного анализатора содержания сероводорода, циркуляционных насосов, печи подогрева нейтрализатора; емкости нейтрализатора и емкости для отработанного раствора.

Процесс очистки газа от серосодержащих компонентов осуществляется следующим образом: попутный газ поступает в нижнюю часть барботажной колонны, которая на 2/3 заполнена жидким нейтрализатором сероводорода. В колонне при тесном контакте газа с нейтрализатором происходит избирательная реакция между ионами сероводорода и активными веществами раствора. Далее очищенный от кислых компонентов газ проходит через поточный анализатор содержания сероводорода в газе и поступает на установку осушки газа гликолем.

Для поддержания температуры в барботажной колонне на уровне +25+30 оС в схеме предусмотрен отбор нейтрализатора с нижней части колонны циркуляционными насосами и подача его через печь подогрева типа УНТ-0,2 в среднюю часть колонны. В результате реакции нейтрализации сероводорода образуются водорастворимые соединения, которые классифицируются как полисульфиды.

Осушка попутного газа на УПГ осуществляется методом абсорбции с применением в качестве поглотителя влаги триэтиленгликоля (ТЭГ). Содержание влаги в попутном газе до осушки составляет порядка 6,5 гр./м³ газа. После осушки газ практически сухой.

БОГиРГ состоит из скруббера, абсорбционной колонны, теплообменника «гликоль-газ», фильтра, насосов откачки насыщенного ТЭГ, уравнительного резервуара-теплообменника, сепаратора, ребойлера с регенерационной колонной, насосов откачки регенерированного ТЭГ и дренажной системы.

Технологический процесс осуществляется следующим образом: очищенный газ с блока очистки потоком I поступает в скруббер (газосепаратор). В скруббере при рабочем давлении 0,2-0,4 МПа отделяется капельная жидкость от газового потока. Газ пропускается снизу вверх через каплеуловитель в контактную секцию тарелок абсорбционной колонны. В абсорбционной колонне газ движется навстречу потоку II регенерированного раствора гликоля (ТЭГ) и осушаясь выходит потоком III сверху абсорбционной колонны. Далее осушенный газ через трубчатый теплообменник «гликоль-газ» подается для использования на собственные нужды промысла, а избыток – на прием модульной компрессорной станции для сдачи потребителю.

Насыщенный влагой ТЭГ потоком IV отводится из нижней части колонны, проходит через фильтр и насосами откачки насыщенного ТЭГ АЦМС 2-40 подается в змеевик уравнительного резервуара-теплообменника, где подогревается путем обменом тепла с регенерированным ТЭГ. Затем подогретый, насыщенный влагой ТЭГ из змеевика резервуара-теплообменника поступает в сепаратор низкого давления, где при рабочем давлении 0,07 МПа протекает отделение от ТЭГ унесенного растворенного газа.

Далее дегазированный поток насыщенного влагой ТЭГ поступает в ребойлер через нижнюю часть колонны, где подогревается до температуры 180-200 °С. За счет поддержания высокой температуры в ребойлере из потока насыщенного влагой ТЭГ выпаривается поглощенная влага, которая отводится в виде пара с верха регенерационной колонны. Регенерированный ТЭГ потоком V из сборника ребойлера отводится в

уравнительный резервуар-теплообменник, где отдает часть тепла насыщенному влагой ТЭГ, и насосами откачки регенерированного ТЭГ АЦМС 2-50 через теплообменник «гликоль-газ» подается наверх абсорбера.

В блоке осушки газа предусмотрена дренажная система замкнутого цикла, по которой, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, осуществляется слив ТЭГ из технологического оборудования в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-16-2000-1-1, откуда по мере заполнения ТЭГ возвращается в цикл погружным насосом на вход змеевика уравнительного резервуара теплообменника или откачивается передвижными средствами.

Для подачи газа в магистральный газопровод «Жанаозен-Актау», оператором которого является АО «ИЦА» (АО «НК «QazaqGaz»), проложен газопровод Ø 150 мм протяженностью 669 м. Газ в газопровод подается под давлением 1,5-1,7 МПа (в зависимости от рабочего давления в магистральном газопроводе) после компримирования на блочной компрессорной станции МКС-1, 2.

Очищенный и осушенный газ на компрессорную станцию подается из технологического узла учета газа (ТУУГ) после УПГ по трубопроводу Ø159 мм с давлением 0,2-0,3 МПа. Из коллектора Ø150 мм газ поступает в буферную емкость всасывающей линии компрессора. Для охлаждения во время компримирования газ проходит через газоохладитель межступенчатый. На выходе из модульной компрессорной станции газ охлаждается в концевых охладителях АВО до температуры 20-30 °С. Выделившийся при сжатии и охлаждении конденсат накапливается в баке продувок высокого давления и периодически под давлением 1,5-2,0 МПа направляется в начало процесса подготовки нефти.

Технологические схемы установки очистки газа и блока осушки газа и регенерации гликоля представлены на рисунках 4-5.

В связи с тем, что с 2017 г. месторождение Северное Придорожное находилось в консервации, установки подготовки газа к реализации в магистральный газопровод также были выведены в консервацию и по состоянию на дату разработки настоящей Программы не эксплуатируются.

Весь объем добываемого попутного газа после сепарации используется для собственных нужд в качестве топлива для подогревателей нефти и отопления вахтового поселка. Сброс газа на факел предусмотрен только в объемах технологически неизбежного сжигания. Учет газа ведется с помощью автоматизированных расходомеров.

Вся система сбора и подготовки работает в автоматизированном режиме, с минимальным участием обслуживающего персонала, что позволяет эффективно управлять процессами и минимизировать воздействие на окружающую среду.

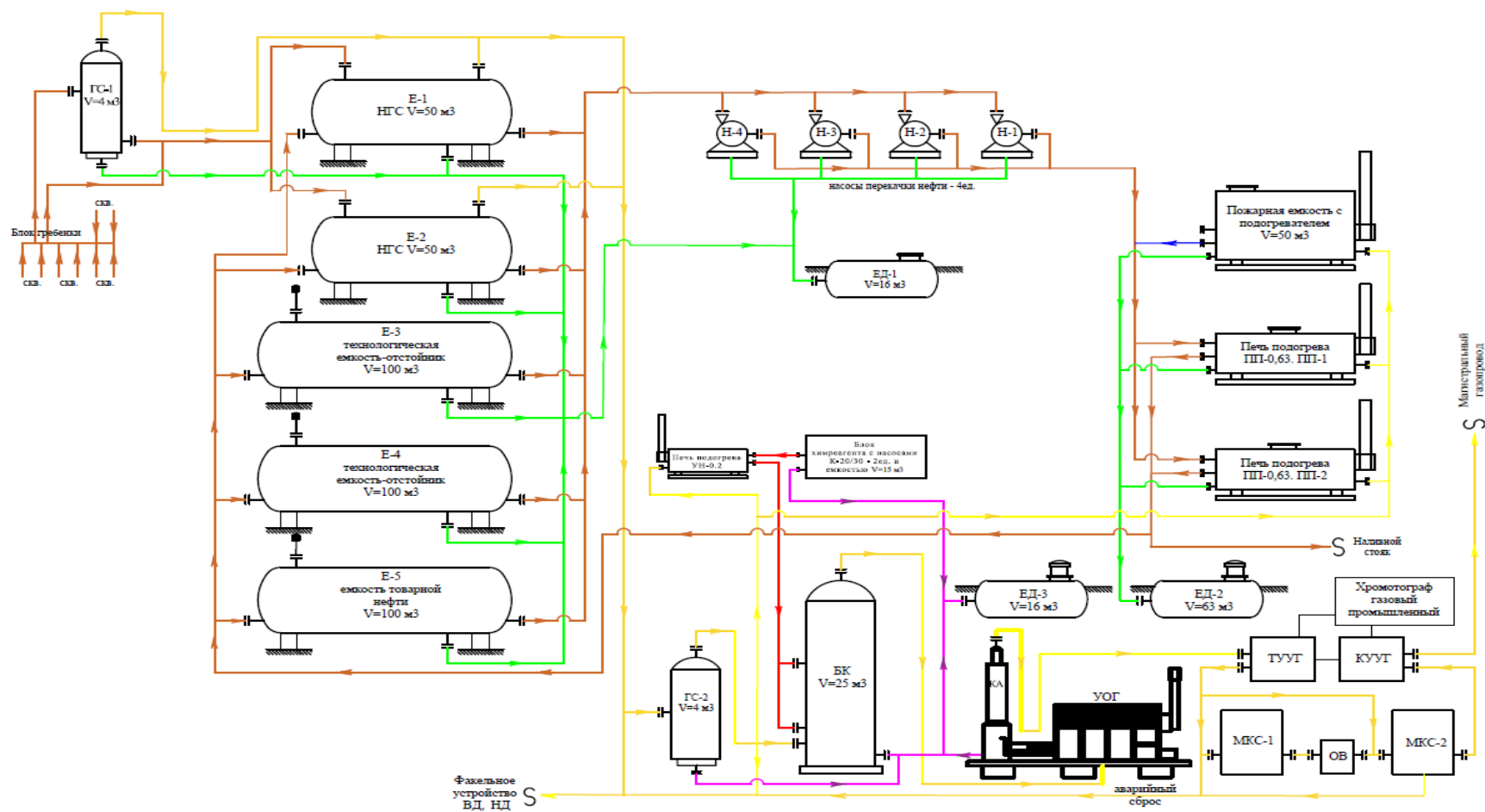


Рисунок 2 - Технологическая схема УСПНиГ Северное Придорожное

Попер. №	Назначение	Примечание
1	РГС-100м3	
2	РГС-50м3-2шт	
3	Земельный участок 2м2	
4	РГС-18м3	
5	Колодезь скважина	
6	Водяной насос 10-50-2кг	
7	Водяной насос 10-125	

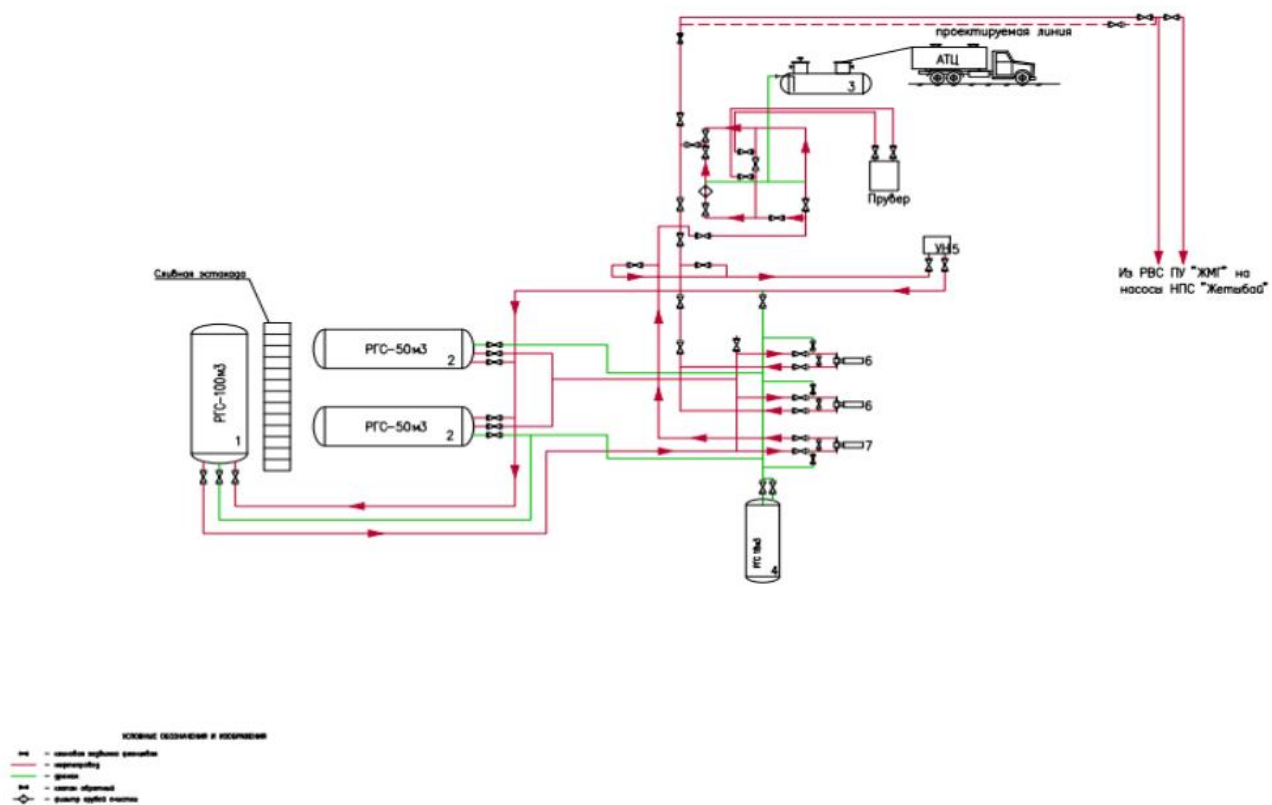


Рисунок 3. - Технологическая схема УЧН Северное Пригородное

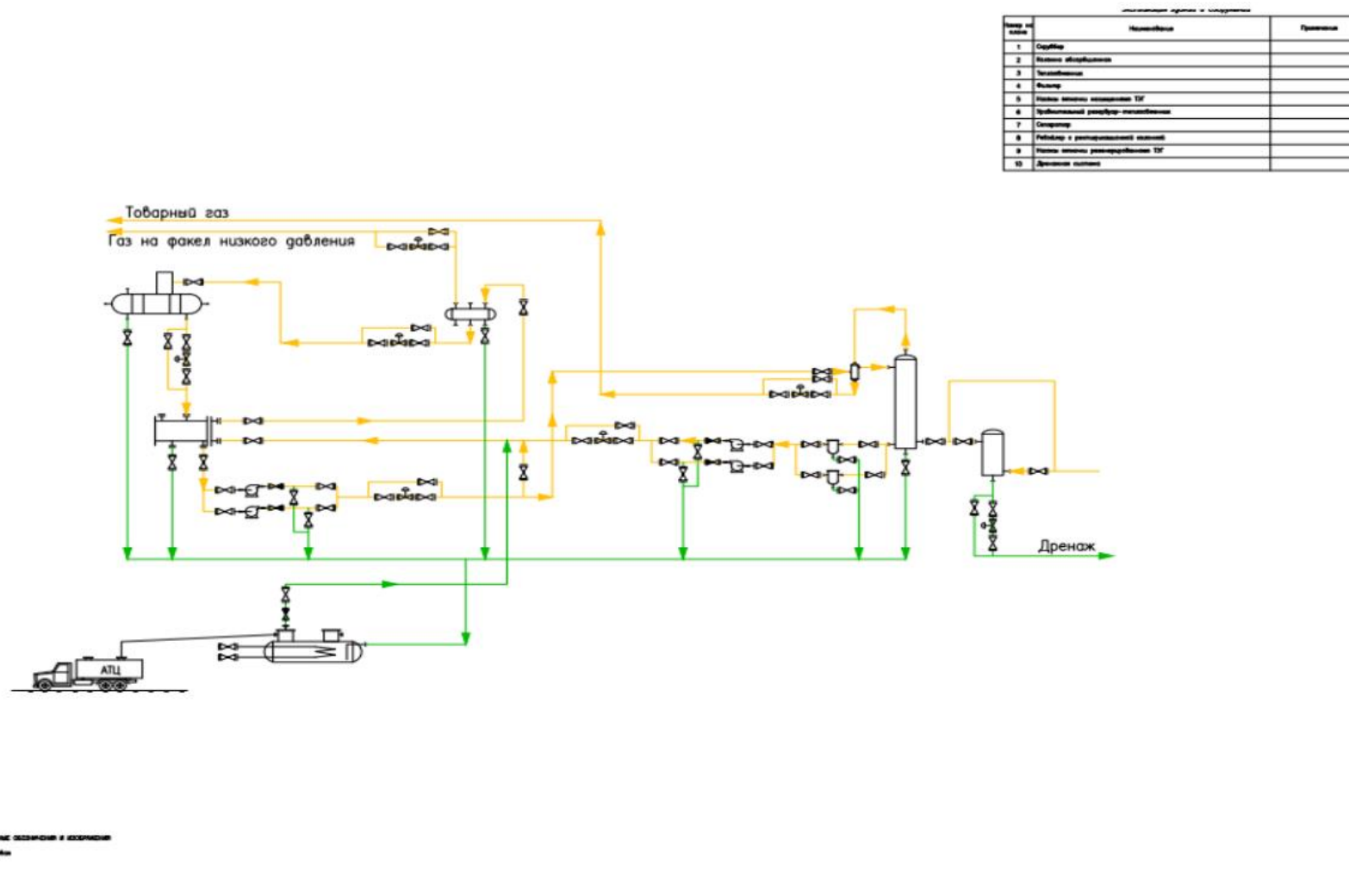


Рисунок 5. - Технологическая схема системы осушки газа и регенерации гликоля

Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Для выявления источников загрязнения атмосферы проведена инвентаризация источников выбросов, получены и систематизированы сведения о составе и количестве промышленных выбросов, выделены потенциальные источники загрязнения.

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

Нумерация для стационарных источников выбросов на месторождении Северное Придорожное принята:

по организованным – например – 0001;

по неорганизованным – например – 6001.

Основные источники воздействия на окружающую среду при эксплуатации

77 источника выбросов, в том числе:

организованных источников – 34 единиц;

неорганизованных источников – 43 единиц.

4. СИСТЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

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

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ТОО «Shergala Petroleum» в 2026 году планирует продолжить эксплуатацию объектов. Учитывая, что производственные объекты являются источниками определенного воздействия на окружающую среду и, принимая во внимание требования экологического законодательства, настоящей работой предложена Программа производственного экологического контроля для объектов ТОО «Shergala Petroleum» на 2026 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